РОСГЕОЛОГИЯ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ

ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ

VI-е

КУДРЯВЦЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ

ВСЕРОССИЙСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ГЛУБИННОМУ ГЕНЕЗИСУ НЕФТИ

Итоги первой пятилетки Кудрявцевских Чтений: от теории неорганического происхождения к практике поисков глубинной нефти

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

МОСКВА – 2018

Кудрявцев Николай Александрович
(21 октября 1893 - 12 декабря 1971)

Закон Н.А.Кудрявцева: *«Во всех без исключения нефтегазоносных районах, где нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах (хотя бы в виде следом миграции по трещинам). Это положение совершенно не зависит от состава пород, условий образования (могут быть метаморфизованные и кристаллические породы) и содержания в них органического вещества. В горизонтах, где имеются хорошие коллекторы и ловушки, возникают промышленные залежи».*

ББК 26.0+26.2+26.3
УДК 552.578.2.061.3+553.04

Итоги первой пятилетки Кудрявцевских Чтений: от теории неорганического происхождения к практике поисков глубинной нефти. 6-е Кудрявцевские Чтения. Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. М.: ГН. 2018. 438 с.

В сборник 6-х Кудрявцевских Чтений вошли тезисы докладов Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа по теме: «Итоги первой пятилетки Кудрявцевских Чтений: от теории неорганического происхождения к практике поисков глубинной нефти». В соответсвие в тематикой 6-х Кудрявцевских Чтениях в сборник вошли работы по следующим вопросам: 1. обобщение материалов и подведение итогов 1-й пятилетки Кудрявцевских Чтений; 2. актуальные задачи дальнейшего развития теории неорганического происхождения нефти; 3. актуальные задачи совершенствования практики поисков на основе неорганического происхождения нефти.

Ответственный редактор: А.И.Тимурзиев
Доктор геолого-минералогических наук, академик РАЕН

ПРОГРАМНЫЙ КОМИТЕТ

Председатель: **Тимурзиев А.И.**, АО «ЦГЭ», Москва

Сопредседатели: **Гордиенко В.В.**, Институт геофизики НАН Украины, Киев; **Козловский Е.А.**, Вице-Президент РАЕН, Министр геологии СССР, Москва; **Краюшкин В.А.**, Институт геофизики НАН Украины, Киев; **Летников Ф.А.**, Институт земной коры СО РАН, Иркутск; **Муслимов Р.Х.**, Казанский федеральный университет, Казань

Заместители председателя: Валяев Б.М., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва; **Павленкова Н.И.**, Институт физики Земли РАН, г. Москва; **Сейфуль-Мулюков Р.Б.**, Институт проблем информатики РАН, Москва; **Томиленко А.А.**, Институт геологии и минералогии СО РАН, Новосибирск.

Члены научного комитета: **Астафьев Д.А.**, ВНИИГАЗ, Москва; **Балицкий В.С.**, Институт экспериментальной минералогии РАН, Черноголовка; **Беленицкая Г.А.**, ВСЕГЕИ, СПб; **Готтих Р.П.**, ВНИИГеосистем, Москва; **Гуфельд И.Л.**, Институт физики Земли РАН, Москва; **Иванов К.С.**, Институт геологии и геохимии УрО РАН, Екатеринбург; **Киреева Т.А.**, МГУ, Москва; **Кузин А.М.**, ИПНГ РАН, Москва; **Ларин В.Н.**, Москва; **Лурье М.А.**, Иркутский Государственный Университет, Иркутск; **Малышев А.И.**, ИГГ УрО РАН, Екатеринбург; **Маракушев С.А.**, ИПХФ РАН, МО, Черноголовка; **Пиковский Ю.И.**, МГУ, Москва; **Плотникова И.Н.**, КГУ, Казань; **Степанов А.Н.**, ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Волгоград; **Тимофеев Д.Н.**, ООО «Космические Технологии», Красноярск; **Трофимов В.А.**, ЦГЭ, Москва; **Шевченко Н.Б.**, Центр геолого-тематических исследований ПАТ "Укрнафта", Киев.

ISBN 978-5-9904220-6-3

© НПО «Глубинная нефть», 2018
© АО «Росгеология», АО «ЦГЭ», 2018
© Коллектив авторов, 2018

РАЗВИТИЕ ТЕОРИИ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ В РАБОТЕ КУДРЯВЦЕВСКИХ ЧТЕНИЙ, ПРОВОДИМЫХ В РАМКАХ ПРОЕКТА «ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ»

Тимурзиев А.И.
АО «ЦГЭ», Москва. E-mail: aitimurziev@cge.ru

Аннотация. К 40-летию со дня кончины Н.А.Кудрявцева - нашего выдающегося Ученого, основателя современной теории неорганического происхождения нефти, в АО «ЦГЭ» было проведен учредительный Съезд по организации и проведению Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа, ставший отправной вехой по возрождению славных традиций проведения Всесоюзных совещаний по происхождению нефти в нашей стране. Для увековечивания памяти Н.А.Кудрявцева, конференция получила название «Кудрявцевские Чтения» и, начиная с 2012, проходит в АО «ЦГЭ». Цель конференции - развитие вопросов теории происхождения нефти, заложенной российской и советской неорганической школой геологов - геохимиков (Д.И.Менделеев, Н.А.Кудрявцев, П.Н.Кропоткин, В.Б.Порфирьев), методов прогнозирования нефтегазоносности недр и технологий поисков глубинной нефти. Кудрявцевские Чтения помимо функции организующей площадки для сторонников глубинного, абиогенно-мантийного происхождения нефти, являются элементом научной революции (смены парадигмы), происходящей в геологии нефти, и служат созданию теории глубинного абиогенно-мантийного генезиса нефти и газа, как научной основы для реализации в нашей стране государственной программы по поискам глубинной нефти.

О проекте «Глубинная нефть»

Авторский проект «Глубинная нефть»[1] (ГН), развиваемый в нашей стране с 2011 года, возник как альтернатива исчерпавшей к концу XX века ресурс своего развития теории органического происхождения нефти [1]. Сегодня проект ГН рассматривается как концепция минимизации негативных последствий западных санкционных ограничений в области ТЭК России за счет опережающего восполнения ресурсной базы и стабилизации добычи нефти от начавшегося ее падения на территориях хозяйственной деятельности нефтяных компаний (НК) России, работающих в «старых районах» нефтедобычи Европейской части страны, Западной Сибири и других традиционных районах нефтедобычи. Предлагаемая концепция является экономически выгодной альтернативой дорогостоящим, инфраструктурно и технологически необеспеченным проектам освоения шельфа Ледовитого и Тихого океанов и трудноизвлекаемых ресурсов (ТРИЗ).

Концепция Глубинной нефти. Последние 6 лет в России на базе АО «ЦГЭ» активно развивается инновационный научный проект «Глубинная нефть», призванный возродить отечественное направление по абиогенному (неорганическому или минеральному) генезису нефти и газа, возникшему на основе идей Д.И. Менделеева и в дальнейшем развивавшегося в 50-е ÷ 80-е годы прошлого столетия в работах советской школы неоргаников усилиями профессора Н.А. Кудрявцева, академиков В.Б. Порфирьева, П.Н.Кропоткина и их учеников.

Современный этап развития исследований по глубинному абиогенно-мантийному генезису УВ связан как с реабилитацией незаслуженно преданного забвению неорганического учения, так и возрождением этих идей на основе современных достижений науки, включая лабораторно-программное обеспечение и результаты экспериментального моделирования по синтезу неорганических УВ в PT-условиях верхней мантии Земли. Другой особенностью современного этапа развития неорганического учения является всемерное приложение результатов научных исследований в практику ГРР, выраженное в разработке и внедрении высокоэффективных методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной нефти.

Благодаря этим разработкам и достижениям отечественной геологической мысли, Россия обладает сегодня уникальным конкурентным преимуществом в области методов и технологий поисков глубинной нефти, внедрение которых сулит отечественным НК высокую

[1] Под «Глубинной нефтью» понимается нефть (углеводороды в целом) глубинного, абиогенно-мантийного (неорганического или минерального) происхождения, образующие промышленные скопления в земной коре (осадочном чехле и фундаменте), независимо от глубины залегания и возраста вмещающих пород.

эффективность проведения ГРР и значительный рост разведанных запасов УВ-сырья за счет вовлечения в освоение потенциальных ресурсов нефти и газа нижней части осадочного чехла и нефтегазоносного комплекса (НГК), связанного с фундаментом нефтегазоносных бассейнов (НГБ), включая старые районы нефтедобычи Европейской части страны. Следует напомнить, что огромные территории страны, выведенные из категории перспективных земель по идеологическим соображениям и, по которым ГРР не проводятся, ждут своей переоценки и требуют скорейшего вовлечения в активный процесс поисков и освоения. К таким территориям, в первую очередь, относится Московская синеклиза, открытия большой нефти по которой задерживаются только в силу неверного теоретического базиса и методологии поисков, основанных на теории органического происхождения нефти.

Проект «Глубинная нефть» помимо функции организующей площадки для сторонников глубинного генезиса УВ, является элементом научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии и служит созданию теории глубинного абиогенно-мантийного генезиса УВ, как научной основы формирования политики планирования и проведения ГРР, реализации Программы по поискам глубинной нефти, реанимации Программ изучения глубинного строения и глубинного опорно-параметрического бурения в нашей стране.

Информационное обеспечение проекта «Глубинная нефть». Проект ГН стартовал в 2011 г. с проведения учредительного Съезда по организации и проведению в нашей стране «Кудрявцевских Чтений» (КЧ) - Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти. В 2012 г. в ЦГЭ состоялись 1-е КЧ, а в октябре 2016 г. прошли уже 5-е Чтения. По итогам КЧ выпускаются тезисы докладов [7-11], сборники [5, 6] и Резолюции конференций [2-4].

Для информационного обеспечения проекта ГН создан интернет-ресурс «Глубинная нефть» (www.deepoil.ru/), на котором размещен сайт конференции «Кудрявцевские Чтения» (http://conference.deepoil.ru/), База Знаний (БЗ) - архив опубликованных работ по тематике неорганических исследований (www.deepoil.ru/index.php/bazaznaniy/) и научный форум «Альтернативная нефть» (www.deepoil.ru/forum/).

Начиная с 2013 года в рамках проекта «Глубинная нефть» издается ежемесячный электронный научный журнал «Глубинная нефть» (Свидетельство о регистрации СМИ ЭЛ № ФС 77-53295), который получил Международный стандартный серийный номер (ISSN 2306-3114=Glubinnaâ neft') и включен в Российский индекс научного цитирования – РИНЦ (http://elibrary.ru/contents.asp?issueid =1264568).

Конференция «Кудрявцевские Чтения»

В рамках проекта «Глубинная нефть» 14 декабря 2011 г. в ЦГЭ прошел учредительный Съезд (рис.1) по организации и проведению Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа, ставший отправной вехой по возрождению славных традиций проведения Всесоюзных совещаний по происхождению нефти в СССР. Для увековечивания памяти Н.А. Кудрявцева конференция получила название «Кудрявцевские Чтения» и, начиная с 2012 г., проходит в ЦГЭ. Цель конференции - развитие вопросов теории происхождения нефти и газа, заложенной российской и советской неорганической школой геологов и геохимиков (Д.И. Менделеев, Н.А. Кудрявцев, П.Н. Кропоткин, В.Б. Порфирьев), методов прогнозирования нефтегазоносности недр и технологий поисков, основанных на глубинных генетических критериях нефтегазоносности недр.

КЧ позиционируются как ежегодная Всероссийская научная конференция по глубинному происхождению нефти и газа. Девиз конференции: «От теории неорганического абиогенно-мантийного генезиса к технологиям прямых поисков нефти» - вытекает из осознания того, что «время дискуссий прошло и пришло время утилизации знаний о глубинном генезисе УВ в методы прогнозирования нефтегазоносности недр и технологии поисков и освоения глубинной нефти» [12]. Осознание этой объективной реальности произошло не только среди геологов-нефтяников нашей страны, имеющей вековую историю плюрализма во взглядах на генезис нефти, но и на Западе, отличающемся исключительным консерватизмом и устойчивым неприятием учения о неорганическом происхождении нефти.

Рис.1. Коллективная фотография участников учредительного Съезда по организации и проведению Кудрявцевских Чтений. Москва, ЦГЭ 14 декабря 2011 г. Слева направо: Р.Б. Сейфуль-Мулюков, Н.Г. Алексеева, Н.Г. Вафина, О.Ю. Баталин, Н.П. Павленкова, А.М. Кузин, В.В. Муравьев, И.Н. Плотникова, В.А. Трофимов, А.И. Тимурзиев, Р.Х. Муслимов, Б.М. Валяев, В.А. Алексеев, В.А. Шляховский, Ю.И. Пиковский.

Работа КЧ организована на секционной основе. Основой деятельности секций стало формулирование наиболее перспективных направлений развития теории неорганического генезиса нефти в свете фундаментальных исследований и их прикладных приложений. Цель конференции состоит в обобщении, систематизации и создании научной теории в рамках интеграции знаний секционного блока, как составного элемента единой системы онтогенеза нефти. Реализация выработанных в рамках секционной деятельности научных положений и теорий осуществляется через выходящие под эгидой конференции материалы, электронный журнал «Глубинная нефть», а также через другие журналы нефтяного профиля. Важнейшим направлением работы по популяризации деятельности КЧ является подготовка сборников тезисов и докладов конференции и монографий по результатам фундаментальных и прикладных исследований. Прикладные разработки в области методологии прогнозирования нефтегазоносности недр, методов и технологий поисков и освоения глубинной нефти, других практических приложений выработанного в рамках секционной деятельности Знания, реализуются через коммерческие проекты.

По итогам учредительного Съезда была принята Резолюция [2]. Выражая коллективную обеспокоенность текущим состоянием нефтегазовой отрасли в нашей стране, вошедшей с конца прошлого века в глубокий системный кризис, отразившийся не только в падении научного обеспечения ГРР, но и в оскудении ресурсной базы и темпов ее воспроизводства, участники учредительного Съезда КЧ постановили.

1. Признать кризисное состояние нефтегазовой отрасли страны, исчерпавшей ресурс своего развития, в том числе благодаря неэффективному научному обеспечению ГРР на основе руководящей осадочно-миграционной теории происхождения нефти.

2. Считать своевременным организацию Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа «Кудрявцевские Чтения» в продолжение славных традиций отечественной школы неорганического происхождения нефти на пути возрождения нефтегазовой геологии и научного обеспечения ГРР нефтяных компаний страны.

3. Поручить Координационному совету учредительного Съезда подготовить список секций и предложения по персональному составу программного Комитета 1-х КЧ.

4. Первые КЧ провести 22-24 октября 2012 года в Москве в ЦГЭ.

5. Председателем Оргкомитета КЧ назначить А.И. Тимурзиева.

В Оргкомитет КЧ в разные годы входили академики: П.Ф. Гожик и В.А. Краюшкин (НАН Украины); Ф.А. Летников и А.А. Маракушев (РАН РФ), Р.Х. Муслимов (АН РТ); Г.Н. Гогоненков, Е.А. Козловский и А.И. Тимурзиев (РАЕН); доктора наук: В.А. Алексеев (ГНЦ РФ ТРИНИТИ), Д.А. Астафьев (ВНИИГАЗ), В.С. Балицкий (ИЭМ РАН), Г.А. Беленицкая (ВСЕГЕИ), Б.М. Валяев (ИПНГ РАН), В.В. Гордиенко (ИГ НАНУ), Р.П. Готтих (ВНИИгеосистем), И.Л. Гуфельд (ИФЗ), К.С. Иванов (ИГиГ УрО РАН), Т.А. Киреева (МГУ), А.М. Кузин (ИПНГ РАН), В.Н. Ларин, М.А. Лурье

(ИГУ), С.А. Маракушев (ИПХФ РАН), Н.И. Павленкова (ИФЗ РАН), Ю.И. Пиковский (МГУ), Б.И. Писоцкий (ИПНГ РАН), И.Н. Плотникова (КГУ), Р.Б. Сейфуль-Мулюков (ИПИ РАН), А.Н. Степанов (ЛУКОЙЛ-Инжиниринг), А.А. Томиленко (ИГМ СО РАН), В.А. Трофимов (ИГиРГИ), В.П. Якуцени (ВНИГРИ) и др.

Заданный учредительным Съездом по организации КЧ импульс обновления нефтегазовой геологии от исчерпавшей свой потенциал развития органической теории происхождения нефти, материализовался проведением в октябре 2012 года 1-х КЧ.

Итоги 1-х КЧ, впечатляющие своей представительностью (240 человек из 112 научных, производственных и сервисных организаций России, Армении, Беларуси, Казахстана, Узбекистана и Украины) и содержательностью докладов (было представлено 108 докладов), нашли концентрированное выражение в итоговой Резолюции [3]. На открытии 1-х КЧ с приветственными словами обратились А.С. Кашик - Генеральный директор АО «ЦГЭ», В.З. Гарипов - Зам. министра МНП СССР, Е.А. Козловский - Министр геологии СССР, Ф.А. Летников - академик РАН, М.Г. Леонов - ГИН РАН, А.И. Варламов - Генеральный директор АО «ВНИГНИ», А.Н. Дмитриевский - Генеральный директор ИПНГ РАН.

Рис.2. Президиум 1-х Кудрявцевских Чтений. Слева направо: С.М. Карнаухов (ГАЗПРОМ), Г.Н. Гогоненков (ЦГЭ), В.З. Гарипов (ТПП), А.И. Тимурзиев (ЦГЭ), Е.А. Козловский (РАЕН), Ф.А. Летников (ИЗК СО РАН), М.Г. Леонов (ГИН РАН).

Рис.3. Приветственные выступления на 1-х Кудрявцевских Чтениях. Слева направо (верхний ряд): А.С. Кашик (ЦГЭ), В.З. Гарипов (ТПП), М.Г. Леонов (ГИН РАН). Слева направо (нижний ряд): В.А. Варламов (ВНИГНИ), Е.А. Козловский (РАЕН), А.Н. Дмитриевский (ИПНГ РАН).

Рис.4. Аудитория 1-х Кудрявцевских Чтений.

В соответствии с темой 1-х КЧ, посвященной современному состоянию теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти, на конференции прошло заинтересованное обсуждение среди ученых, геологов и нефтяников России и стран ближнего зарубежья результатов исследований по четырем основным разделам: фундаментальные вопросы происхождения нефти и газа (1); теоретические и экспериментальные работы по вопросам генезиса нефти и газа (2); геологическое строение и перспективы нефтегазоносности недр с позиций их глубинного происхождения (3); методы и технологии прогнозирования, поисков, разведки и освоения глубинной нефти (4).

Ниже даны выдержки по ряду рекомендаций, сформулированным в Резолюции 1-х КЧ.

В сфере фундаментальных теоретических и экспериментальных исследований:

1. …реанимировать программу работ Н.А.Кудрявцева по проблеме неорганического происхождения нефти и газа, расширив ее, с учетом нового видения проблемы.

2. …образовать в Троицке на базе ТРИНИТИ научно-экспериментальный кластер по моделированию синтеза УВ в термодинамических условиях верхней мантии Земли.

3. …на системной основе организовать изучение процессов эволюции глубинных мантийных флюидных систем, определяющих формирование всего комплекса флюидогенных полезных ископаемых Земли в рамках научного центра.

4. …организовать научно-исследовательский институт «Проблем неорганического происхождения нефти», имеющий федеральный статус и бюджетное финансирование.

В сфере геологического изучения недр:

5. …фонд разведочных и, особенно, эксплуатационных скважин на месторождениях нефти России подлежит инвентаризации, с определением возможности … их углубления для вскрытия на технических доступных глубинах кристаллического фундамента ОБ.

6. …приступить к разработке … НИОКР по теме «Физические и геологические основы геолого-геофизических методов и технологий поисков, разведки и освоения месторождений нефти в глубоких и сверхглубоких горизонтах известных и потенциальных нефтегазоносных ОБ России, включая их кристаллический фундамент».

8. Возобновить … федеральные программы глубинных сейсмических исследований земной коры и мантии Земли и глубокого опорно-параметрического бурения…

9. Создать федеральную программу по изучению новейшей тектоники НГБ и перспективных районов страны для установления количественных связей нефтегазоносности недр с новейшими деформациями земной коры для целей количественной оценки перспектив нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования территории РФ на основе …глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти.

10. Обратиться к правительству России и Роснедра РФ с рядом дополнительных предложений по совершенствованию ГРР в сфере геологического изучения недр.

В сфере недропользования и воспроизводства минерально-сырьевой базы страны:

11. Обратиться к правительству России и Роснедра РФ с предложением изменить условия лицензионных соглашений в части снятия ограничений по глубинности изучения и освоения недр. …Разрешить изучение недр и поиски месторождений в пределах ЛУ без ограничений по глубине, законодательно закрепив преимущественное право на разработку вновь открытых залежей за компаниями, проводившими глубинное изучение недр.

12. Приступить к разработке федеральной программы по реанимации старых НГБ на основе концепции глубинного генезиса нефти и возобновляемости ресурсов месторождений.

13. …подготовить программу работ по изучению перспектив нефтегазоносности территорий, в пределах которых работы в соответствии с положениями органической теории положительных результатов не дали, или которые считаются бесперспективными. …в качестве первоочередной такой территории рассмотреть Московскую синеклизу.

В сфере подготовки кадров нефтяного профиля и научной цензуры:

15. Обратиться в Минобразования РФ с предложением изменить условия преподавания и практику одностороннего освещения вопросов происхождения нефти и газа на факультетах и кафедрах нефтяного профиля Российских ВУЗов и университетов.

16. Обеспечить условия и стимулировать создание обстановки плюрализма мнений и соревновательности научных идей при подготовке студентами дипломов и диссертаций.

17. Рекомендовать издательствам России нефтяного профиля отказаться от келейной политики цензуры и запретов на инакомыслие в издательской деятельности.

Резюмируя итоги 1-х КЧ отметим ее главный созидательный посыл, адресованный геологической общественности нашей страны – начат процесс возрождения незаслуженно преданного забвению неорганического учения, созданного усилиями наших великих соотечественников Н.А. Кудрявцева, П.Н. Кропоткина, В.Б. Порфирьева и их последователей во времена подавления и преследования инакомыслия.

И, если 1-е Кудрявцевские Чтения можно рассматривать как смотр человеческого и интеллектуального потенциала, то 2-е КЧ имели уже целевую установку на решение ключевых вопросов происхождения нефти, связанные с изучением природы глубинных очагов генерации УВ, процессов и механизмов генерации и миграции глубинных УВ.

Тематика 2-х КЧ (2013 г.) была посвящена изучению природных физико-химических условий и процессов преобразования и мобилизации мантийных C-H-N-O-S систем в УВ нефтяного ряда, изучению исходного вещества и очагов генерации, механизмов и каналов вертикальной миграции глубинных УВ-систем. На 2-е КЧ зарегистрировалось 180 Участников (включая слушателей), заявлено более 120, заслушано около 100 докладов.

По результатам работы 2-х КЧ была принята Резолюция [4], в которой предлагается:

1. Одобрить деятельность КЧ, которые обрели статус постоянно действующей ежегодной конференции для геологов-нефтяников бывшего постсоветского пространства...

3. В рамках секционной работы КЧ подготовить проект предложения к федеральной программе по разделу экспериментального моделирования образования глубинной нефти...

4. Предложить РАН РФ включить КЧ в перечень мероприятий ее деятельности.

7. Предложить МПР (Роснедра), ПАО «Газпром» и НК России организовать на своих месторождениях или новых объектах полигоны для внедрения и тестирования методов и технологий поисков нефти и газа на основе глубинных критериев нефтегазоносности недр...

8. Предложить МПР 5-ти летнюю Федеральную программу НИР и включить в перечень государственных контрактов на выполнение работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы УВ-сырья территории РФ и её континентального шельфа за счёт средств федерального бюджета на 2015-2020 годы тематику по изучению вопросов глубинного генезиса нефти, обоснованию глубинных критериев и оценке перспектив нефтегазоносности недр РФ.

9. В условиях …усилении санкционных мер и технологической неготовности России к экологическим последствиям освоения «шельфовой нефти», форсировать исследования по изучению и поискам глубинной нефти в пределах традиционных (ОБ) нефтедобывающих районов и нетрадиционных (горно-складчатые, древние платформы и щиты, фундамент осадочных бассейнов и др.) перспективных районов континентальной части России.

10. Включить работы по изучению вопросов глубинного генезиса нефти в перечень стратегических, приоритетных направлений научных исследований, осуществляемых государством в области энергетической безопасности России.

3-е КЧ (2014 г.) были посвящены изучению условий миграции, аккумуляции и сохранности глубинной нефти в земной коре; строения и формирования промышленных скоплений УВ; закономерностям распределения и глубинным генетическим критериям нефтегазоносности недр. В конференции приняло участие более 150 ученых, которые представляли НК и сервисные компании, общеобразовательные, научные и академические организации из России, Азербайджана, Армении, Казахстана, Кыргызстана, Узбекистана, Украины и др. стран. По программе на конференции было заслушано более 60 докладов.

В рамках секционной тематики 3-х КЧ обсуждались основные вопросы онтогенеза нефти, связанные с внутриочаговой мобилизацией и эвакуацией из очагов генерации мантийных УВ-систем; вертикальной миграцией УВ из глубинных очагов генерации в верхнюю часть земной коры; очагами и каналами локализованной разгрузки глубинных флюидов; аккумуляцией и особенностями строения и формирования залежей УВ в зонах традиционного и нетрадиционного нефтегазонакопления; сохранностью скоплений УВ; закономерностями пространственно-стратиграфического распределения и изменения фазово-элементного состава и физико-химических свойств УВ скоплений; механизмом

формирования залежей, зон нефтегазонакопления, нефтегазоносных областей и провинций; глубинными генетическими критериями нефтегазоносности недр.

4-е КЧ (2015 г.) были посвящены вопросам типизации и классификации УВ-систем; методам прогнозирования, нефтегазогеологического районирования и количественной оценки ресурсного потенциала недр; методам и технологиям поисков, разведки и освоения глубинной нефти. Основное внимание в повестке 4-х КЧ было уделено вопросам изучения закономерностей распределения УВ в недрах земной коры, генетическим критериям нефтегазоносности недр, типизации и классификации природных УВ систем, прогнозно-поисковым критериям картирования промышленных скоплений глубинных УВ в земной коре, методам прогнозирования и оценки нефтегазоносности недр, методам и технологиям поисков, разведки и освоения глубинной нефти.

5-е КЧ (2016 г.) в рамках намеченной 5-ти летней Программы стали очередным этапом обобщения и формирования знаний по современным концепциям нефтегазообразования и эволюции представлений на генезис УВ, как элементов нового системного учения - теории глубинного абиогенно-мантийного генезиса нефти и газа.

С учетом соавторов присланных докладов, количество участников 5-х КЧ превысило 220 человек. Впервые в состав Оргкомитета КЧ вошли руководители АО «Росгеология» (Р.С. Панов – Генеральный директор; И.Ф. Талипов - Директор департамента геологической оценки объектов дирекции по ГРР). На открытии конференции с приветственными словами обратились: А.И. Варламов - Генеральный директор АО «ВНИГНИ», В.П. Орлов – Президент РОСГЕО, А.М. Брехунцов - Генеральный директор НАО «СибНАЦ», В.П. Полеванов – Главный геолог ФБУ «Росгеолэкспертиза», другие участники. По программе конференции было заслушано более 50 докладов.

На 5-е КЧ в соответствие с заявленной темой «Формулирование современного варианта теории (новой парадигмы) глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти и газа», обсуждались авторские концепции по генезису УВ и рассматривались отдельные вопросы генезиса УВ, отвечающие основным разделам запланированного по итогам 5-ти летней работы коллективного научного издания по теории происхождения нефти и газа.

Закончилась первая пятилетка со времени созыва учредительного Съезда и начала проведения КЧ. Срок небольшой, но значимый как для участников конференции, так и для нефтегазовой науки в целом, получившей мощный импульс развития на основе возрождения альтернативного учения о неорганическом происхождении нефти и газа в нашей стране. И как следствие труда большого числа ученых и специалистов - Участников КЧ, мы приблизились к возможности подведения промежуточных итогов своей деятельности, равно как и необходимости наметить новые планы в рамках инновационного проекта «Глубинная нефть», развиваемого в нашей стране с 2011 года.

Благодаря напряженной и успешной работе Оргкомитета и Участников КЧ удалось внести огромный научный вклад в возрождение отечественной школы неорганического происхождения нефти. По результатам 5-ти летней работы КЧ выполнена большая работа по популяризации неорганического учения и консолидации различных научных школ, начата подготовка коллективного научного труда, призванного на основе систематизированного знания подготовить к изданию современный вариант теории глубинного, абиогенно-мантийного происхождения нефти и газа. Подготовленные и опубликованные за этот период материалы являются сокровищницей альтернативной научной мысли в области генезиса углеводородов, материалы эти доступны на скачивания из архива конференции [2-11].

КЧ, возникшие как альтернатива общему падению уровня нефтегазовой геологии и забвению теоретических и фундаментальных вопросов генезиса нефти и газа, в частности, обрели статус постоянно действующей ежегодной Всероссийской конференции для ученых и специалистов стран бывшего СССР. КЧ стали центром консолидации всех здоровых научных сил нефтегазового сообщества на пути возрождения геологии нефти из состояния стагнации и деградации периода постсоветского цивилизационного коллапса.

Многое из того, что удалось сделать и обсудить за прошедший период, позволило понять состояние, в котором находится альтернативное неорганическое учение на нашем постсоветском пространстве, где функционируют формальные представительства КЧ.

Принятая и последовательно реализованная 5-ти летняя Программа проведения КЧ, как первого этапа научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в нашей стране, завершена и знаменовала собой проведение юбилейных 5-х КЧ.

В соответствие с этой Программой мы последовательно реализовали намеченные планы в стремлении обобщить и систематизировать все то научное наследие, что досталось нам от наших предшественников со времен Д.И. Менделеева, и все те научные знания, носителями которых являются участники КЧ, с целью формулирования на их основе современного варианта научной теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения УВ и передачи сокровищницы этих знаний поколению будущих исследователей природы нефти и газа.

Основное внимание в повестке КЧ было уделено изучению процессов эволюции и строения УВ-систем для ядерно-мантийного и корово-чехольного уровня, формулированию глубинных критериев нефтегазоносности недр, обсуждению методов и технологий прогнозирования, поисков, разведки и освоения месторождений нефти и газа. От решения этих вопросов зависит степень интегрирования теоретических основ глубинного генезиса нефти и газа в практику ГРР. Важность этих вопросов в условиях снижения объемов и эффективности ГГР в стране на фоне продолжающихся западных санкций, особенно очевидна для отечественных НК. Уверен, обескровленное отсутствием направляющего геологоразведочный процесс научного обеспечения со стороны официальной науки, производство в лице руководства, менеджмента и специалистов адекватно воспримет происходящие в стране процессы научной революции и смены нефтегазовой парадигмы. И чем раньше это произойдёт, тем раньше нефтегазовый комплекс России сможет воспользоваться уникальным конкурентным преимуществом, связанным с развитием в нашей стране в рамках проекта «Глубинная нефть» теории неорганического происхождения нефти, ставшему возможным благодаря научному и гражданскому подвигу великих ученых СССР: Н.А. Кудрявцева, В.П. Кропоткина, В.Б. Порфирьева и их многочисленных последователей в 50-80 гг. XX века, тем бесценным конкурентным преимуществом, которое досталось нам в наследие вместе с ТЭК, обеспечивающим до настоящего времени экономическую состоятельность нашей страны и благополучие ее населения.

Наконец, касаясь влияния проекта «Глубинная нефть» и Кудрявцевских Чтений, в частности, на развитие теории нефтегазовой геологии и практики геологоразведочных работ в нашей стране, будет уместным отметить, что информационная волна, зародившаяся от деятельности КЧ, «накрыла» все постсоветское пространство и «проросла» в первопрестольной созданием секции «Дегазация Земли» (председатель В.Л. Сывороткин) при Московском обществе испытателей природы (МОИП). Под председательством автора при секции «Дегазация Земли» функционирует подсекция «Происхождение нефти».

Другим важным достижением проекта «Глубинная нефть» следует считать тот факт, что, в том числе, благодаря участию в КЧ, ряд авторов смогли обобщить свои знания и издать печатные труды. В их числе И.Л. Гуфельд, М.Ю. Доломатов, К.С. Иванов, В.А. Корчин, А.А. Кузнецов, Ю.Г. Кутинов, В.А. Трофимов, А.И. Тихонов, Д.Н. Тимофеев, И.М. Белозеров, В.Н. Устьянцев, А.Е. Лукин, Н.В. Ларин, Ю.И. Пиковский, М.А. Лурье, А.И. Малышев, Р.Б. Сейфуль-Мулюков, Г.А. Беленицкая, М.В. Багдасарова, К.М. Севостьянов, В.А. Алексеев (посмертно) и др. авторы, участники КЧ, труды которых материализовались в монографиях.

Не будет преувеличением сказать, что сейчас пришло время испытания для отечественной нефтегазовой науки и время выбора для отечественного нефтегазового сектора: либо дальнейшее развитие ТЭК страны, либо стагнация и окончательная деградация при отсутствии научного обеспечения его развития со стороны традиционной нефтегазовой науки. Вопросы не праздные, определяющие не только пути развития науки, но и будущее энергетической безопасности страны, ее энергетическую независимость.

Планы дальнейшего развития теории неорганического происхождения углеводородов изложены нами в «Октябрьских тезисах», с которыми связывается начало второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в нашей стране [13]. В сложившихся условиях гражданский долг каждого ученого, геолога и нефтяника сделать исторический выбор по дальнейшему направлению развития нефтегазовой геологии, судьбе ТЭК и энергетической независимости нашей страны в целом.

Литература

1. Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа. Геология нефти и газа, №2, 2007, с. 41-47.

2. Резолюция учредительного Съезда Кудрявцевских Чтений. М., ОАО «ЦГЭ», 2011. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/UM/Timurziev_Resolution%20of%20constituent%20congress.pdf.

3. Резолюция 1-х КЧ: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/2_Resolution_1-KR.pdf.

4. Резолюция 2-х КЧ: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/2KR_Theses_Collection.pdf.

5. Сборник трудов 1-х КЧ: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/2KR_Theses_Collection.pdf.

6. Сборник трудов 2-х КЧ: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/2KR_Theses_Collection.pdf).

7. Материалы 1-х КЧ: https://cloud.mail.ru/public/2t1H/5NkkEhsob.

8. Материалы 2-х КЧ: https://cloud.mail.ru/public/3qMt/dWDpRiKbV.

9. Материалы 3-х КЧ: https://cloud.mail.ru/public/MniX/dVLsupeTh.

10. Материалы 4-х КЧ: https://cloud.mail.ru/public/4Cv2/vy45TeG5G.

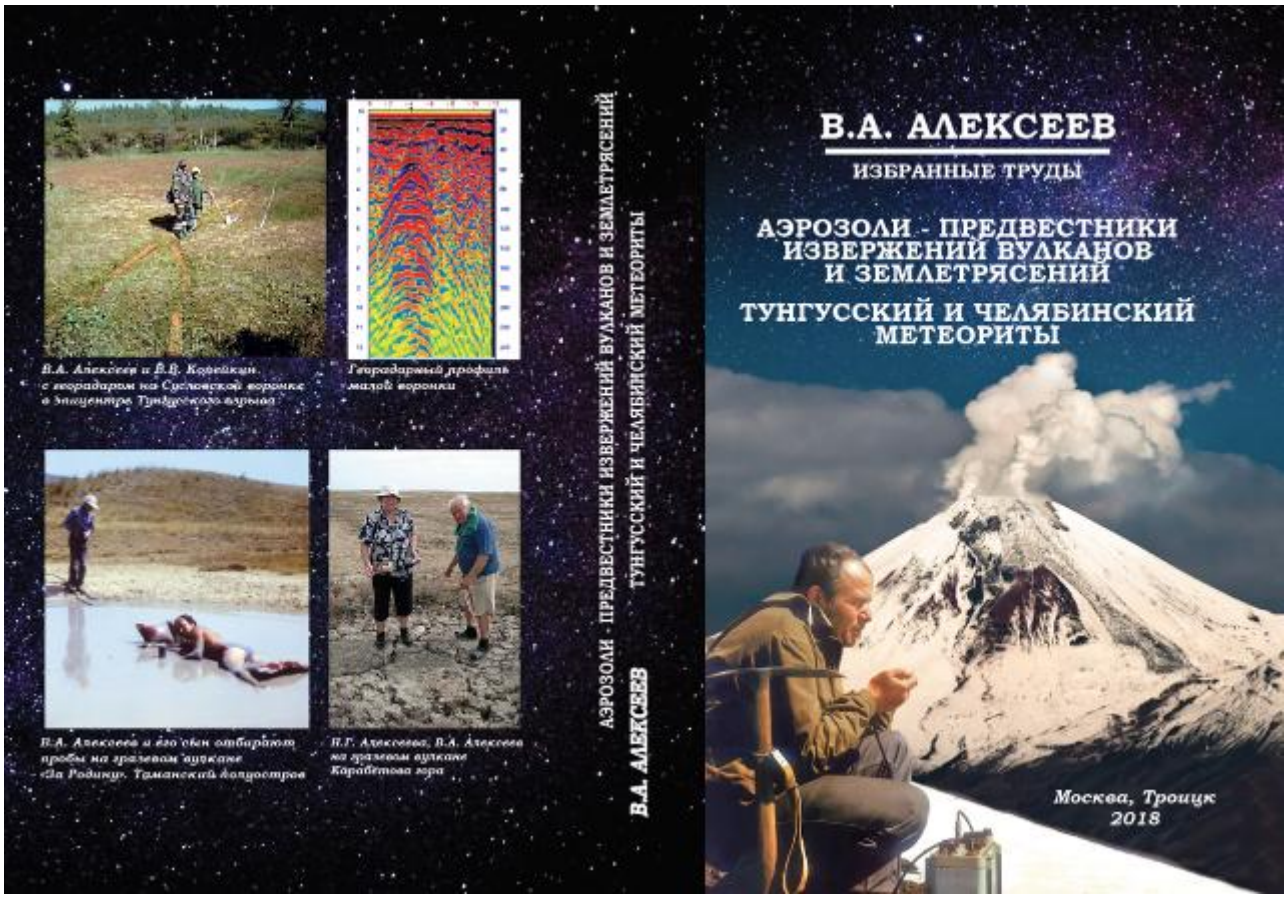
11. Материалы 5-х КЧ: https://cloud.mail.ru/public/DGdy/8gzLmd7qS.

12. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Геофизика, №4, 2007, с.49-60.

13. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы» или о начале второго этапа подготовки «Октябрьской революции» по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России**.** Уральский геологический журнал, 2016 № 6 (114), с. 68-76.

ПРЕЗЕНТАЦИЯ КНИГИ ИЗБРАННЫЕ ТРУДЫ В.А. АЛЕКСЕЕВА

Алексеева Н.Г.
ГНЦ РФ ТРИНИТИ, Москва, Троицк, AN1TU@mail.ru



В.А. АЛЕКСЕЕВ ИЗБРАННЫЕ ТРУДЫ. АЭРОЗОЛИ - ПРЕДВЕСТНИКИ ИЗВЕРЖЕНИЙ ВУЛКАНОВ И ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ. ТУНГУССКИЙ И ЧЕЛЯБИНСКИЙ МЕТЕОРИТЫ

Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ…… 5

ВВЕДЕНИЕ О возможности прогноза землетрясений и извержений вулканов ……13
Как построить систему прогноза?.....22

ЧАСТЬ 1 КОНВЕКЦИЯ ВЕЩЕСТВА В МАНТИИ ЗЕМЛИ …… 26
Структуры тепловой конвекции в мантии и геодинамика ……27
К вопросу о характере конвективных движений в мантии Земли ……37
О реконструкции геодинамических движений путем идентификации линейных и кольцевых структур на космических снимках ……42
Геодинамическое описание Кавказа ……44
Список литературы к части 1 ……46

ЧАСТЬ 2 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ……49

Статистика мелких фракций при разрушении горных пород осевым сжатием ……..50
Изучение распределения тяжелых металлов в природных водах с применением радиоактивных индикаторов ……..56
Зависимость электропроводности аморфной системы ASX SE1-X от давления ……..61
Синтез нефти и углеводородных газов в коре и мантии земли. Теоретические и экспериментальные методы. глубинные маркёры ……62
Список литературы к части 2 ……...69

ЧАСТЬ 3 ПОСТУПЛЕНИЕ МЕТАЛЛОВ ПРИ ФУМАРОЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ИЗВЕРЖЕНИИ АВАЧИНСКОГО ВУЛКАНА (КАМЧАТКА) ……72
Встреча с вулканом. Путевые заметки ……..73
Генерация аэрозолей в зонах тектонической активности ……81
Поступление тяжелых металлов при дегазации Земли ……..88
Поступление микроэлементов при фумарольной деятельности вулкана Авачинский (Камчатка) ……93
Аэрозольный предвестник извержения Авачинского вулкана в январе 1991 г. ……..103
Сравнение рядов по аэрозолям и деформациям поверхности при извержении Авачинского вулкана ……108
Шлейф метана в Охотском море. О возможности поисков жизни на Титане ……..114
Список литературы к части 3 ……..……...117

ЧАСТЬ 4. АЭРОЗОЛИ И ВОДОРОД – ПРЕДВЕСТНИКИ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ ……..121
Содержание металлов в снежном покрове эпицентральной зоны Спитакского землетрясения 1988 года в Армении ……..122
Элементный состав лишайников в сейсмическом районе Гарма на Памире……..125
Исследование динамики поступления водорода, сероводорода и аэрозолей для краткосрочного прогноза землетрясений в Дагестане ……130
Определение тяжелых металлов в подземных водах Туркменского сейсмического полигона ……..134
Соотношение между содержанием металлов и радона в воде Туркменского сейсмического региона ……136
Вариации радона в Италии на нейтринной установке ……138
Тектонические аэрозоли и тектоническая облачность в Крыму и на Северном Кавказе перед землетрясениями ……146
Выявление разломов и прогноз землетрясений по наблюдениям за облачностью и грозами в Крыму ……153
Концепция микроспутников серии «компас», запускаемых с подводной лодки, для изучения предвестников землетрясений ……155
Сейсмичность и заболеваемость детей в Туркмении: результаты наблюдений за 25 лет ..161
Список литературы к части 4 ……164

ЧАСТЬ 5 ИССЛЕДОВАНИЯ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ ТАМАНСКОГО И КЕРЧЕНСКОГО ПОЛУОСТРОВА ……167
Таманский полуостров. Грязевые вулканы, на которых мы работали ……..168
Поступление металлов при дегазации земли в зонах тектонической активности ……179
Накопление элементов в лишайниках, мхах и почвах на активных грязевых вулканах ……186
Влияние солнечной вспышки на усиление тектонической активности Кавказа от Черного до Каспийского моря и в центральной Италии ……188
Влияние извержений грязевых вулканов и землетрясений на геофизические и геохимические поля Таманского полуострова и Дагестана ……..190
Динамика изотопного и углеводородного состава газов и микроэлементов – показатель глубинного генезиса грязевых вулканов Таманского полуострова ……197
Аэрозольный механизм образования месторождений металлов в зонах тектонической активности ……..204

Электромагнитная эмиссия в зоне разломов с грязевым вулканизмом при сейсмичности в экспедиции 1998 г. ……212
Изучение подводящих каналов на грязевом вулкане Бугазский с помощью георадара и по потоку водорода ……216
Георадарное обследование оползней, посёлок Веселовка, Краснодарский край, 20 июля 2005 года ……220
Георадарное обследование грязевых вулканов цимбалы и Карабетова Гора. Краснодарский край, 2 июля 2005 года ……222
О возможности прогноза землетрясений на основе анализа флуктуаций аэрозольных и электрических характеристик атмосферы ……227
Лазерные исследования образования аэрозолей над грязевыми вулканами при разрыве пузырей ……230
Потоки тектонических аэрозолей на Бугазском грязевом вулкане ……239
Измерения аэрозольной составляющей газов, выходящих из разломов земли ……243
Особенности дегазации ртути на грязевых вулканах Таманского полуострова ……246
Вода – индикатор космофизических и геофизических процессов ……252
Подводное извержение вулкана Голубицкий. Микроэлементный и минералогический состав продуктов ……258
Изучение геологических угроз в Дагестане и на Таманском полуострове с борта международной космической станции ……260
Геофизические и геоботанические исследования на активных грязевых вулканах Тамани 262
Список литературы к части 5 ……264

ЧАСТЬ 6 ЭЛЬБРУС: АЭРОЗОЛИ, ВОДОРОД. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОГНОЗА ИЗВЕРЖЕНИЯ ……270
Фумарольный выброс вулкана Эльбрус после солнечного затмения 29 марта 2006 года ..271
Влияние солнечного затмения 29 марта 2006 г на дегазацию Земли, ионосферу и сейсмическую активность Кавказа ……276
Связь изменений уровня Каспийского моря с историческими извержениями вулканов Кавказа и Турции ……283
Микроэлементный состав снега на Эльбрусе – показатель его фумарольной активности 290
Водород – индикатор разломов в Баксанской долине и на Эльбрусе ……302
Вариации аэрозольных компонентов и водорода на холодном источнике Эльбруса на высоте 3100 метров ……308
Исследование структуры ледника Гарабаши с помощью георадара «ЛОЗА» ……312
Лидарное зондирование аэрозольных шлейфов на склоне вулкана Эльбрус ……317
Измерение микросейсмического фона в Приэльбрусье на поляне Азау ……323
Список литературы к части 6 ……327

ЧАСТЬ 7 ТУНГУССКИЙ И ЧЕЛЯБИНСКИЙ МЕТЕОРИТЫ. ТИТАН ……329
Тунгусский метеорит – загадка XX века ……330
Поведение Тунгусского и Сихотэ-Алинского метеоритов у поверхности Земли. Моделирование и состав частиц ……350
Определение ртути в образцах из воронок Тунгусского метеорита и в населенных пунктах Сибири ……388

Рецензия на книгу В. А. Бронштэна «Тунгусский метеорит: история исследований»…… 399
А. П. Казанцев – пророк космической эры ……403
В. И. Вернадский и Л. А. Кулик. Метеориты. космогенные катастрофы ……404
Как мы создавали Тунгусский заповедник ……417
Главком и главный штаб ВВС помогли нам попасть на Тунгуску в 1995 г. ……421
Об организации российско-германского семинара по Тунгусскому метеориту ……423
Экспедиция на Тунгуску ……426
Экспедиционные трудности ……479

Вспоминая Николая Владимировича Васильева ……481
Исследования осколков Челябинского метеорита, упавших на оз. Чебаркуль ……489
Состав газов метеорита, упавшего в озеро Чебаркуль ……494
Георгий Михайлович Гречко – участник Тунгусской экспедиции ……510
Криогенные газогидратные вулканы на Титане …….. 514
Список литературы к части 7 ……523

ОКЕАНИЧЕСКАЯ ВОДА, КАК ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ, ГЕОФЛЮИДОВ, АЛМАЗОНОСНЫХ СТРУКТУР, ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ БЛАГОРОДНЫХ МЕТАЛЛОВ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ ЗЕМЛИ

Арутюнян А.В.
Национальный Политехнический Университет Армении, 0009, Ереван ул. Теряна 105
E-mail: avhk@seua.am

Аннотация. Результаты исследований сейсмических и плотностных свойств горных пород, а также некоторых геодинамических процессов, протекающие при высоких давлениях и температурах, с учетом фактических геолого-геофизических данных, позволили представить новую концепцию по совместному генезису геофлюидов, углеводородов, алмазов, грязевых вулканов и месторождений благородных металлов [1-6].

Инфильтрация океанической воды через вулканогенный базальтовый слой приводит к формированию 3-его серпентинизированного слоя океанической коры [8,9] в котором вследствие серпентинизации создаются горизонтально распирающие напряжения [1] который является причиной столкновение океанической коры с континентальным под шельфом и склоном. Процесс приводит к дегидратации серпентинизированных пород и выделению водорода, углеводородов, геофлюидов и т.д. Генезис месторождений углеводородов в акваториях океанов считается указанный процесс. Как пример приведён генезис гигантского месторождения Мексиканского залива.

В течении длительного геологического времени, менялись конфигурации материков и океанов [15]. Вследствие глобальных тектонических процессов, реликты океанической коры, были законсервированы на различных глубинах континентальной коры в разных регионах Земли. Вследствие повышения давления и температуры серпентинизированные породы реликтов океанической коры претерпели дегидратацию, который приводил к выделению водорода, углеводородов, геофлюидов и т.д. Геофлюиды и углеводороды по глубинным разломам мигрируют в верхние горизонты земной коры и дифференцируются как в вышележащих трещиноватых породах фундамента, так и в слоях осадочного происхождения обладающими коллекторскими свойствами. Процесс дегидратации на различных регионах континентальной коры продолжается на современном этапе. Как пример приведён генезис гигантских месторождений Прикаспийской впадины [7] и Западной Сибири [10,11,14]. Согласно представленной нами концепции главную роль при формировании указанных месторождений углеводородов принадлежит 3-ему слою океанической коры, субдуцирующему под континентальную кору.

Генезис метаморфогенных алмазов, образовавшиеся в пределах земной коры, является дискуссионным. Процесс дегидратации пород вызывает мгновенный взрыв разной интенсивности. Если взрыв достаточно сильный для формирования алмазов и дегидратирующиеся масса пород расположена не глубоко от поверхности, тогда образуются алмазоносные кимберлиты. Если взрыв не достаточный для формирования алмазов, тогда кимберлиты не алмазоносные.

Образовавшиеся на больших глубинах геофлюиды и углеводороды по глубинным разломам мигрируют в верхние горизонты коры. В некоторых регионах Земли глинистые слои субдуцированы до глубин 20-25 км. Геофлюиды и углеводороды встречаясь с указанными глинистыми слоями образуют грязевые массы, которые под тектоническими силами извергают на поверхности. Грязевые массы богаты геофлюидами и углеводородами, иногда содержат мелкие частицы благородных металлов [12,13].

Известно, что океаническая вода содержит благородные и цветные металлы (1 км3 воды содержит 100 кг золото). При закрытии океанов, естественно полагать, что эти элементы консервировались в континентальной земной коре. При миграции в верхние горизонты земной коры геофлюиды, углеводороды и грязевые массы вулканов, вовлекают указанные металлы и поднимают в верхние горизонты коры. Не случайно, что

месторождения благородных и цветных металлов в основном имеют гидротермальное происхождение, и как было отмечено грязевые массы иногда содержат частицы благородных металлов [12,13].

Таким образом, согласно представленным результатам основным источником генезиса водорода, является океаническая вода, которая вступает в реакцию с ультрабазитами верхней мантии образуя 3-й серпентинизированный слой. Потом при определенных термобарических условиях вода выделяется из этих пород как в океанической, так и в континентальной коре, генерируя при этом водород, главный элемент углеводородов. Остальные явления и продукты являются производными процесса дегидратации.

В докладе представлена обобщённая схема генезиса углеводородов и указанных продуктов вследствие процесса дегидратации серпентинизированных пород 3-его слоя океанической коры.

Согласно представленной новой концепции меняются критерии, касающиеся происхождения месторождений углеводородов и кимберлитовых структур, которые рекомендуется учитывать при поиске и разведке указанных месторождений.

Литература

1. Асланян А.Т., Арутюнян А.В. Становление срединно-океанических хребтов в свете экспериментальных исследований при высоких термобарических параметрах. Изв. АН Арм. ССР, Науки о Земле, 2, 1988. 6 стр.

2. Арутюнян А.В. О механизме формирования углеводородных компонентов в связи с эволюцией земной коры Малого Кавказа. Геология и разведка, Известия вузов РФ, 1999, №1, с.141-146. https://docs.google.com/document/d/1INywnASQE3viVOoi5RKelicovO9qZMk0sHq3XRnpEmE/edit?usp=sharinghttps://docs.google.com/document/d/1INywnASQE3viVOoi5RKelicovO9qZMk0sHq3XRnpEmE/edit?usp=sharing

3. Арутюнян А. В. 2010. Земная кора Малого Кавказа, офиолиты, вулканизм, нефтегазоносность, сейсмичность. // Вестник ОНЗ РАН, 2, NZ6006. doi: 10.2205/2010NZ000024, 2010.http://onznews.wdcb.ru/publications/v02/2010NZ000024.pdf

4. Арутюнян А. В. Геофлюиды, нефть, вода, кимберлиты и алмаз: генезис и аккумуляция в земной коре (на примере Малого Кавказа). http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-3-2013/5_Arutunayn_1-3-2013.pdf

5. Арутюнян А.В. От серпентинизации до десерпентинизации или от океанической коры до горных хребтов и древних платформ. Тезисы, 3-е Кудрявцевские чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. Москва, ЦГЭ, 2014. https://drive.google.com/open?id=0B3iWda0UzHQuTW5OSDJaaUxCOHc

6. Арутюнян А.В. Дегидратация пород как источник генезиса геофлюидов, углеводородов, алмазоносных структур, грязевых вулканов и месторождений благородных металлов в различных регионах Земли. Журнал НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ 21-ВЕК, №1. 2017. https://drive.google.com/open?id=0B3iWda0UzHQuU2gwa21Qd2MyTjQ

7. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа, N1- 2008.

8. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Сорохтин О.Г., Донгарян Л.Ш. Серпентиниты океанической коры- источник образования углеводородов // Геология нефти и газа, №3. 2002.

9. Лобковский Л.И. Геодинамика зон спрединга, субдукции и двухярусная тектоника плит. – М. Наука, 1988.

10. Рыбалка А.В., Кашубина Т.В., Петров Г.А., Кашубин С.Н. Среднеуральский Трансект: Новые данные по глубинному строению Урала. Модели земной коры и верхней мантии по результатам глубинного сейсмопрофилирования. Материалы Международного научно-практического семинара 18-20 сентября 2007 г.

11. Рыбалка А.В., Петров Г.А., Кашубина Т.В., Куликов В.А., Егоркин А.В., Душин В.А., Кашубин С.Н. Глубинное строение Урала по данным Полярно-Уральского трансекта. Региональная геология и металлогения, № 48, 2011.

12. Шнюков Е.Ф., Панин Н.С., Дину К., Маслаков Н.А., Парышев А.А. Грязевой вулканизм в Румынии.Геология и полезные ископаемые мирового океана. № 2, 2008.

13. Шнюков Е.Ф., Сокол Э.В., Нигматулина Е.Н., Иванченко В.В., Юшин А.А. Золото в грязевых вулканах Керченского полуострова как показатель глубинности грязевулканических флюидов.

Геология и полезные ископаемые мирового океана. №4. 2013. https://drive.google.com/open?id=0B3iWda0UzHQualZ2WmxQTE1XMHc

14. Юдин В.В., Ремизов Д.Н. Сбалансированная геодинамическая модель по профилю «Полярноуральский трансект. В кн.: Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России. М-лы XVI Геологического съезда Республики Коми 15-17 апреля 2014 г.

15. Stampfli, G. M. Tethyan oceans. Tectonics and Magmatism in Turkey and the Surrounding Area. Published by The Geological Society, London No 173, 2000.

НАФТИДОГЕНЕЗ ВО ВЗАИМОСВЯЗИ С ГЛУБИННЫМ СТРОЕНИЕМ И ГЕОДИНАМИКОЙ ЗЕМЛИ

Астафьев Д.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Ленинский р-н, пос. Развилка
E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Проблемы глубинного строения Земли и нафтидогенеза остаются крайне актуальными. Без новых, недостающих пока знаний о строении Земли и её геодинамического механизма эволюции, объективно продвинуться в понимании нафтидогенеза, подкреплённого доказательной базой, практически невозможно. Поэтому, в комплексном решении проблемы нафтидогенеза во взаимосвязи с глубинным строением и геодинамикой Земли, а также с учетом выяснения природы углеводородов (УВ) на других планетах и спутниках в Солнечной системе и дальнем космосе, где нет и не было живой органики (а может где-то и была?), видится возможность существенного уточнения представлений о генезисе УВ и использования новых знаний в решении практических задач оценки ресурсов нефти и газа в конкретных осадочных бассейнах (ОБ) и регионах.

Для многих осваиваемых нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и потенциально нефтегазоносных ОБ проблемы повышения достоверности количественной оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) и объективной оценки перспектив нефтегазоносности новых лицензионных участков остается весьма актуальной.

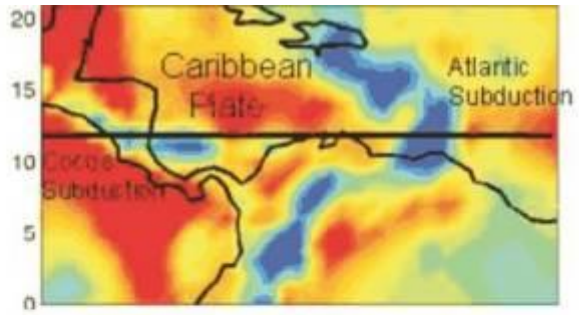
Несмотря на существенные различия в понимании глубинного строения и геодинамического механизма эволюции Земли, бассейно- и нафтидогенеза проект «Глубинная нефть», который продолжается уже 7-й год, позволил расширить круг взаимосвязанных проблем и частных вопросов в изучении строения Земли, её геодинамики, связей поверхностного строения с глубинными структурами – особенно для ОБ и даже в изучении других космических образований для сравнения с земными условиями. В рамках обозначенных проблем дополнительно был собран огромный объем накопленных данных как по строению Земли, её геодинамике, по строению рифтов, осадочных и НГБ, орогенов, континентов и океанов в целом, а также планет, спутников, астероидов, планетезималей, комет, метеоритов и др. космических образований в Солнечной системе [1]. На многих из них обнаружен метан, этан и др. газы!

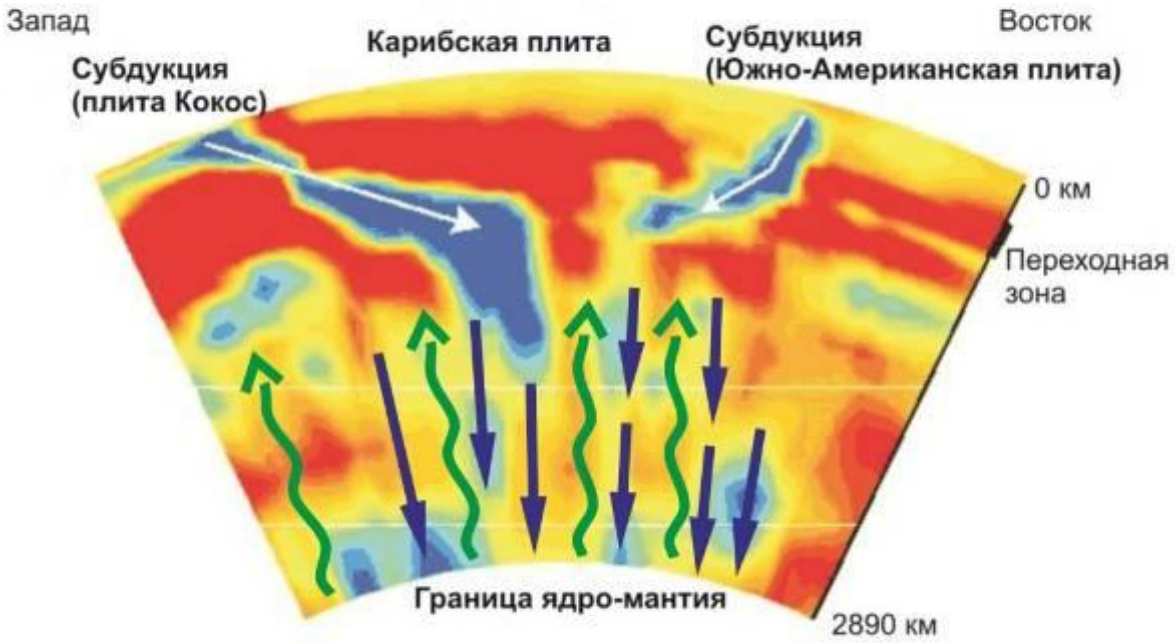
Но еще более масштабные и важные новые данные получены по глубинному и в целом по региональному, глобальному, планетарному строению и геодинамике Земли, что дает новые представления о её внутреннем геопространстве, в котором на определенных глубинных и стратиграфических уровнях возможен процесс дегазации и синтез УВ.

Вся эта информация была многократно проанализирована и обобщена. В результате получены новые знания, по существу открытия, в строении и геодинамике Земли, которые позволяют решать актуальные практические задачи, в том числе и уточнения представлений о её дегазации, дегазационной системе, природе ОБ и генезисе УВ на Земле в сравнении с другими космическими телами.

В области изучения глубинного строения Земли и геодинамики появились разрезы высокого разрешения, например, сейсмотомографические профили через тектонически активные пояса и области [12], в том числе через окраинно-континентальные ОБ Дальнего Востока, Индонезии, Карибского региона, востока Африки и др., отражающие столбчатую структуру коромантийной оболочки Земли (рис. 1а) [3, 7].

В результате наблюдается заметный прогресс в понимании глубинного строения всей коромантийной оболочки, в частности, поясов субдукции, рифтовых систем, ОБ и орогенов. В этой связи проблемы геодинамики продолжают обсуждаться на многих конференциях и в научно-технической литературе, в частности в монографии «За пределами тектоники литосферных плит» (авторы: L.F.Yuen, Sh. Maruyama, Sh-i. Karato, B.F. Windley/ 2007 г).





Изменение скоростей продольных волн на глубине 430 км под Карибским регионом в мантии в районе 12,5° С.Ш. Оба изображения показывают Южно-Американскую плиту (на востоке), пододвигающуюся под Карибскую плиту, и плиту Кокос (на западе), пододвигающуюся под Центральную Америку [White и др., 1998]. Сейсмологические и сейсмические станции в регионе распространены не достаточно густо для детального изучения погруженных частей плит.

(Составил: Rob van der Hilst).

Радиальная ячеистость и столбчатость практически до раздела ядро-мантия очевидны! Холодные слэбы нигде не увлекаются в астеносферный слой возвратными конвективными потоками, в астеносфере полноценные конвективные ячейки отсутствуют. Повсеместно в тектонически активных зонах, в меньшей степени под платформами развиты устойчивые столбчатые структуры, пронизывающие коромантийную оболочку до внешнего ядра - 2900 км [2, 3, 5]. Такая столбчатость характерна для континентальных рифтов, осадочных бассейнов (рис.2б) и орогенов.

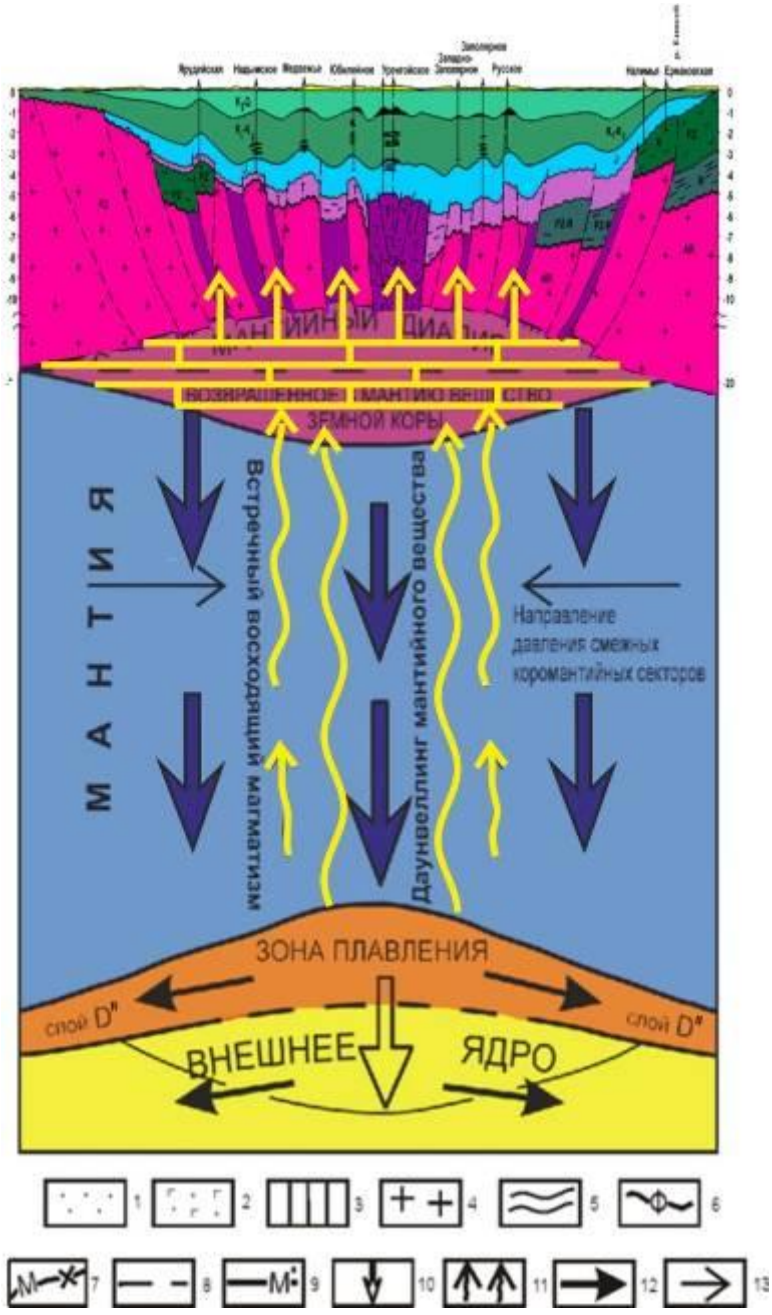


Рис.1. а) Сейсмотомографический профиль через Карибский бассейн, отражающий столбчатую структуру коромантийной оболочки Земли (по [12] с добавлениями). Слэб не сам тонет в мантийном веществе! Он увлекается вместе с гравитационно погружающейся нижележащей толщей мантийного вещества, имеющего столбчатую структуру, пронизанную восходящим магматизмом.

б) Профильный разрез Западно-Сибирского НГБ с учетом материалов по геотраверсу Берёзово – Усть-Мая и геодинамических процессов в коромантийной оболочке. 1 – породы осадочного чехла; 2 – вулканогенно-осадочные породы синрифтового комплекса; 3 – дайковый комплекс; 4 – породы консолидированной земной коры; 5 – стратиграфические границы в осадочном чехле; 6 – граница фундамента; 7 – современная граница «М»; 8 – граница «М» перед началом рифтогенеза; 9 – условное положение границы «М» после формирования ОБ, если бы не действовали процессы деструкции и частичного возврата корового вещества в мантию; 10 – направление погружения коромантийных столбов под ОБ на зону плавления слоя D'' и/или на внешние слои жидкого ядра; 11 – направления встречного восходящего магматизма в мантии в виде жил, даек и других форм; 12 – направления транзита захваченного конвекцией мантийного расплава на постоянно действующую подпитку апвеллинга в океанических поясах спрединга; 13 – направления давления смежных коромантийных секторов.

Африканский «суперплюм» оказался существенно меньших масштабов. Это явление можно объяснить, как обычный встречный восходящий магматизм под крупной рифтовой системой. Но он действительно может развиться до океанского апвеллинга с последующим отходом Мозамбикского коромантийного сектора в восточном направлении и формированием, вероятно, крупного ОБ. Важно, что радиальные процессы, проявляющиеся на всю толщину коромантийной оболочки в тектонически активных поясах и областях, доминируют!

Учитывая главнейшие поля напряжений и векторов движения вещества коромантийной оболочки Земли по данным GPS-ГЛОНАСС съёмок, в совокупности с наличием сквозной столбчатости в тектонически активных поясах и областях Земли, обосновывается ещё одна особенность строения коромантийной оболочки, а именно – известные литосферные плиты являются на самом деле целиком коромантийными плитами (секторами), движущимися по разделу ядро-мантия.

После распада Пангеи Вегенера они образовали три группировки – три планетарные конвективные ячейки Бенара g-типа в коромантийной оболочке Земли: Африкано-Евразиатско-Австрало-Западно-Тихоокеанскую, Американо-Гренландскую и обособленную Антарктическую (рис.2) [2, 4].

В таких ячеях внешние контуры (пояса апвеллинга) совпадают с поясами спрединга в океанах; пояса и области гравитационного погружения коромантийного вещества (нисходящих потоков, даунвеллинга или дайвинга) совпадают с поясами и областями субдукции, современной (преимущественно кайнозойской и мезозойской) орогении, а также с континентальными и окраинно- континентальными рифтами, в том числе с развившимися надрифтовыми депрессиями ОБ и НГБ.

В группировках коромантийных секторов, движущихся не по астеносфере, а по разделу ядро-мантия, функционирует своя глобальная геодинамика (стягивание коромантийных секторов к поясам дайвинга), а между группировками результирующая – планетарная.

В процессе закрытия Тихого океана будут сформированы и переформированы десятки осадочных задуговых, междуговых и преддуговых ОБ, произойдёт несколько фаз орогенеза, сформируется новая Пангея. По существу, обосновывается и очевидна новая иерархия в тектонической и геодинамической делимости Земли [2].

Выполненная интерпретация материалов по глубинному строению Земли [7, 11, 12].в системной взаимосвязи и взаимообусловленности с надёжными данными о строении верхних хорошо изученных частей (до глубин 7,0-20,0 км) рифтовых систем, ОБ и НГБ, орогенов позволила обосновать реальный, оптимально согласованный с геологическим строением земной коры и дневной поверхности, а также современным ликом Земли в целом новый геодинамический механизм её эволюции, заключающийся в геодинамике и латеральном перемещении не литосферных плит, а коромантийных секторов, перемещающихся в объёме выделенных группировок (своеобразных ансамблей).

В таком геодинамическом механизме важное значение имеет планетарная магмофлюидодинамическая система [6], связывающая магмофлюидодинамику в коромантийной оболочке со слоем D'' и с внешней жидкой оболочкой ядра Земли, поясами и областями субдукции и апвеллинга-спрединга. Она стимулирует термохимическую конвекцию [10] и обеспечивает восходящий магматизм в тектонически активных поясах и областях, вынос водорода, углерода и других газов в растворенном состоянии в верхние слои мантии и земной коры с последующим выделением их в свободные фазы и участием водорода и углерода в синтезе главным образом метана и его радикалов на глубинах ниже осадочного чехла.

Процессы рифто-, бассейно- и орогенеза обоснованы как явления глобальной масштабности, обусловленные конвективным процессом в каждой из существующих в настоящее время на Земле трех конвективных ячей. Стало очевидным, что рифтогенез, бассейно- и орогенез представляют собой эволюционный ряд единого дайвинг-деструктивно-конструктивного процесса континентогенеза, участвующего в глобальном конвективном процессе, обеспечивающем отвод тепловой эндогенной энергии Земли, дегазацию и полигенный нафтидогенез [9] с определенной долей генерации метана, его радикалов, при

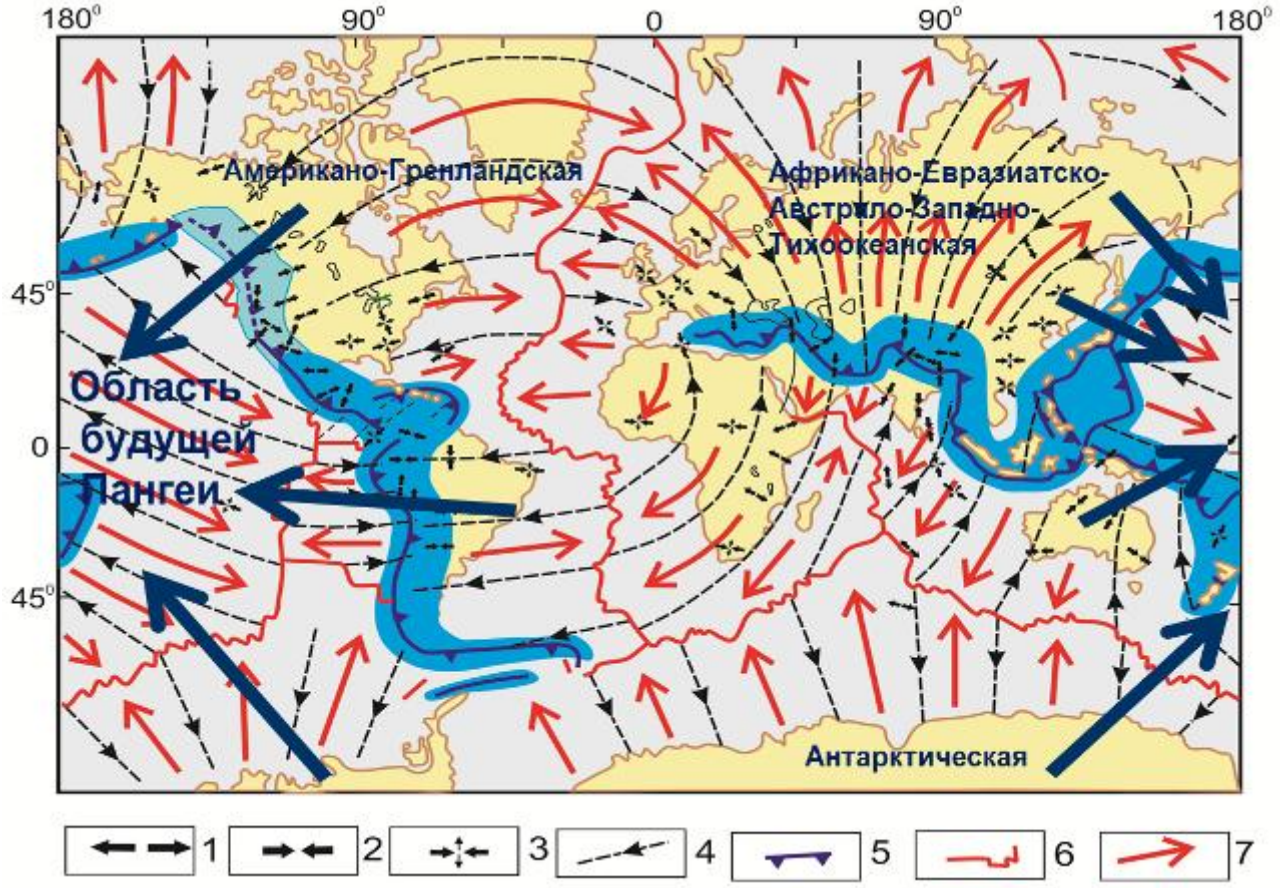


Рис.2. Три планетарные конвективные ячейки Бенара g-типа в коромантийной оболочке Земли: Африкано-Евразиатско-Австрало-Западно-Тихоокеанская, Американо-Гренландская и Антарктическая (Д. А. Астафьев, 2005). Обоснованы с учетом генерализованной карты напряжений в литосфере, составленной по международной программе “Литосфера” (М.Л.Зобак, 1992). Условные обозначения: 1 – растяжение с образованием сбросов; 2 - сжатие с образованием взбросов и надвигов; 3 – сжатие с образованием диагональных сдвигов; 4 - траектории абсолютного движения литосферных плит согласно модели Минстера-Джордана (направления указаны стрелками); 5 – пояса интенсивного дайвинга; 6 – пояса интенсивного апвеллинга; 7 - направления движения вещества в слое D″ и в верхних слоях жидкого ядра.

значительно меньших количествах этана и пропана в породах консолидированной коры и, возможно, в самых верхних слоях мантии, где начинает появляться нанотрещиноватость [8] и нижняя граница гидросферы. При этом выделившийся в свободную фазу водород может участвовать в процессах нафтидогенеза как в консолидированных породах фундамента, так и в значительно больших объёмах в породах осадочного чехла, где имеется в изобилии рассеянное органическое вещество.

Новые модели осадочных бассейнов позволяют сделать вывод о механизме функционирования магмофлюидодинамической системы Земли, уровнях дегазации, потоках глубинных газов и возможных составах УВ флюидов, при этом учтены условия нафтидогенеза на других планетах и спутниках Солнечной системы, свидетельствующие о том, что аналогичные процессы нафтидогенеза без присутствия органического вещества возможны на Земле. При этом важно понять – в каких условиях, на каких глубинах и в каких границах это происходит. Для условий земных недр обосновано, что именно ОБ являются вместилищами главных объемов УВ, чем мощнее проявились процессы рифтогенной деструкции коромантийной оболочки и восходящий магматизм, тем более перспективным и богатым на месторождения УВ может быть ОБ, например, Западно-Сибирский (рис. 1б) или бассейн Персидского залива.

Предварительно намечаются возможности учета доли ресурсов УВ неорганического

синтеза и мест их концентрации в различных по возрасту и приуроченности к геодинамическим обстановкам зон нефтегазонакопления, что позволит уточнить количественную оценку ресурсов УВ и перспективы нефтегазоносности в конкретных нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных ОБ. Для крупнейших НГБ, рифтовых систем и орогенов, континентальных окраин России и Арктического региона, с целью детализации структуры литосферы, мантии и внешней оболочки ядра Земли, рекомендуется дополнительно к профилям ГСЗ выполнение высококачественной сейсмотомографии и GPS-ГЛОНАСС съёмок, оптимально адаптированных к конкретным геодинамическим условиям изучаемых регионов. например, по линии Березово – Усть-Мая, или через Волго-Урал, Прикаспийскую впадину и далее через Южно-Каспийскую и через бассейн Персидского залива. Важно, чтобы такие профили пересекали уже открытые супергигантские месторождения УВ (Ромашкинское, Оренбургское, Карачаганак, Астраханское, Тенгиз, Кашаган, Шах-Дениз, Парс и др.).

Литература

1. Астафьев Д.А. Геодинамика, общность и особенности онтогенеза нафтидов на Земле, Луне, Марсе, Титане, Нептуне, других планетах и спутниках Солнечной системы». Тезисы Доклада на Всесоюзной конференции по глубинному генезису нефти и газа. 3-и Кудрявцевские чтения. Москва, ОАО «ЦГЭ», 20-23 октября 2014 г. http://conference.deepoil.ru/.

2. Астафьев Д. А. Иерархия тектонической делимости и масштабности геодинамических процессов в коромантийной оболочке Земли. Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Т.1. Материалы L Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2018. С. 23-27.

3. Астафьев Д. А. Осадочные и нефтегазоносные бассейны Земли в системе глобальных коромантийных структур и геодинамических процессов. Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Т.1. Материалы L Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2018. С. 27-31.

4. Астафьев Д.А. Группировки коромантийных плит в современной геодинамике Земли. Фундаментальные проблемы геотектоники. Материалы XL Тектонического совещания Межведомственного тектонического комитета РАН. М.: ГЕОС, 2007. С.31-35.

5. Астафьев Д.А. Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 15–31.

6. Астафьев Д.А. Роль планетарной магмофлюидодинамической системы Земли в тектогенезе, бассейно- и нафтидогенезе. Дегазация Земли: Геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения П.Н.Кропоткина. Москва. ГЕОС. 2010. С. 39-43.

7. Бяков Ю.А., Глумов И.Ф.,.Коган Л.И, и др. Широкоугольное сейсмическое профилирование дна акваторий. В 2 ч. Ч. II. Внутренняя структура океанской земной коры по данным многоканального глубинного сейсмического профилирования. – М.: Наука, 2001. –293 с.

8. Гуфельд И.Л. О глубинной дегазации и структуре литосферы и верхней мантии. Электронный журнал. «Глубинная нефть». Том 1. №2. 2013. с.172-189. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-2- 2013/3_Gufeld_1-2-2013.pdf.

9. Дмитриевский А. Н. Полигенез нефти и газа. Доклады РАН. 2008, том 419, № 3, с. 373-377.

10. Росс Эндрю, Тибо Нанс, Егоркин А.В. Вариации тонкой структуры границы ядро-мантия под Сибирью. 4-е геофизические чтения им. В.В.Федынского, 2002 г., Москва, ГЕОН, с. 28.

11. David C. Rubie, Rob D. van der Hilst. Processes and consequences of deep subduction: introduction. Physics of the Earth and Planetary Interiors 127 (2001) 1–7.

ГИДРОТЕРМАЛЬНАЯ ПРИРОДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Багдасарова М.В., Пиковский Ю.И.

Аннотация. Обсуждается место нефтяных и газовых скоплений в генетической классификации полезных ископаемых. Рассматривается гидротермальный механизм формирования нефтяных и газовых месторождений, обеспечивающий перенос вещества от глубинного источника к местам его скопления в природных резервуарах осадочных бассейнов. Тесная связь углеводородов с гидротермальными растворами обосновывается аналогиями в характере формирования и структуре нефтегазовых и гидротермальных рудных месторождений, общими закономерностями порядка выделения углеродистых веществ из гидротермальных растворов, широким распространением гидротермальных изменений горных пород, в том числе образованием вторичных ёмкостей, способствующих миграции и аккумуляции углеводородов. Обсуждается аналогия в условиях формирования скоплений углеводородов и рудных месторождений телетермального типа характеризующихся удалённостью мантийного источника, перемещением надкритических водно-газовых растворов по «трубам дегазации» и разгрузкой их в осадочных бассейнах. Месторождения нефти и газа предлагается отнести к эндогенной серии, гидротермальной группе, классу телетермальных месторождений.

Введение

Месторождения нефти и природного газа, будучи самыми распространёнными на Земле, до сих пор не нашли общепризнанного места в генетических классификациях полезных ископаемых. Дело в том, что генетические классификации полезных ископаемых строятся по принципу выделения ведущих геологических процессов, приводящих к формированию месторождения (магматический, пегматитовый, гидротермальный, осадочный, фильтрационный, метаморфический и др.). Скопления нефти и газа включались в эти классификации, как правило, по совершенно иному признаку: не по ведущему геологическому процессу, а по предположению априори об источнике исходного вещества для их образования.

Классическая генетическая классификация полезных ископаемых В.И. Смирнова [1982] включает месторождения нефти, газа и твердых битумов в экзогенную серию, осадочную группу, биохимический класс месторождений вместе с углями и горючими сланцами. В позднейших учебниках по геологии полезных ископаемых [Авдонин, Старостин, 2010; Старостин, Игнатов, 2004] месторождения нефти и газа также отнесены к экзогенной серии, эпигенетической группе, эксфильтрационному классу. Ни в том, ни в другом случаях положение нефтяных и газовых месторождений в существующих классификациях полезных ископаемых нельзя считать приемлемым. Их нельзя отнести в осадочную группу, так как скопления нефти, газа и других нафтидов не образуются при осадконакоплении ни хемогенным, ни биохимическим путем. Все геологические данные сходятся на том, что такие месторождения сформировались в ходе эпигенетических процессов в уже сформированных вмещающих их горных породах.

Включать месторождения нефти и газа в экзогенную серию, хотя и эпигенетическую группу, тоже мало оснований. В реальном осадочном бассейне нет условий, необходимых для автономного формирования крупного флюидогенного месторождения. Прежде всего, в осадочных бассейнах отсутствуют «материнские» породы или слои с практически неиссякаемым резервом и огромной концентрацией вещества, необходимыми, для формирования гигантских сверх гигантских скоплений углеводородов на относительно небольших территориях. Такие скопления составляют основу запасов углеводородов в доступной для разработки части литосферы. О неиссякаемости резервов углеводородов свидетельствуют продолжающаяся их генерация в недрах Земли, современный подток вещества к уже сформированным залежам, выходы в течение многих миллионов лет на земную поверхность, сопровождающиеся их окислением и рассеянием в атмосфере. Количество рассеянных углеводородов во всем объеме каждого крупного осадочного бассейна огромно, но концентрирование и точечная аккумуляции этого резерва в экзогенных природных условиях невозможна физически.

Месторождения нефти и газа на Земле имеют глобальное распространение, поэтому принципиальный механизм формирования их залежей в своей основе должен быть глобальным, зависящим от эволюции нашей планеты в целом, а не от местных условий. Ключевые звенья этого механизма – перенос вещества от источника и скопление его в природных резервуарах. Синтез и неограниченное поступление углеводородов в верхние слои литосферы реально может обеспечить только дискретно-непрерывная дегазация внутренних геосфер, снабжающая биосферу веществом и энергией. Реальные условия переноса вещества – это его высокая растворимость во флюиде-носителе (воде, газе) находящемся в надкритическом состоянии.

Д.И. Менделеевым впервые был сформулирован гидротермальный механизм формирования нефтяных залежей. «Жидкая вода, — писал он, — дойдя до накаленных масс, давала пары, часть этих паров выходила через ходы трещины и выносила с собой пары образовавшихся углеводородов. Они, поднимаясь, охлаждались, и жидкие углеводороды собирались в тех пластах, которые их принимали» (Менделеев, 1949, с. 242). «Внутренность Земли, несомненно, тепла или даже раскалена, а нефть летуча, и вот идет по трещинам перегонка: нутрь земная дает пары, а поверхность Земли, как более наружная ее часть, служит охладником, нефтеносные пласты — приемником этой гонки, идущей, как и заводская гонка нефти, с перегретым водяным паром» (там же, с. 619).

Эту модель можно считать краеугольным камнем минеральной концепции формирования нефтяных и газовых месторождений. Вторжение под высоким давлением в осадочную оболочку надкритического водяного пара и газа, конденсация этого флюида и его фазовое разделение – самый естественный и легко объяснимый способ заполнения природных резервуаров углеводородами.

Естественно сопоставить механизм гидротермального образования нефтяных и газовых месторождений с гидротермальным рудообразованием. По вопросу генезиса рудного вещества в гидротермальном процессе, как известно, имеются различные точки зрения. Одни исследователи видят источники рудных компонентов в заимствовании их активными рудообразующими растворами из боковых пород, другие считают, что рудные компоненты имеют источником эндогенные флюиды, идущие из магматических очагов в земной коре и верхней мантии. Для формирования гидротермальных руд теоретически возможны те и другие источники. Однако гидрофобность нефтяных растворов, не может обеспечить в экзогенных условиях нужную концентрацию рассеянных углеводородов в реальном флюиде-носителе (жидкая вода, газ). Широко распространённая связь проявлений углеводородов с активной эндогенной гидротермальной деятельностью нередко интерпретируется сторонниками биогенной концепции происхождения нефти как фактор ускоренного термического «созревания» органического вещества и массопереноса образующихся углеводородов гидротермальными растворами с образованием проявлений «гидротермальной нефти» (Симонейт, 1995). Количественная сторона вопроса и создание условий растворения в надкритическом флюиде при этом не учитываются.

Эндогенный гидротермальный механизм обеспечивает следующие условия, необходимые для образования скоплений нефти:

- перенос надкритическим флюидом-носителем к местам аккумуляции неограниченных объемов продуктов нефтегазообразования;
- вторжение в ловушки продуктов нефтегазообразования под давлением, превышающим пластовое, гидростатическое и поровое давления;
- высокую скорость нефтегазонакопления, превышающую скорость рассеяния УВ.

Совокупность имевшихся геологических и геохимических данных позволила отнести нефтяные месторождения по ведущему процессу их образования к месторождениям *гидротермального типа* (Флоровская, Пиковский, 1971).

В статье приводятся данные, свидетельствующие об эндогенном гидротермальном процессе, связанном с дегазацией Земли, как основном геохимическом факторе формирования месторождений нефти и газа.

1. Основные черты гидротермального битумогенеза

Нефть и углеводородный газ входят в семейство природных углеродистых веществ, характеризующихся вторичным (эпигенетическим) залеганием во вмещающих горных породах. К этому семейству, помимо нефти и углеводородного газа, относятся разновидности твердых битумов – асфальтов, асфальтитов, керитов, антраксолитов, озокеритов и др. С XVIII века среди геологов укрепилось мнение, что вся линейка твердых битумов – это продукт окисления и постепенного преобразования нефти в ходе ее миграции в горных породах в непрерывном ряду: нефть – мальта – асфальт – асфальтит– керит– антраксолит. Но еще в обзорной монографии Н.А. Орлова и В.А. Успенского (1936) отмечалось, что непосредственные наблюдения относились только к переходу нефти в вязкое и твёрдое вещество – мальту, асфальт и далее в оксикерит. Твердые битумы – асфальтиты, кериты и антраксолиты встречались, в основном, в жильном залегании без видимого перехода из нефти. Систематизация Н.А. Орловым и В.А. Успенским известных в мире битумопроявлений не выявила, как чёткой взаимосвязи нефти и твердых битумов в осадочных породах, так и признаков перехода их друг в друга. У авторов возникла необходимость выделить особую «экзотическую», по их мнению, группу битумов («нефтеобразных жидкостей») названную «нафтоидами». «В большинстве случаев подобные мелкие включения битумов сопровождаются отложениями вторичных минералов, главным образом, кварца и известкового шпата. Иногда это может быть объяснено позднейшим вторжением гидротермальных или вадозных вод, иногда же, по-видимому, эти вторичные минералы были ближайшим спутником битума в момент его отложения, и воды, приносившие и отлагавшие их, одновременно служили и для транспорта самого битума, приходившего в виде эмульсии или капель. Продукты такого «гидротермального» процесса часто выделяются особыми свойствами, которые могут быть объяснены лишь при условии допущения одновременности или поочередности процесса отложения битума и сопровождающих его вторичных минералов». (Орлов, Успенский, 1936. С. 118-119).

Спустя 25 лет, В.А. Успенский с сотрудниками в капитальных монографиях о путях преобразования битумов в природе и основах их генетических классификаций (Успенский и др., 1961, 1964) продолжали развивать представления о «нафтоидах», как об отдельной генетической группе битумов, встречающейся в природе. «Среди нафтоидов известны газовые, нефтеподобные, асфальтовые, асфальтитовые, керитовые разности, т.е. весь спектр, свойственный главной линии битумообразования в нефтяном ряду» (Успенский и др., 1961, с. 13).

Таким образом, было признано, что «нафтоиды» представляют собой более широкий класс битумов, чем обычные нефти и ее производные («нафтиды»). В отдельных случаях, нафтиды и нафтоиды, если считать их разными генетическими группами углеродистых веществ, трудно различить между собой. Была введен еще одна генетическая группа – продукты контактово-метаморфического преобразования нафтидов под влиянием интрузий – «нафтидо-нафтоиды». «Продукты контактового метаморфизма в соседней магматической интрузии, представляющие, в зависимости от размеров интрузии, более или менее значительную массу, неизбежно должны принять участие в процессах первичной миграции и в формировании характера аккумулирующейся нефти» (Успенский и др., 1964, с. 184). Таким образом, за «нафтоидами» признавалась не только их чисто минералогическая роль, но и участие в процессе формирования залежей нефти.

Вместе с тем, вероятность существования в одном и том же пространстве-времени одинаковых ассоциаций столь сложных по структуре и составу веществ, как нефть и твердые битумы, имеющих генетически разную природу, ничтожно мала. Поэтому нет никаких оснований относить «нафтиды», «нафтоиды» и «нафтидо-нафтоиды» к разным по природе группам углеродистых веществ. Целесообразно за указанными группами углеродистых веществ оставить единое устоявшееся терминологическое название «нафтиды», обозначая этим термином эпигенетические углеродистые вещества, включающие нефть во всем разнообразии и близкие ей по составу отдельных компонентов вязкие и твердые битумы.

Вещественный состав, морфология, характер составляющих химических компонентов, диагностические признаки у «нафтидов» и «нафтоидов» не зависят от места их нахождения. Те и другие встречаются как в нефтеносных осадочных бассейнах, так и за их пределами, как в осадочных, так и в кристаллических породах. Единственным диагностическим признаком, по которым нафтоиды предлагалось отделять от нафтидов, это наличие в составе нафтоидов непредельных соединений. Но этот признак оказался только предполагаемым, а не установленным экспериментально.

Во второй половине XX века проведены многочисленные исследования битумопроявлений и рассеянных битуминозных веществ в породах и минералах магматического и гидротермального происхождения, включая руды и вмещающие горные породы из разных типов месторождений полезных ископаемых (Кудрявцев, 1959; Кропоткин и Шахварстова, 1965; Бескровный, 1967, 1975; Щеглов, 1976; Флоровская и др., 1968, 1969; Флоровская, 1967, 1969; Флоровская и Мелков, 1975; Мелков и Сергеева, 1990 и др.). Было выяснено, что нефть, твердые битумы и их рассеянные формы распространены, как в нефтегазоносных бассейнах, так и далеко за их пределами. В нефтяных, газовых и угольных месторождениях осадочных бассейнов углеродистые вещества, включая нефть, находили на глубинах от дневной поверхности до кристаллического фундамента, в породах разного возраста (от докембрия и до четвертичных отложений), различного происхождения (осадочных, метаморфических, эффузивных, интрузивных) и литологического состава (конгломераты, песчаники, глины, карбонатные породы, сланцы, изверженные породы основного и кислого состава).

Было показано постоянное присутствие в гидротермальных рудообразующих растворах углеродистых веществ, играющих важную роль в окислительно-восстановительных реакциях и переносе металлов (Банникова, 1990).

Установлено, что широко распространённые в эндогенных месторождениях и рудопроявлениях твердые битумы, всегда эпигенетичны вмещающим породам. Они встречаются в отдельных случаях в виде мощных жил, выполняющих тектонические трещины, поры и каверны. В гидротермальных рудах углеродистые минералы встречены совместно с минералами ртути, свинца, цинка, меди, железа, мышьяка, золота, урана и других химических элементов, а в нерудных жилах и прожилках совместно с кварцем, карбонатами, флюоритом, халцедоном, цеолитами. В ряде железорудных, медноколчеданных и других месторождениях установлены графит, антраксолит, высшие и низшие кериты, асфальтиты, небольшие проявления нефти, которая обычно выполняет в пределах жил секущие микротрещины и находящиеся около них полости. Выяснилось, что углеродистые вещества – постоянный продукт эндогенного, в основном, гидротермального, минералообразования. Они неоднократно отлагались в процессе рудообразования, в разные стадии развития этого процесса с разными ассоциациями минералов, являясь нормальными парагенетическими членами этих ассоциаций.

Принципиально такая же ситуация характерна и для осадочных пород. Разница состоит лишь в том, что в осадочных породах значительно реже встречаются самые ранние (высокотемпературные) представители углеродистых веществ (графит, антраксолит). В карбонатных породах, трещинные формы выделения углеродистых веществ очень сходны с теми, которые отмечаются в эндогенных образованиях в кристаллических породах. В терригенных породах углеродистые вещества играют роль цемента и заполняют пустоты и поры. Образование крупных жил твердых углеродистых веществ в горных породах нельзя отнести за счет окисления, испарения нефти или близкой ей по составу жидкости. В этом случае нельзя объяснить полное заполнение трещин однородным углеродистым веществом с резкими контактами с окружающей породой. Твердые углеродистые вещества могли образоваться в них, очевидно, лишь в результате быстрых реакций поликонденсационных превращений подвижных углеводородных соединений с двойными или тройными связями, насыщающих флюид, а не в результате постепенного изменения заполняющей трещины нефти (Руденко, Кулакова, 1986).

В.Г. Мелковым с сотрудниками на примере многих рудных месторождений установлено, что углеродистые вещества всего битумного ряда не превращаются друг в

друга, а отлагаются по мере снижения температур гидротермального процесса независимо друг от друга в следующей последовательности: *графиты–антраксолиты–кериты–асфальтиты–асфальты–нефти.* Этот ряд прослеживается от самых ранних стадий процесса минералообразования до самых поздних. Углеродистые вещества занимают в нем определённые места и сопровождаются собственными парагенезисами. На каждой последующей стадии гидротермального процесса макровыделения углеродистых веществ отлагаются все менее полимеризованными, с меньшими отношением С : Н и меньшей плотностью, менее твёрдыми, все более растворимыми в органических растворителях, все в больших относительных количествах и со все меньшим числом сопутствующих минералов (рис. 1).

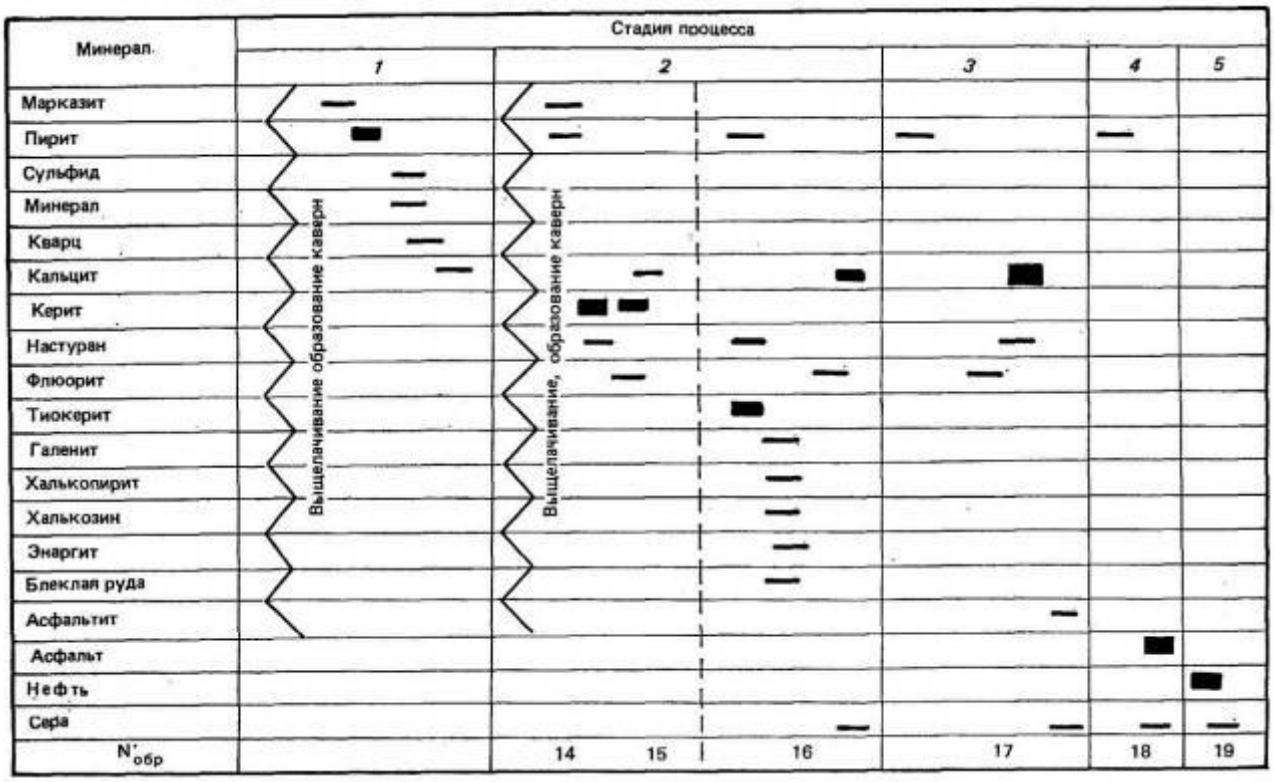


Рис.1. Положение углеродистых веществ в эндогенном процессе минералообразования (урано-битумно-карбонатное месторождение). По В.Г. Мелкову и А.М. Сергеевой (1990). Стадии процесса: 1- жилы брекчиевого строения, полиминерального, преимущественно сульфидного состава; 2- пересечение сульфидных жил прожилками *керита*; керит – основное выполнение трещин, доминирующий над прочими минералами; контакт углеродистого минерала с вмещающими породами резкий; 3 - Кальцитовые жилы, секущие скопления керитов; плёнки *асфальтита* и самородной серы в пустотах осевой части кальцитовых жил на поверхности скаленоидров кальцита; 4 – зоны мелких трещин, секущие жилы керитов и кальцита; поверхность трещин покрыта плёнками *асфальта* в ассоциации с пиритом и самородной серой; 5 – *нефти* в ассоциации с самородной серой. (Мелков, Сергеева, 1990, с.60-64).

В каждом отдельном месторождении встречаются или все перечисленные углеродистые вещества, или часть их, но всегда их отложение происходит в указанном выше порядке. (Мелков, 1968; Флоровская и Мелков, 1975; Мелков и Сергеева, 1990). Это явление, которое можно назвать *«Закон В.Г. Мелкова»,* – основное направление гидротермального битумогенеза. Оно находит подтверждение во всех без исключения случаях находок углеродистых веществ в горных породах и рудах. При этом показано, что углеродистые вещества — антраксолиты, кериты, асфальта и нефть — являются закономерными членами минеральных ассоциаций и всюду отлагаются в строгой последовательности, на разных стадиях гидротермального процесса при температурах от 500° и ниже. Нефть, формирование которой начинается при температуре ниже 400°, во всех

минеральных ассоциациях является самым последним гидротермальным образованием, максимум выделения которого связан с концом гидротермального процесса. Она заполняет открытые трещины и вторичные пустоты в горных породах.

Установленная последовательность выделения углеродистых веществ из гидротермального раствора по мере снижения температурных стадий процесса нашла экспериментальное подтверждение. В работе Ф.А. Летникова и др. (1985) приведены результаты синтеза углеродистых веществ в растворе воды и этанола, в запаянных ампулах с гранитной шихтой при разных температурах и заданном давлении. В изобарической системе при соотношении вода-этанол 3:1 интервале температур 500-250°С генерировались самородный углерод и «битумоиды». При наиболее высоких температурах «битумоид» переходил в антраксолито- и керитоподобные вещества. В более низкотемпературной области (270-250°С) отлагались битумоиды нефтяного ряда, в которых на бумажных хроматограммах, обнаруживались следы полициклических ароматических углеводородов и смолистых веществ. Результаты эксперимента приведены в работе Ф.А. Летникова (2000) (рис. 2).

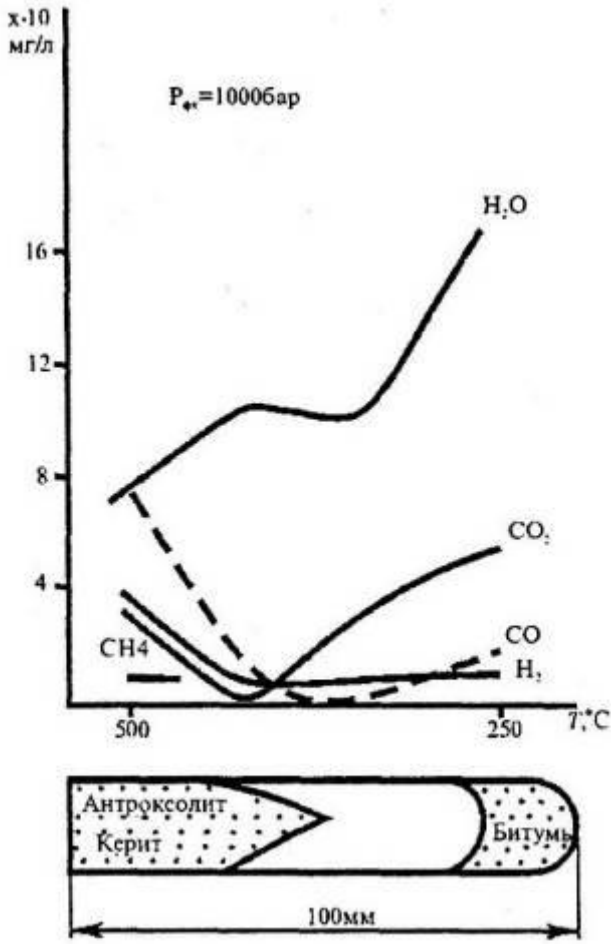


Рис. 2. Результаты эксперимента в термогрдиентной изобарической системе (Летников, 2000, с. 218).

Похожий результат показывает и принципиальная теоретическая схема нафтидогенеза в верхней части фундамента и осадочном чехле нефтегазоносных провинций, разработанная Р.П. Готтих и Б.И. Писоцким на основе эволюции флюидной системы C-O-H-N-S-Me (рис.3). При миграции флюида и снижении температуры раствора, согласно этой схемы, последовательно вместе с ассоциациями рудных элементов выпадают антраксолит (320-280°С), керит (280-230°С), асфальтит (230-180°С), нефть, асфальт (150-80°С). При этом на всех стадиях выделяется газоконденсат (Готтих, Писоцкий, 2006).

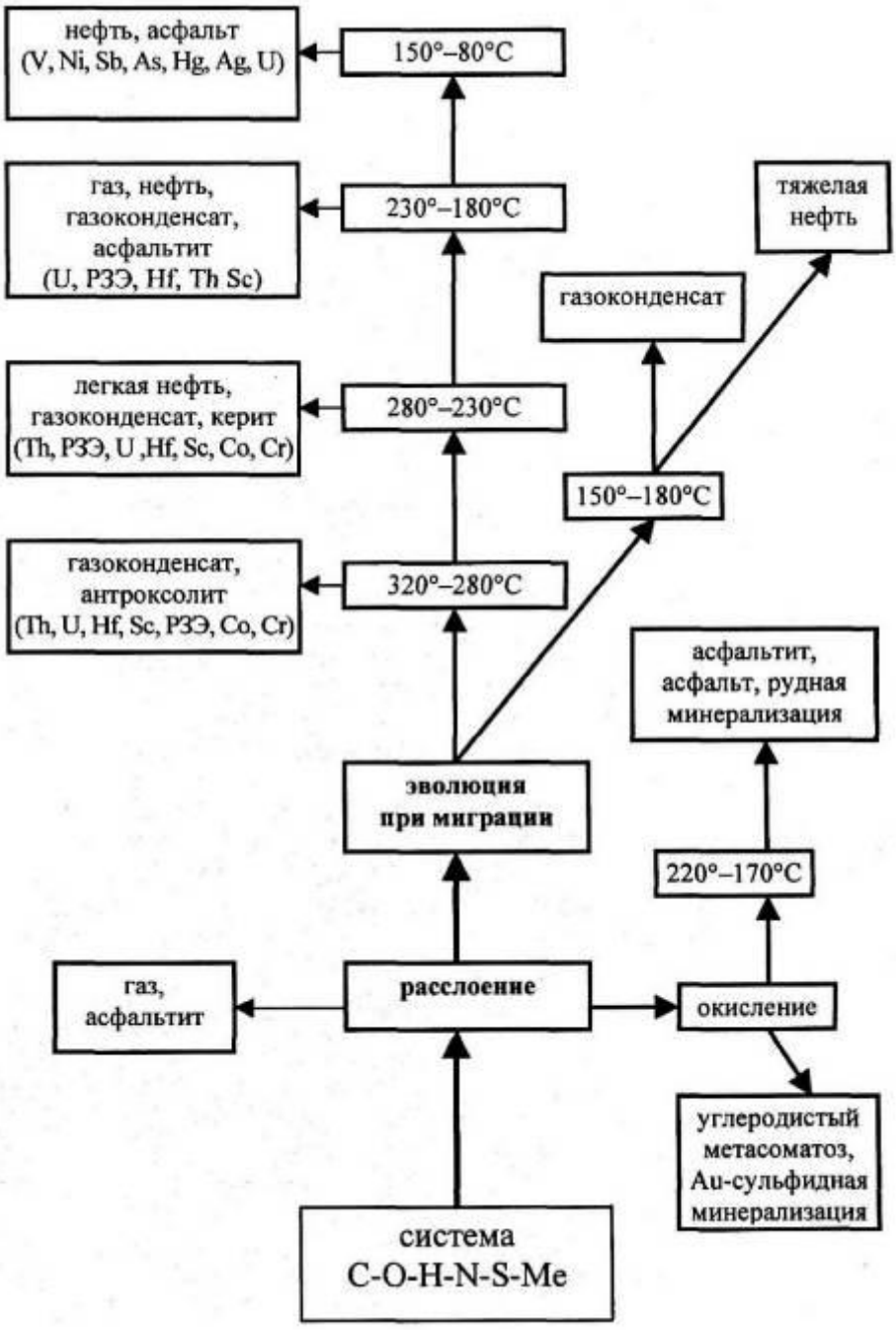


Рис.3. Принципиальная схема нафтидогенеза в верхней части фундамента и осадочном чехле нефтегазоносных провинций (Готтих, Писоцкий, 2006, с. 36).

Таким образом, «закон В.Г. Мелкова» подтверждается полевыми, минералогическими, экспериментальными и теоретическими исследованиями. Углеродистые вещества закономерно присутствуют в гидротермальном процессе, и отлагаются на самых последних его стадиях в парагенезисе с соответствующими минералами гидротермального раствора. Результаты наблюдений на гидротермальных месторождениях полезных ископаемых позволяют предполагать, что основной источник рудных химических элементов и углеродистых веществ, «должен быть единым, находиться на глубине, быть нагретым и общим для тех соединений, из которых образовывались рудные и нерудные минералы. Образоваться углеродистые вещества в изученных рудных жильных месторождениях могли, очевидно, лишь по общим законам рудогенеза» (Флоровская, Мелков, 1975).

2. О морфологическом сходстве нефтяных и гидротермальных рудных месторождений

В работе крупного отечественного петрографа и минералога П.Н. Чирвинского «Аналогии в миграции нефтей и рудоносных растворов» (Чирвинский, 1952) показано, что общее следствие миграции тех и других – это формирование эпигенетичных нефтяных и рудных месторождений. Причиной движения растворов П.Н. Чирвинский называет «наличие газов под большим давлением, стремление этих газов занять возможно высокий, близкий к дневной поверхности уровень». Миграция нефти и занятие ею ловушек в системах брахиантиклиналей автор считает не просто приспособлением нефти к формам тектоники, а почти во всех случаях прямым последствием тектонических движений.

Рудные месторождения находят, как правило, на окраинах осадочных бассейнов, тогда как основные месторождения нефти и газа связаны с внутренними частями бассейнов (рис.6). На аналогию в их формировании с нефтяными месторождениями указывал Н.П. Чирвинский: «Прямая связь изверженных пород с тектоникой и далее с выходами рудоносных растворов и флюидов ведёт к дальнейшим гидродинамическим аналогиям между миграцией нефти и миграцией растворов, которые дали начало эпимагматическим скоплениям руд свинца, цинка, серебра, меди, золота и др. Эти руды могут пропитывать породы особенно часто осадочной толщи путем местного замещения их (метасоматоз), частью накапливаться в жилах (бывших ранее трещинами) явно термального генезиса. Могут быть случаи и газового переноса (пневматолиз). Нерудными минералами здесь чаще всего являются кварц и карбонаты, также барит, плавиковый шпат и другие» (Червинский, 1952, с. 72).

Сходство миграции нефтеносных и рудоносных растворов приводит аналогиям в структуре нефтяных и рудных месторождений. На такие аналогии указывают уже немало работ, среди которых можно остановиться на наиболее полных публикациях (Поспелов, 1967; Горжевский и др., 1990; Гаврилов и др., 2000).

На рис. 4 показаны примеры структур некоторых типов нефтяных и флюидогенных рудных месторождений, приведенные в работе Г.Л. Поспелова (1967). Те и другие, образующиеся в ходе субвертикальной миграции флюидов, обладают близким сходством в условиях залегания выделяющегося из раствора вещества, Нефтяные и гидротермальные рудные месторождения контролируются тектоническими разломами и приурочены к пористо-проницаемым участкам земной коры. Залежи могут принимать разнообразные формы в зависимости от характера барьеров на пути нефте- и рудообразующих растворов. Залежи нефти и руды часто находятся в сводах антиклинальных поднятий или экранируются барьерами из более древних диапиров осадочных (соль, глина) или магматических горных пород.

В качестве примера совместной современной миграции гидротермальных растворов, несущих рудные и углеводородные компоненты многие исследователи приводят месторождение Челекен в восточном Прикаспии (рис. 5). Кремнезём и многие рудные элементы выпадают в трубах эксплуатационных нефтяных скважин, а структура нефтяного месторождения контролируется глубинным разломом и активной разгрузкой флюидов в виде грязевого вулкана.

Существуют два основных морфологических типа флюидогенных месторождений полезных ископаемых: жильный (включая штоверки) и пластовый (стратиформные, залежи). Жильные гидротермальные залежи характерны, в основном, для рудных месторождений. Вместе с тем, встречаются нефтяные залежи жильного типа. К ним относятся заполненные нефтью субвертикальные экранированные трещины, оперяющие зоны разрывных нарушений (Гаврилов и др., 2000).

Ближе всего по морфологии к месторождениям нефти и газа находятся стратиформные рудные залежи. В осадочных бассейнах крупнейшие пластовые залежи руд – меди, свинца, цинка, урана, железа, серы, стронция, бария, так же, как и нефтяные месторождения приурочены к пористым и проницаемым участкам отдельных литолого-стратиграфических комплексов терригенных и карбонатных пород, образуя пластовые или массивные залежи, занимающие местами большой стратиграфический интервал

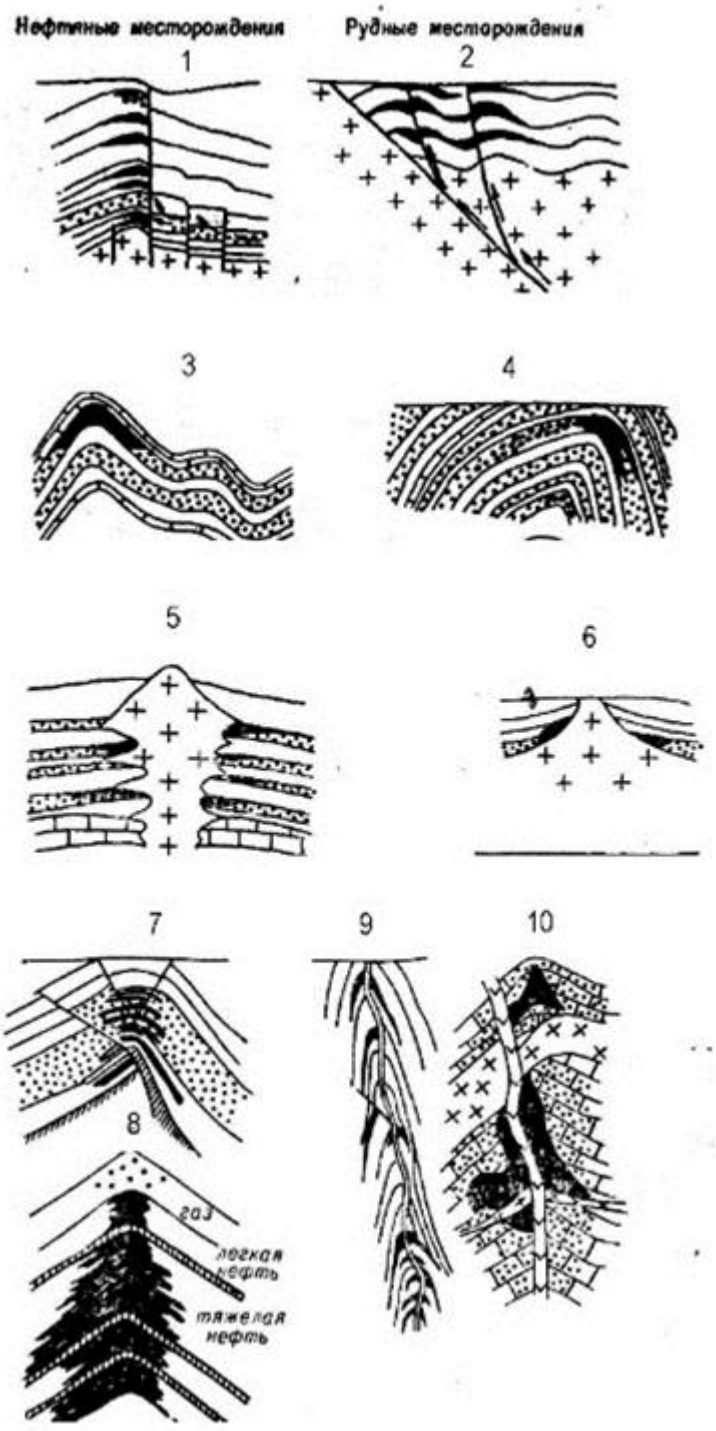


Рис. 4. Элементы подобия структуры залежей нефти и гидротермальных рудных месторождений (по Г.Л. Поспелову (1967). 1-2 – Принципиальные схемы миграции флюидов при формировании флюидогенных месторождений; 3-4 – сводовые залежи (3 - нефтяное месторождение Серафимовка, Башкиртостан, 4 – Никитовское ртутное месторождение в песчаниках под сланцами, Донбасс); 5-6 – экранированные залежи вокруг массивов магматических пород (5 – нефтяное месторождение в Мексике, 6 – метасоматические залежи свинцовых руд в руднике Миссури-Кобальт, США); 7-11 – столбообразные многоярусные и колонновидные залежи, развившиеся при восходящей миграции флюидов (7- нефтяное месторождение Локботан, Азербайджан, 8 – нефтяное месторождение Вентура-Авеню, Калифорния, 9 – седловидные жилы золоторудного месторождения Бендиго, Австрия, 10- скарново-медное месторождение Никл-Плейт, Канада).

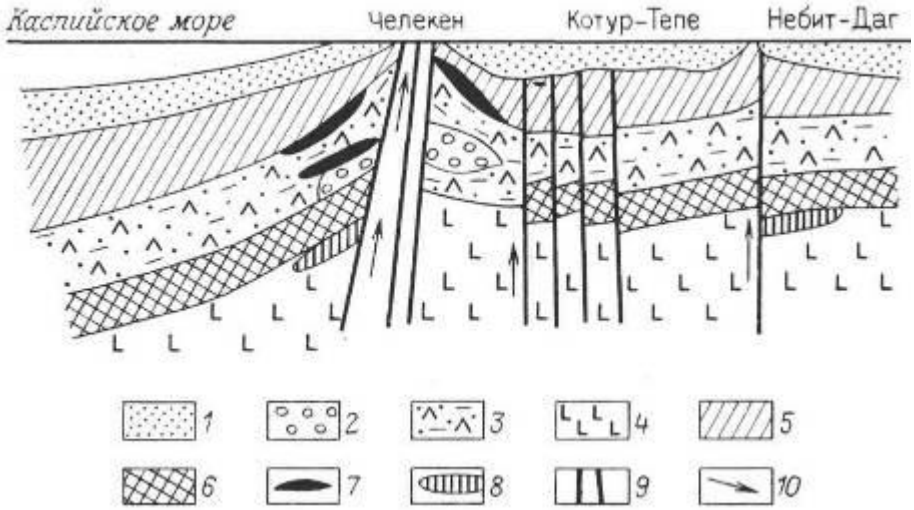


Рис. 5. Гидрогеологическая схема формирования металлоносных рассолов Челекенской водонапорной системы (Горжевский и др., 1990, с. 116). Зоны вод: 1 – грунтовых слабосоленых б (2-10 г/л); 2 – глубоких термальных соленых (20-45 г/л) щелочного хлоридно-гидрокарбонатного типа с повышенным содержанием рудных элементов; 3 – термальных высоконапорных кислых металлоносных рассолов (220-280 г/л) углеводородного натриево-кальциевого типа; 4 – прогнозируемая зона подсолевых крепких высокотермальных, углеводородных, кальциево-натриевых металоносных рассолов (280-400 г/л) мезозойского этажа; 5 – глинистая водоупорная толща; 6 – соленосная водоупорная толща; 7 – эксплуатируемые нефтяные залежи; 8 – прогнозируемые нефтяные залежи; 9 – зоны водовыводящих разломов; 10 – направление движения металлоносных рассолов.

О происхождении стратиформных месторождений среди исследователей существуют самые разные мнения: сингенетичного отложения вещества в донных осадках и экзогенной деятельностью артезианских вод, извлекавших рудное вещество из окружающих осадочных пород, до внедрения горячих рудоносных растворов в осадочные отложения.

На гидротермальный генезис некоторых стратиформных месторождений указывают следующие признаки (Смирнов, 1969, 1987):

- отсутствие связи между размещением месторождений и изменением фаций рудоносных осадочных пород;
- наличие на некоторых месторождениях наряду с пластовыми секущих рудных тел;
- гидротермальные изменения боковых пород, проявленные окварцеванием, доломитизацией, серицитизацией, каолинизацией другими;
- агрессивный характер рудообразования, приводящий к возникновению брекчий растворения и отчетливому метасоматозу;
- формированием руд на некоторых месторождениях в несколько стадий, разделенных перерывом минералонакопления, иногда отличающихся по минеральному составу;
- иногда сравнительно высокие, температуры выделения минералов, определяющиеся по гомогенизации газово-жидких включений, обычно в 200—100—70° С.

Стратиформные рудные месторождения гидротермального генезиса В.П. Федорчук относит к особой группе «*телетермальных* месторождений», возродив считающийся устаревшим термин «телетермальный», применявшийся «к магматогенным гидротермальным образованиям, удалённым от магматического очага».

Под собственно *телетермальными месторождениями* В.П. Федорчук понимает «класс удалённых от потенциальных (гипотетических) рудогенерирующих очагов гидротермальных месторождений, формировавшихся при участии низкотемпературных, слабоконцентрированных, близких к нейтральным растворов *глубинного происхождения*, без признаков прямой генетической связи с изверженными породами и четко выраженным стратиграфо-литологическим и структурным контролем, отличающихся значительным вертикальным размахом рудоотложения, многоярусностью оруденения, относительно простым, как правило, минеральным составом» (Федорчук, 2005, с 6).

К телетермальным месторождениям относятся наиболее крупные в мире месторождения свинца, цинка, меди, ртути, благородных металлов, радиоактивных, редкоземельных элементов (в том числе в черносланцевых толщах), черных металлов и других химических элементов.

В.П. Федорчук подчёркивает значительное площадное распространение (километры и десятки километров), на площадях развития осадочных формаций, в основном, без признаков проявления собственно магматической деятельности; значительный вертикальный интервал рудоотложения (тысячи метров), в котором сохраняется вещественный состав руд; значительные масштабы околорудных изменений (кварцитизация, серицитизация, хлоритизация, пириизация, каолинтизация, битуминизация или, наоборот, дебитуминизация, процессы осветления пород). «Объем таких пород нередко измеряется многими десятками км^3, что свидетельствует о соответствующей массе гидротермальных растворов, проделавших эту колоссальную работу» (Федорчук, 2005, с. 171). Кроме того, отмечается ведущая роль литологического фактора в миграции растворов и рудоотложения; структурный контроль телетермального оруденения от локализации конкретных рудных тел до размещения месторождений и рудоносных зон в пределах обширных рудных провинций. Возраст телетермальных образований автором трактуется, как предположительно, молодой – мезо-кайнозойский, вплоть до антропогенного.

Нетрудно увидеть, то все этими признаками обладают и месторождения нефти, и газа осадочных бассейнов, что роднит их с телетермальными рудными месторождениями. Глубина заложения рудогенерирующих очагов телетермальных месторождений, по В.П. Федорчуку, должна составлять не менее десятков километров (т.е. верхняя мантия), что также соответствует глубинам образования эндогенной гидротермальной нефти.

Родство залежей углеводородов с рудными залежами телетермального типа ярко выражается в постоянной приуроченности к последним углеродистых веществ. Особенно характерен парагенезис углеродистых веществ (асфальтов, керитов, антраксолитов, и др.) с месторождениями ртути. К каким бы геологическим условиям ни были приурочены ртутные залежи, в них всегда встречаются углеродистые вещества (Федорчук, 1969; Поярков, 1955, 1967, и др.). Ртуть – постоянный геохимический спутник месторождений нефти и углеводородного газа, встречающийся в них иногда в очень высоких концентрациях [Озерова, 1986]. Не только ртутные, но и полиметаллические, флюоритовые и другие месторождения данного типа часто содержат различные углеродистые вещества.

Сходство в условиях формирования телетермальных рудных месторождений и проявлений нефти в гидротермальных растворах выражается в приуроченности тех и других к низкотемпературным стадиям гидротермального процесса.

Особый тип гидротермальных рудных и нефтяных месторождений в котором присутствуют оба (жильных и пластовых) морфологических типа залежей, представлен *рудными и нефтегазовыми «столбами»* (рис. 5, 7-10). Рудные столбы – это обособленные в пространстве субвертикальные рудные тела, возникшие в результате отложения руд на пути гидротермального потока, составленного из множества «гидротермальных струй». На формирование и обособление рудных столбов влияют геологические и гидродинамические особенности каналов миграции рудообразующих флюидов. К рудным столбам приурочены разные типы гидротермальных месторождений: свинцово-цинковые, цветных и редких металлов, золота, ртути, железа, флюорита и другие (Проблемы образования…, 1972). Образование «столбов» – явление общее для всех гидротермальных месторождений, вне зависимости от их генетического типа и состава. Мобилизация вещества в породах рудного поля может происходить из разных источников, как из магматического очага, так и из пород на пути движущихся растворов (Шахов, 1972).

Помимо «рудных столбов» в осадочных бассейнах существуют близкие к ним по форме «нефтегазовые столбы». Столбообразные скопления нефти выражаются в многопластовых залежах в широком стратиграфическом диапазоне, иногда с не вскрытыми корнями этих скоплений (например, месторождение Тенгиз в Казахстане).

Таким образом, закономерное присутствие углеродистых веществ в эндогенных гидротермальных образованиях, подобие в характере миграции углеводородных и

гидротермальных рудных растворов, а также в формах образующихся залежей нефти и руд позволяют ставить вопрос о гидротермальной природе залежей нефти и газа.

3. Геохимические и минералогические следы гидротермальных растворов в нефтегазоносных бассейнах

В пределах нефтегазоносных территорий следы гидротермальной деятельности встречаются повсеместно. Эти следы выражены в специфических вторичных изменениях, связанных с активным воздействием подземных вод: окварцеванием, окремнением, кальцитизацией, доломитизацией, пиритизацией, сульфатизацией, отложениях вторичных рудных минералов и т. д., а также изменениях текстурных и структурных особенностей горных пород. Многие эпигенетичные изменения осадочных пород ничем принципиально не отличаются от гидротермальных изменений рудных месторождений, здесь можно увидеть те же процессы гидротермальной минерализации и гидротермального метасоматоза. В нефтегазоносных породах разными исследователями отмечены находки сульфидов свинца, цинка и других металлов, обильная пиритизация, отложения вторичного кальцита, сопровождаемые пиритом и сероводородом, отложения самородной серы и т. д.

Сами нефти в своем составе несут признаки, указывающие на связь с гидротермальными минералообразующими растворами. К их числу относится, например, наличие в нефти многих металлов и других химических элементов. Возможность извлечения металлов органическими растворителями, а также совпадение максимальной концентрации с минимальной зольностью позволяют предполагать, что формой нахождения металлов в нефти могут служить металлоорганические соединения. Возможность присутствия таких соединений в рудообразующих растворах показана Р.М. Слободским (1981). Помимо нефти значительные концентрации металлов установлены в озокеритах, асфальтах, асфальтитах, керитах, антраксолитах. При этом замечено, что *относительное количество металлов растет в направлении от нефти к высокоуглеродистым членам этого ря*да, т. е. к тем углеродистым веществам, которые отлагаются на более ранних стадиях гидротермального процесса в условиях, близких к отложению руд. Конечно, одни и те же химические элементы в нефти и битумах могут иметь разное происхождение, включая заимствование из органического вещества, захороненного в осадочных породах. Но в любом случае эти химические элементы становятся компонентами гидротермального раствора и эволюционируют вместе с ним. Кроме того, в гидротермальных системах и нефти присутствуют элементы, которые трудно назвать заимствованными из органического вещества осадочных пород (например, Hg, Eu, U, Si, Ti, Al и другие).

В нефтегазоносных толщах воды, сопровождающие нефтяные месторождения, по многим чертам близки гидротермальным рудоносным растворам. На это указывали многие исследователи (Арсанова, 1974; Бескровный, 1967, 1986; Кротова, 1977, 1978; Лебедев, 1975).

Тесная связь зон разгрузки флюидов с ныне живущими глубинными разломами, а также состав многих компонентов рассолов и газов, сопровождающих углеводороды, позволяют предполагать присутствие в осадочных толщах вод современных гидротермальных систем. В составе вод нефтяных месторождений преобладают ионы Na+ и C1-. Кроме них, в водах содержатся рудные элементы (Mn, Cu, Zn, Ti, Al, Fe, Sr, Ba и др.), а также кремний, аммоний, углекислота, сероводород, фтор, что сближает эти воды с гидротермальными растворами. Для горячих хлоридно-натриевых глубинных вод и вод нефтяных месторождений одинаково характерно высокое содержание и определенное соотношение редких щелочных металлов: Li>Rb>Cs. (Г.И. Арсанова, 1984).

Различия в динамике, химизме, минерализации, составе рудных и нерудных элементов в современных гидротермальных системах во многом определяются относительным содержанием воды как основного флюида; количество воды определяет интенсивность миграции флюидов, напряжённость теплового поля, (т.к. вода является главным переносчиком тепла) и геодинамику (в том числе и сейсмичность).

В изученных районах проявляются два вида гидротермальных систем – 1) слабоминерализованные растворы гидрокарбонатно-натриевого типа, связанные с

андезитовым вулканизмом альпийского пояса; этот тип характерен для предгорных прогибов и межгорных впадин, а также молодых платформ, где преобладают слабоминерализованные растворы, например, для широтного Приобья Западно-Сибирского региона; 2) высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа, связанные с основным и ультраосновным щелочным вулканизмом; этот тип характерен для нефтегазоносных территорий древних платформ (Восточно-Европейской, Восточно-Сибирской), где обычны высокоминерализованные рассолы.

При более высокой фугитивности кислорода (1-й тип) во флюидной системе преобладает вода, тогда как при низкой фугитивности кислорода (2-й тип) - водород и углеводороды. Эти данные сопоставимы со спецификой флюидных систем глубоких горизонтов осадочных бассейнов с промышленной нефтегазоносностью.

Месторождения 1-го типа характеризуются следующими определяющими его чертами: высокой обводненностью осадочного разреза в целом; высокой активностью флюидной системы и разгрузкой флюидов по зонам трещиноватости до поверхности; относительно низкой минерализацией пластовых вод; многоэтажностью УВ скоплений разного фазового состояния со сложно экранированными залежами; развитием зон АВПД в нижнем этаже и переходной зоне; развитием трещиноватости компетентных пород в результате гидроразрыва; проявлением глиняного диапиризма и грязевого вулканизма.

К специфическим чертам месторождений 2-го типа относятся: наличие высокоминерализованных рассолов, содержащих нефть и небольшое количество газа; преобладание скрытой разгрузки флюидных систем; агрессивный характер рассолов, определяющий сильное локальное преобразование пород в приразломных зонах, изменение карбонатных толщ и образование вторичных коллекторов, а также экранирующих зон; разгрузка флюидов, сопровождающаяся явлениями соляного диапиризма.

Таким образом, основные различия в динамике и флюидных системах рассмотренных территорий, и соответственно тектонических ситуациях связаны с разными эндогенными режимами этих территорий, разными типами вулканизма и поствулканических гидротермальных проявлений. Эндогенный режим определил и специфику осадконакопления: на древней платформе вулканогенно-соленосно-карбонатный с проявлениями основного и щелочного вулканизма, с разгрузками рудоносных рассолов. В случае приуроченности к андезитовому вулканическому поясу карбонатно-терригенный, с богатыми водой гидротермальными растворами в виде разгрузок слабоминерализованных минеральных вод и грязевого вулканизма. Эти различия отражены и в специфике нефтегазовых месторождений (Багдасарова, 2000).

Примеры современной гидротермальной деятельности в нефтегазоносных бассейнах древних и молодых платформ приводят разные авторы (Дзюба,1977; Розин, 1977 и др.).

В ряде нефтегазоносных бассейнов среди высокоминерализованных вод в глубоких нефтеносных и газоносных пластах установлено очаговое залегание пресных и маломинерализованных вод. Эти воды приурочены к подошвам углеводородных залежей, внутренним частям залежей, зонам тектонических нарушений. Происхождение таких вод трактуется по-разному. Обращает на себя внимание сходство составов глубоких маломинерализованных вод с составом парогидротерм в вулканических районах и связь с ними проявлений УВ (Солопова, 1985). Имеются данные, позволяющие связывать происхождение таких вод с конденсацией средне- и низкотемпературных ювенильных флюидов газопаровой смеси, выносившей из глубинных зон Земли УВ (Козин, 1985).

Вокруг нефтяных и гидротермальных рудных месторождений образуются первичные и вторичные ореолы рассеяния – металлов (для рудных месторождений) или битуминозных веществ и газов (для нефтяных месторождений), что также сближает условия формирования этих полезных ископаемых.

4. Вторичные гидротермальные изменения в толщах горных пород, вмещающих залежи нефти и газа, и образование пород-коллекторов

Особенности взаимодействия гидротермальных растворов с породами связаны с температурой, составом пород, жидкой и газовой фазами внедряющегося флюида. Пульсационный характер гидротермальных процессов, обусловленный неравномерностью тектонических подвижек, циркуляции растворов по проницаемым зонам и изменение температуры во времени позволяют допускать возможность формирования вторичной емкости в горных породах различного состава, в том числе сильно измененных гидротермальными процессами. Такая вторичная ёмкость часто не будет иметь пластовой формы и очертания резервуара определятся литологическим и тектоническим экранированием

К.Р. Чепиков и др., (1969) установили, что разные литологические типы пород-коллекторов нефтяных месторождении (карбонатные, терригенные) различного происхождения (морское, прибрежно-морское или континентальное), имеют общие черты эпигенетического минералообразования и одинаковую последовательность выделения минералов, образующихся перед заполнением пласта нефтью. Самым ранним высокотемпературным минералом, является кварц (регенерационный). Далее следуют: 1) пирит, сфалерит (в карбонатных породах еще марказит); 2) анкерит, доломит, кальцит (в карбонатных породах дополнительно отмечены гидроокислы железа, глауконит-II, палыгорскит, сепиолит, флюорит); 3) барит, ангидрит; 4) кварц-II, гипс, 5) нефть. На больших глубинах этот комплекс дополнился такими минералами как каолинит, диккит, широкой группой железистых карбонатов и разнообразным комплексом сульфидов. Многими исследователями отмечается приуроченность этого типа коллекторов к системам разрывных нарушений.

Ассоциации аутигенных минералов в песчаных вторично-поровых коллекторах карбона Днепровско-Донецкой впадины детально изучены на ряде месторождений [Тесленко-Пономаренко, 1974]. Среди эпигенетических минералов установлены кварц, силикаты (каолинит, диккит), карбонаты (кальцит, доломит, анкерит, брейнерит, пистомезит, сидероплезит, сидерит), сульфаты (ангидрит, барит), сульфиды (галенит, сфалерит, пирит, киноварь), углеродистые вещества (керит, антраксолит). Эти минералы развиты в песчаниках различного фациального облика, встречены в трещинах и вторичных порах, а максимальное их количество приурочено к зонам тектонических нарушений. В этой ассоциации минералов особое внимание обращает на себя диккит, который распространен широко и встречен в парагенезисе с анкеритом, баритом, сульфидами свинца, цинка, железа, ртути и углеродистыми веществами. Парагенезис типичен для многочисленных месторождений и рудопроявлений ртути в приштоковых зонах соляных куполов центральной и восточной частей Днепровско-Донецкой впадины и месторождений Донбасса (Никитовское, Дружковско-Константиновское). По данным В.П.Федорчука [1969], эта ассоциация минералов характерна для ртутных месторождений телетермального типа киноварно-диккитовой рудной формации, локализующихся в породах алюмосиликатного состава. В пределах Донецкого бассейна и Днепровско-Донецкой впадины ртутные месторождения контролируются приуроченностью к зонам глубинных разломов, и встречаются чаще всего в участках их пересечения. Вторичные преобразования пород аналогичны здесь эпигенетическим изменениям песчаных коллекторов нефти и газа в глубоких горизонтах с пластовыми температурами 120—140°. Для тех и других характерны «кварцитизация» песчаников, при которой образуются сливные кварцитовидные породы, диккитизация, развитие в цементе и трещинах магнезиальных и железистых карбонатов.

В Днепровско-Донецкой впадине при изучении эпигенетических изменений песчаников продуктивных горизонтов также выявлено, что преобразование пород до стадии сливных кварцитов предшествовало развитию в них вторичной пористости, образованию вторичных железистых карбонатов, диккитизации и появлению нефти (Тесленко-Пономаренко, 1974). Особого внимания заслуживает обнаружение твердых углеродистых веществ как в продуктивных песчаниках ряда нефтяных месторождений, залегающих на глубине 4—5 км. (Анастасиевское, Яровское, Гадячское), так и в составе рудных минеральных ассоциаций гидротермальных месторождений Донбасса и рудопроявлений прикупольных зон Днепровско-Донецкой впадины.

Нефтяные и рудные поля размещаются в местах повышенной по отношению к литологическим экранам поровой и трещинной проницаемости вмещающих пород, благоприятных для миграции растворов (Поспелов, 1967). В кристаллических породах, к которым приурочены, в основном, рудные залежи, проницаемость для поднимающихся растворов создаётся агрессивным действием на породы самих растворов (гидроразрывы, выщелачивание, замещение).

Такой же эффект наблюдается и в осадочных породах. Имеется много указаний на эпигенетичное формирование полезной ёмкости терригенных и карбонатных коллекторов, включая гидроразрыв пород, под действием агрессивных флюидов, сопровождающих нефтегазовый флюид (Л.М. Бирина и др.). На месторождениях Волго-Уральской области Л.М. Бириной (1963, 1969) впервые установлено вторичное происхождение пустот в карбонатных коллекторах вне связи с поверхностными процессами. Внедрение нефти в карбонатную толщу сопровождается образованием пустот (каверны, вторичные поры, трещины), которые нефть заполняет, и вторичными преобразованиями пород — перекристаллизацией кальцита, доломитизацией, ангидритизацией, заполнением трещин карбонатами и сульфатами. Автор обратила внимание на то, что процессы, связанные с сокращением порового пространства, характерны для периферийных участков залежи и участков, располагающихся за ее пределами. Явления выщелачивания и вторичные преобразования Л.М. Бирина объясняет действием агрессивных флюидов, сопровождавших нефть. Помимо выщелачивания ею отмечены также трещины, заполненные нефтью, которые, по ее мнению, возникают в результате гидроразрыва от внедрения флюидов.

При формировании терригенных и карбонатных коллекторов в осадочных бассейнах важную роль играют процессы взаимодействия внедряющихся флюидов с породой, в результате которых происходит перераспределение больших масс минерального вещества, принос элементов, несвойственных первоначальному составу горной породы, заполняющих трещины и вторичные пустоты. Направленность вторичных преобразований зависит от температуры, состава внедряющихся растворов и их газовой фазы. Большое значение при этом придается режиму углекислоты, смещающей химическое равновесие в системе раствор — порода [Розин, 1977; Федорчук, 1969]. Процесс протекает длительное время и имеет пульсационный характер. Температура и состав флюидной системы с течением времени меняются. Относительно постоянным остается лишь локализация, обусловленная глубинными разломами — основными путями поступления флюидов.

Определяющая роль вторичной пористости гранулярных коллекторов показана К.Р. Чепиковым и др. (1962) на примере продуктивных песчаников нижнего карбона Волго-Уральской области. Эти исследователи обращали внимание на возможность обнаружения вторично-поровых коллекторов на больших глубинах, что в последствии подтвердилось в разных регионах. Так, в Днепровско-Донецкой впадине на глубине 4,5-5,5 км, в нижнекаменноугольных отложениях залежи нефти, газа и конденсата обнаружены в песчаниках, основная ёмкость которых представляет собой вторичные поры и каверны, образованные в результате растворения цемента и коррозии обломочного материала [Кривошея, Тесленко-Пономаренко, 1977]. Аналогичные явления обнаружены и в других районах.

Имеются много свидетельств, что коллекторские свойства горных пород во многом зависят от близости к тектоническим нарушениям, по которым циркулируют гидротермальные растворы. На Рыбальском месторождении в Днепровско-Донецкой впадине зона максимальных значений пористости развита в приподнятом блоке и только в той ее части, которая примыкает к разлому северо-восточного простирания (амплитуда около 400 м), осложняющему свод Рыбальской структуры. Самые высокие значения пористости (18%) вблизи этого разлома встречены в песчаниках, заполненных нефтью, и в песчаниках, заполненных водой. Подобные явления наблюдались на других месторождениях Днепровско-Донецкой впадины (Опошнянском, Анастасиевском, Тимофеевском, Солоховском, Качановском).

В большом числе работ, касающихся литологической изменчивости карбонатных пород и структуры порового пространства коллекторов показано, что основной емкостью для нефти служат вторичные поры и каверны выщелачивания, которые соединены трещинами в

единую систему. Преобладающими породами, содержащими нефть, являются доломитизированные известняки и метасоматические доломиты с реликтовой органогенной структурой. Для всех изученных месторождений установлены кроме того процессы вторичной ангидритизации по трещинам и порам и замещение ангидритом участков и зон ранее существовавших карбонатных пород [Шевченко, 1973]. В трещинах и порах выявлен большой комплекс эпигенетических минералов — сульфидов (пирит, марказит, халькопирит, галенит, арсенопирит, клейофан), отмечаются также флюорит, барит, анатаз, магнетит, кальцит, кварц [Златопольский, Ржанников, 1974].

Коллекторы месторождений Припятской впадины отличаются большой изменчивостью емкостных и фильтрационных свойств в пределах залежей. Выявление закономерностей изменчивости производится обычно с использованием геофизических характеристик и гидродинамических замеров, полученных при испытании скважин. Анализ этих косвенных данных позволяет выявить тесную связь улучшенных коллекторских свойств с разрывными нарушениями, являющимися зонами повышенной трещиноватости. С.С. Златопольский и В.Е. Ржанников установили соответствие в плане участков улучшенных коллекторских свойств продуктивным горизонтам в многопластовых месторождениях Речицко-Вишанской зоны, хотя нефтенасыщенные участки разреза разделены между собой толщами каменных солей, мергелей, известняков значительной мощности. Это позволило сделать вывод о формировании вторичной ёмкости коллекторов в результате внедрения агрессивных термальных растворов по единой системе трещин. Кроме того, приводятся материалы, доказывающие, что растворяющая способность внедрившихся флюидов была настолько значительной, что приводила к образованию метасоматических брекчий и сокращению мощности стратиграфических подразделений вблизи зон разломов, которые являлись основными проводниками растворов.

Формирование коллекторов нефти, так же, как и появление в них нефти, являются эпигенетическим наложенным процессом. Основная ёмкость пород, содержащих залежи углеводородов, в подавляющем большинстве случаев вторична и образуется в результате перераспределения минерального вещества пород под воздействием агрессивных флюидов. Поступление последних происходит по тектоническим нарушениям и ослабленным проницаемым зонам, вблизи которых локализуются участки высокой вторичной ёмкости.

5. Генезис нефтеобразующих гидротермальных растворов

Множество свидетельств подобия в переносе и отложении рудных и нефтегазовых компонентов гидротермальными растворами заставляют искать общий источник вещества гидротермальных растворов и общие виды каналов их миграции.

Существуют две основные концепции относительно источников вещества в гидротермальных системах. Обе имеют большое число сторонников.

В.И. Старостин и Б.А. Соколов (1988), развивая идеи о совместных флюидо-динамических системах рудо- и нефтегазообразования в осадочных бассейнах, считают, что тепломассоносители заимствуют углеводороды и рудные компоненты из вмещающих боковых пород. К такому же источнику углеводородов склоняются О.Ю. Баталин и Н.Г. Вафина (2017) в конденсационной модели формирования нефтяных и газовых месторождений из надкритического газового раствора.

Глобальность явлений рудо- нефтегазообразования и отсутствие механизма концентрирования в движущихся потоках флюидов рассеянных компонентов, заимствованных из боковых пород, позволяют принимать в качестве основного продуктивного источника, как гидротермальных минералов, так и углеродистых веществ. «плутогенный флюид» в астеносфере.

По П.Ф. Иванкину, среди гидротермальных потоков, зарождающихся в магматических плутонах, различаются «дистилляционные (изначально газовые) и ликвационные (изначально жидкостные)». Первые, отражающие рудные поля «бескорневого типа», развиваются по схеме: *надкритический газ – конденсационный раствор, обогащенный компонентами из*

боковых пород, – полимеризованный предкристаллизационный раствор – руды (минерализованные породы). Вторые, отражающие рудные поля «корневого типа», развиваются по схеме: *«гомогенная многокомпонентная жидкость – гетерогенный (многофазный) раствор плюс газовая фаза – полимеризованный предкристаллизационный раствор – руды»*. Газовая фаза, образующаяся в результате дифференциации «первичного» раствора, накапливается на фронте потока и конденсируется по мере развития его». Особенность корневых потоков – это большая их протяженность в направлении движения. Фактическая длина образуемых ими рудных полей достигает от 1-2 до 4-5 км и более. Поперечные размеры потоков обычно значительно меньше их длины (Иванкин, 1972, с. 7).

Эта схема приемлема для нефтегазового флюида. Теоретические расчеты и экспериментальные данные показывают, что нефть и ее высокомолекулярные компоненты могут мигрировать в концентрированном виде, только во флюиде, находящимся в надкритическом состоянии (400-500^{o}C и выше). Установлена высокая растворимость углеводородов и неорганических соединений в сжатых газах и перегретом водяном паре. Показано также, что могут быть достигнуты критические параметры температуры и давления, при которых растворимость индивидуальных углеводородов в воде и взаимная растворимость в бинарной системе вода — углеводород становятся очень высокими (Чекалюк и Филяс, 1977). В работах Т.П. Жузе и других исследователей, показано, что в сжатых газах при температуре 100^{o}C и выше растворяются не только углеводороды, но и гетероатомные соединения, включая смолисто-асфальтеновые компоненты (Жузе, 1981).

Синтезы углеводородов из простых соединений в системе C-H-N-O-S, составляющей основу гидротермальных растворов, в условиях высоких температур и давлений много раз со времен Д.И. Менделеева проводился экспериментально в лабораторных условиях многими исследователями, и может быть закономерным результатом природных процессов (см. обзоры в работах Э.Б. Чекалюка, 1971; В.А. Краюшкина, 1984; Л.Г. Ионе, 2003; В. С. Зубкова, 2005 и других). Основная проблема состоит в устойчивости синтезированных углеводородов в надкритическом флюиде и принесённой им нефти в природных резервуарах верхних слоев литосферы.

Э.Б. Чекалюк (1971) показал, что любой индивидуальный углеводород в недрах Земли не может находиться в состоянии равновесия с окружающей средой. Эволюция отдельных синтезированных углеводородов и неуглеводородных соединений постепенно приводит к образованию *углеводородной системы* «с вполне определенным компонентным составом, соответствующим равновесию при заданных термобарических условиях. Такая равновесная углеводородная система становится термобаростойкой в условиях ее образования и может существовать в этих же условиях сколь угодно долго. В условиях осадочного слоя выделившаяся высокотемпературная нефтяная система неравновесна. Она находится в состоянии постоянной деструкции, но вследствие низких температур термодинамическая деструкция идет очень медленно, так что нефть в ловушках может существовать десятки тысяч лет без заметных изменений, хотя некоторое влияние биологического фактора на состав нефти, безусловно, имеет место. Из индивидуальных углеводородов в состоянии равновесия с осадочными породами может находиться, в основном, только метан».

Флюиды с продуктами глубинной дегазации Земли поднимаются к земной поверхности в двух формах: спонтанной рассеянной и локализованной концентрированной. Роль *спонтанных рассеянных потоков* заключается прежде всего в поддержании углеводородного баланса атмосферы. Основная масса рассеянных углеводородов поступает к земной поверхности, в основном, в виде метана вследствие деструкции других углеводородов. Потоки глубинных рассеянных газов усиливаются в местах активизации тектонических движений (Войтов, 1986). С потоками спонтанного истечения углеводородных газов в литосфере по динамически активным зонам можно связывать образование скоплений природного газа в земной коре и залежей газогидратов на дне океанов (Валяев, 1997).

Локализованная углеводородная концентрированная дегазация Земли: по П.Н. Кропоткину разделяется на две формы «горячую» и «холодную».

“Горячая” дегазация - это подъем флюидов с магматическими расплавами, сопровождающими вулканическую и интрузивную деятельность. Флюид, образующий

гидротермальные растворы, попадает в условия, характеризующиеся сочетанием высоких температур с небольшим геостатическим давлением и возрастанием фугитивности кислорода. Главным компонентом газовой фазы флюидов выступают окисленные газы. Масштаб выноса рудных минералов и углеводородов из магматического очага надкритическими флюидами зависит от многих факторов: массы магматического массива, условий его остывания, содержания в нем воды и газов и т. д. Эти условия могут быть достаточным для образования рудных месторождений. Для образования месторождений углеводородов условия мало благоприятны вследствие окисления и небольшого остаточного количества. Тем не менее, присутствие углеводородов в гидротермальном флюиде «горячей» ветви дегазации дает о себе знать небольшими нефтепроявлениями в гидротермах на земной поверхности (кальдера Узон на Камчатке, парогидротермы вулканических полей Исландии и «черные курильщики» океаническом дне). С научной точки зрения нефтегазопроявления в постмагматических растворах представляют собой хорошую природную модель для изучения механизма формирования нефтяных и газовых месторождений.

Непосредственное выделение надкритического флюида, несущего в растворенном состоянии различные соединения металлов из первичной очень глубоко залегающей магмы, обсуждалось в ряде работ (Набоко, 1974; Смирнов, 1976). Можно утверждать, что присутствие абиогенных углеводородов, наряду с рудными компонентами, в выделившемся надкритическом магматическом флюиде вполне закономерно.

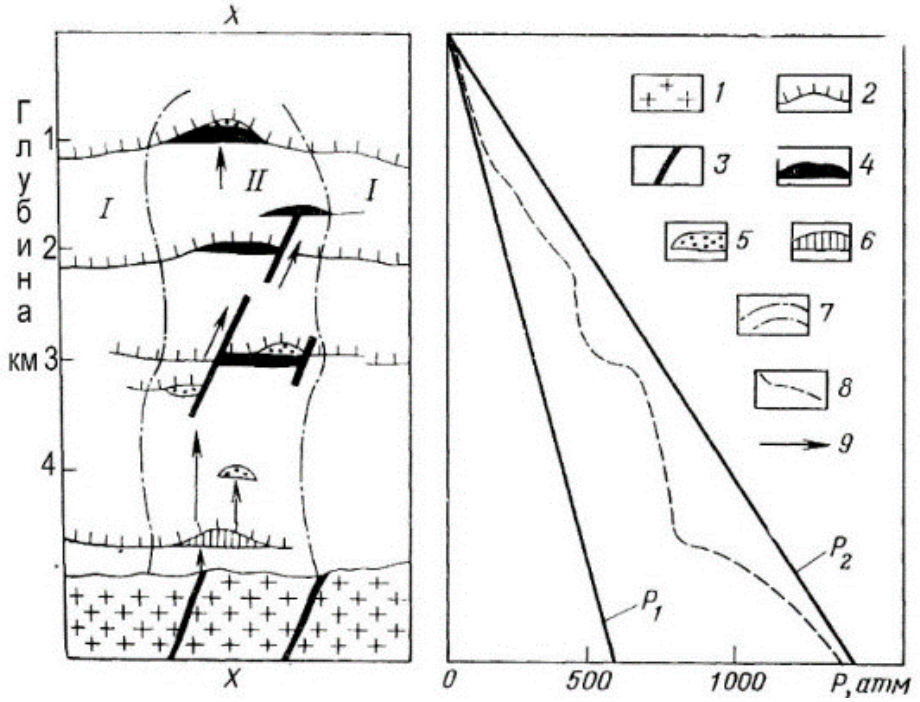


Рис.6. Схема (разрез) многоэтажного месторождения с залежами нефти, конденсата и газа внутри контура трубы дегазации (Кропоткин, 1986, с 541). Справа показана типичная картина изменения гидростатического (P_1) и геостатического (P_2) давления. Обозначения: I – окислительный режим; II – восстановительный режим; 1 – фундамент; 2– водоупорные горизонты и другие покрышки нефтегазовых залежей (барьеры на пути миграции углеводородов); 3 – разломы; 4 – нефть; 5– газ; 6 – конденсат; 7 – внешний контур «трубы дегазации»; 8 – пластовое давление во флюидно-газовой фазе на вертикальном сечении (XX) посредине зоны геохимической аномалии, характеризуемой восстановительным режимом; 9 – основные направления миграции углеводородов.

Главные компоненты газовой фазы мантийных флюидов, связанных с телетермальной дегазацией, это восстановленные газы (H_2, CH_4, CO), которые обеспечивают восстановительные условия в канале миграции. Перегретый однофазный водно-газовый флюид по мере субвертикального перемещения в относительно холодные зоны земной коры постепенно, по мере снижения температуры и давления летучих компонентов, разделяется

на фазы и превращается в гидротермальные растворы, которые отлагают вещество на термодинамических барьерах.

Дифференциация единого однофазного потока по мере движения приводит к тому, что фронт потока представлен, в основном, его наиболее легкой углеводородной частью и элементами, образующими самые летучие неуглеводородные соединения (сера, ртуть), а ниже концентрируются более тяжелые рудные компоненты.

Конденсационные модели вторжения надкритического флюида в осадочную толщу и формирования месторождений нефти, и газа разрабатывались К.А. Аникиевым (1971, 1980), О.Ю. Баталиным и Н.Г. Вафиной (2008, 2017).

Если углеводородная часть потока разгружалась в атмосферу или в гидросферу, в осадочной толще разгружались более тяжелые рудные растворы, которые пропитывали осадочные слои, образуя стратиформные залежи или рудные столбы по окраинам бассейна.

Обособленные в пространстве каналы углеводородной дегазации, находящиеся, как правило, на пересечении зон глубинных разломов, П.Н. Кропоткин (1986) называл «трубами дегазации» (рис.6). «Трубы дегазации» были проводниками не только нефтегазообразующих, но и рудообразующих растворов. Оба типа растворов имеют одну – гидротермальную – природу, что подчёркивает единство флюидогенного нефте- и рудообразования. Эти каналы дегазации можно называть «*трубами телетермальной дегазации*», имея в виду удалённость очага дегазации от ее разгрузки. На земной поверхности телетермальная дегазация может проявляться в разных формах. Например, при охлаждении растворов еще на пути следования газы выносят углеводороды на земную поверхность и дно моря углеводороды и минеральные компоненты в виде грязевого, гидро-, газо- и гало- вулканизма и диапиров разного типа (Беленицкая, 2012). Поэтому собственно «холодная дегазация», (100-150^{o}C и ниже) представляет собой частный случай телетермальной дегазации в виде «амагматических восходящих инъекций», имеющую свои корни непосредственно в мантии.

Внедрение углеводородов в осадочные резервуары происходит в несколько стадий, которые отражаются в составах образующейся нефти. Состав нефти окончательно формируется уже в самой залежи. Изучая связи разгрузок флюидов с современной геодинамикой осадочных бассейнов, С.В. Атанасян выделила два крайних типа нефти, смешение которых в разных пропорциях образует большое разнообразие составов нефти в нефтегазоносных бассейнах (Сидоров и др., 1989).

К типу I относятся нефти с преобладанием разветвлённых структур среди парафиновых углеводородов (70% и более на сумму парафиновых УВ), высокой концентрацией изопреноидных алканов (k^{i}=0,8 и выше), значительным содержанием нафтеновых УВ (45% и более в пересчёте на нефть), с относительно высокой концентрацией среди них полициклических структур стеранового и гопанового рядов. В легкокипящих фракциях нефтей среди изоалканов доминируют более разветвлённые структуры, а среди нафтеновых углеводородов – циклопентановые.

К типу II относятся нефти с абсолютным преобладанием нормальных структур среди парафиновых УВ (n-алканов более 60% на сумму парафиновых УВ) с низким содержанием изопреноидных алканов (k_1 – 0,2 и ниже). В бензиновых фракциях нефти 2-го типа среди парафиновых УВ преобладают нормальные и менее разветвлённые изомеры, а среди нафтеновых УВ – циклопентановые (рис 7).

Нефть типа I обычно располагается в верхних горизонтах продуктивной толщи. Это более ранние залежи, в которых углеводородная система претерпела изменения, в том числе под влиянием биологического фактора, и «приспособилась» к окружающим природным условиям. Состав нефти этого типа близок к нефти A^{1} в классификации А.А. Петрова (Петров, 1984). Нефть типа II встречается в нижних слоях осадочной толщи и представляет собой более поздние импульсы гидротермального вторжения.

Если нефти типа I в разных бассейнах различаются по особенностям состава, то нефти типа II в разных бассейнах похожи между собой. Их состав ближе к «первичной» нефти глубинного синтеза. Этот тип нефти характерен для участков с высокой геодинамической активностью и может свидетельствовать о современном подтоке вещества в осадочных бассейнах. Характерно, что тип II нефти сопровождается самым высоким содержанием гелия.

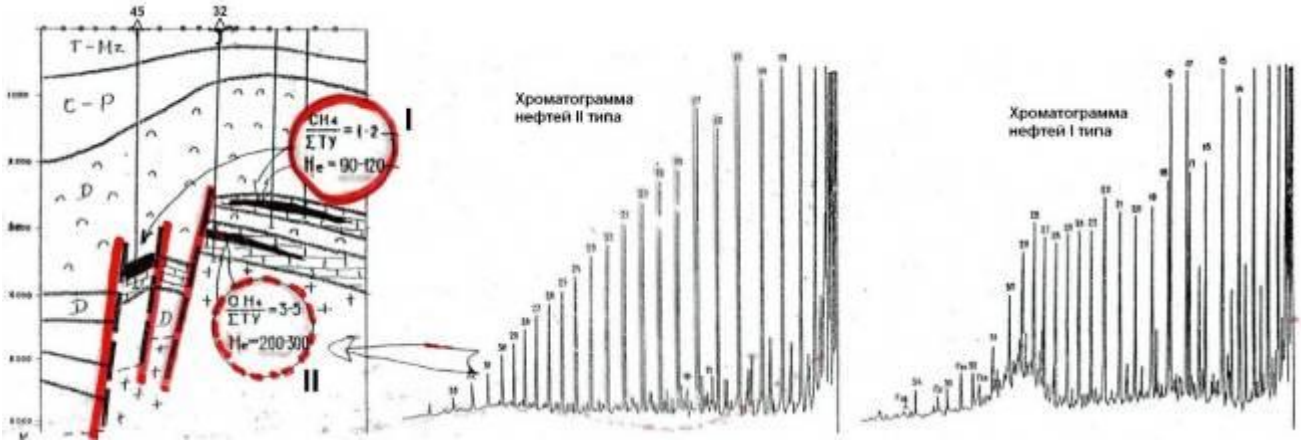


Рис.7. Два основных типа нефтей в Припятской впадине и их расположение в геологическом разрезе. (по С.В. Атнасян).

Нефти смешанного состава встречаются в широком диапазоне нефтеносных отложений (Сидоров и др., 1989, с. 119-137).

Заключение

К XX веку геохимическая наука накопила достаточно теоретических, полевых и экспериментальных данных для формулировки фундаментального положения: природа углеводородов на Земле многообразна, их синтез – это имманентное свойство всех оболочек нашей планеты от земного ядра до атмосферы. Всем геосферам присуща рассеянная форма распространения углеводородов.

Если во внешних оболочках – атмосфере, гидросфере, ландшафтной сфере и бассейнах осадконакопления литосферы главный фактор образования углеводородов – биосфера, то в консолидированной коре, в особенности, мантии и ядре – это глубинный синтез из простых соединений углерода и водорода. Ключевая задача происхождения скоплений нефти и углеводородного газа – это механизм переноса углеводородов в высоких концентрациях от источника до мест образования скоплений. Приведенные данные показывают, что такой механизм может быть связан только с эндогенным источником вещества, обеспечивающим его неисчерпаемость и гидротермальную природу носителей – сжатых газов и перегретого водяного пара.

Исходя из совокупности геологических и геохимических данных, месторождения нефти и газа в классификации полезных ископаемых надо относить к *эндогенной серии, гидротермальной группе, классу телетермальных месторождений*.

Гидротермальная природа месторождений нефти и газа и связь их с современной геодинамикой позволяет по-новому подойти к прогнозированию месторождений в фундаменте осадочных бассейнов: вести поиски не только по форме возможных ловушек, а по содержанию - установление зон современной разгрузки флюидных систем геохимическими, геофизическими, дистанционными методами.

Литература

Авдонин В.В., Старостин В.И. Геология полезных ископаемых. М.: Изд. Центр «Академия», 2010. 384 с.

Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л.: Недра, 1971.

Аникиев К.А. Геодинамическая теория сверхвысокой пластовой энергии разбуриваемых нефтегазоносных недр Земли. – В кн.: Дегазация Земли и геотектоника. – М.: Наука, 1980. С. 205-217.

Арсанова Г. И. Редкие щелочи в термальных водах вулканических областей. Новосибирск, «Наука», 1974. 111 с.

Багдасарова М.В. Современные гидротермальные системы и их связь с формированием месторождений нефти и газа. – В кн.: Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. – М.: “Наука”, 2000. С. 100-115.

Банникова Л.А. Органическое вещество в гидротермальном углеводородообразовании. Наука, 1990. 207 с.

Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. 248 с.

Беленицкая Г.А. Роль глубинных флюидов в осадочном породо- и рудообразовании – В кн. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. – М.: ГЕОС, 2012. С. 153-197.

Бескровный Н. С. Нефтяные битумы и углеводородные газы как спутники гидротермальной деятельности. Тр. Всес. нефт. научно-исслед. геол. -развод. ин-та, вып. 258, Л, 1967. 208 с.

Бескровный Н.С. Нафтометаллогения: единство нефте- и рудообразования // Журн. Русского хим. о-ва им. Д.И. Менделеева, 1986, т. 31, № 5. С. 569-574.

Бирина Л.М. О пористых и трещинных коллекторах нефти в карбонатных толщах карбона Волго-Уральской области. // Проблемы нефтеносности карбонатных коллекторов Урало-Поволжья. Тр. Совещ. межобл. координационного совета. Вып. 2. Бугульма, 1963. С. 39–57.

Бирина Л. М. Об условиях формирования и принципах классификации коллекторов нефти и газа в карбонатных толщах. // Пробл. геол. и техн. освоения сверхглубокого бурения на нефть и газ в УССР. Киев: Наукова думка, 1969.с. 128–145.

Бирина Л.М. Ангидриты в палеозое центральной части Русской платформы. М.: Наука, 1979. 124 с.

Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли // Журн. Русского хим. о-ва им. Д.И. Менделеева, 1986, т. 31, № 5. С. 533-540.

Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа, 1997, № 9, с. 30-37.

Гаврилов В.П., Григорьянц Б.В., Дворецкий В.А. и др. Зоны нефтегазонакопления жильного типа. – М.: Недра, 2000. 152 с.

Горжевский Д.И., Карцев А.А., Павлов Д.И. и др. Парагенезис металлов и нефти в осадочных толщах нефтегазоносных бассейнов. – М.: Наука, 1990.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Битумогенез и некоторые аспекты эволюции флюидов. – В кн. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М.: ГЕОС, 2006. С. 23-37.

Гусева А.Н., Климушина Л.П. «Загадки» баженовской свиты Западной Сибири. – В кн.: Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М-лы третьей международной конф. – М.: Изд. Моск. Ун-та, 1999. С.80-82.

Дзюба А.А. Современная гидротермальная деятельность на древних платформах. // Гидротермальный процесс в областях тектономагматической активности. М.: Наука, 1977. С.92–98.

Жузе Т.П. Роль сжатых газов как растворителей. – М.: Недра, 1981. 165 с.

Златопольский С. С., Ржанников В. Е. О формировании девонских карбонатных коллекторов Припятской впадины. // Докл. АН БССР. 1974. Т. 18, № 6. С. 553–556.

Зубков В.С. Термодинамическое моделирование системы C-H-N-O-S в PT-условиях верхней мантии. – Иркутск, Иркут. Ун-т, 2005. – 180 с.

Иванкин П.В. Рудные столбы как элементы гидротермального потока В кн. Проблемы образования рудных столбов. (Материалы симпозиума, состоявшегося 8-12 дек. 1969 г., Новосибирск). Новосибирск: изд-во «Наука», Сибирское отд., 1972. С. 6-12.

Ионе К.Г. О роли водорода в техногенной эволюции Земли. – Новосибирск, 2003. – 68 с.

Карпов П.А., Вачугова Л.И., Тымочко Т.Г. и др. Твердые битумы продуктивных известняков Тенгизского месторождения нефти // Доклады РАН, 1985, т. 284, № 4, с. 937-939.

Карпова Г.В., Тесленко-Пономаренко В. М. Гипогенный эпигенез и коллекторские свойства (на примере глубокозалегающих каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины). // Литол. и полезн. ископ. 1978. № 5. С.64–76.

Козин А.Н. Маломинерализованные глубинные воды как конденсаты средне- и низкотемпературных ювенильных флюидов. – В кн.: Маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций. – Киев: Наукова Думка, 1985. С. 39-49.

Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наукова думка, 1984. – 176 с.

Кропоткин П. Н, Шахварстова К.А. Геологическое строение Тихоокеанского подвижного пояса. // Тр. Геол. ин-та, вып. 134, 1965. 366 с.

Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов // Российский химический журнал – Журнал Российского химического общества им. Д.И. Менделеева, 1986, том 31, № 5, с.540-547.

Кротова В. А. Влияние эндогенных факторов на формирование рассолов и размещение зон соле- и нефтенакопления. // Влияние эндогенных факторов на формирование залежей нефти и газа. Л., 1978. С.54–74.

Кротова В. А. Единство подземных флюидов и геотектогенез. // Проблемы гидрогеологии и инженерной геологии. Минск, 1978. С.55–60.

Кротова В. А. К вопросу о рудных элементах в подземных водах и нафтидах. Тр. ВНИГРИ, вып. 396.Л.: Недра, 1977. С.31–39.

Крылов И.А., Корнев Б.В., Козлова М.И. Особенности размещения залежей нефти баженовской свиты в районах Среднего Приобья. // Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовыхФ месторождений. Тр. ИГиРГИ, вып. 16. М., 1978. С. 44–54.

Кудрявцев Н. А. Нефть, газ и твердые битумы в изверженных и метаморфических породах. Тр. ВНИГРИ, вып. 142. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 278 с.

Летников Ф.А. Флюидный эндогенных процессов в континентальной литосфере и проблемы металлогении. – В кн. Проблемы глобальной геодинамики. Материалы Теоретического семинара ОГГГГН РАН 1998-1999 гг. М.: ГЕОС, 2000.

Лебедев Л. М. Современные рудообразующие гидротермы. М.: Недра, 1975. 261 с.

Летников Ф.А., Жатнуев Н.В., Лашкевич В.В. Флюидный режим термоградиентных систем. Новосибирск: Наука, 1985. 132 с.

Мелков В.Г. Предисловие – В кн. Диагностика органических веществ в горных породах и минералах магматического и гидротермального происхождения/ Флоровская В.Н., Зезин Р.Б., Овчинникова Л.И. и др. – М., «Наука», 1968. С. 5-9.

Мелков В.Г., Сергеева А.М. Роль углеродистых веществ в формировании эндогенного уранового оруденения. М.: Недра, 1990. 167 с.

Менделеев Д.И. Сочинения, т.10. М.- Л., Изд-во АН СССР, 1949. 830 с.

Морозов С.Г. и др. Роль постседиментационных процессов в формировании пород-коллекторов верхнего докембрия Башкирии в связи с перспективами нефтегазоносности. // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. Тез. докл. II Всес. сем. М.: МИНХиГП, 1978. С.103–104.

Набоко С.И. ред. Вулканизм, гидротермальный процесс и рудообразование. М.: Недра», 1974.

Озерова Н.А. Ртуть и эндогенное рудообразование. М.: «Наука», 1986. 232 с.

Орлов Н.А., Успенский В.А. Минералогия каустобиолитов. – М.-Л.: изд-во АН СССР, 1936.

Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. 264 с.

Поспелов Г. Л. Элементы геологического подобия нефтяных и флюидогенных рудных месторождений. // Геол. и геофиз. 1967. № 11. С. 3–22.

Поярков В. Э. О поисках, разведке и оценке ртутных месторождений. Алма-Ата: ОНТИ КазИМСа, 1967. 81 с.

Проблемы образования рудных столбов. (Материалы симпозиума, состоявшегося 8-12 дек. 1969 г., Новосибирск). Новосибирск: изд-во «Наука», Сибирское отд., 1972. 436 с.

Розин А.А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна. Новосибирск: Наука, 1977. 101 с.

Руденко А.П., Кулакова И.И. Физико-химическая модель абиогенного синтеза углеводородов в природных условиях // Российский химический журнал – Журнал Российского химического общества им. Д.И. Менделеева, 1986, том 31, № 5, с.518-526.

Сидоров В.А., Багдасарова М.В., Атанасян С.В. и др. Современная геодинамика и нефтегазоносность – М.: Наука, 1989. – 200 с.

Симонейт Б.Р.Т. Органическая геохимия водных систем при высоких температурах и повышенных давлениях: гидротермальная нефть. – В кн.: Основные направления геохимии. К 100-летию со дня рождения академика А.П. Виноградова. М.: Наука, 1995. С. 236-259.

Слободской Р.М. Элементоорганические соединения в магматогенных и рудообразующих процессах. – Новосибирск: «Наука», 1981.

Смирнов В. И. Геология полезных ископаемых. Изд. 2-е, М.: Недра, 1969. 687 с.

Смирнов В. И. Рудообразующие элементы ювенильных газов вулканов Толбачика. — Геол. рудных м-ний, 1976, № 6, с. 82—85.

Смирнов В.И. Геология полезных ископаемых. Изд. 4-е, М.: Недра, 1982. 669 с.

Смирнов В.И. Предисловие. – В кн.: Стратиформные рудные месторождения. – М.; «Наука», 1987. С. 3-5.

Солопова А.Е. Общие черты гидрогеохимии конденсационных вод и парогидротерм. – В кн.: Маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций. – Киев: Наукова Думка, 1985. С. 96-103.

Старостин В.И., Игнатов П.А. Геология полезных ископаемых. – М.: «Академический проект», 2004. 512 с.

Старостин В.И., Соколов Б.А. Флюидодинамические условия формирования металлогенических провинций нефтегазоносных бассейнов // Известия Секции наук о Земле РАЕН, вып. 1, ноябрь 1998. С. 12-22.

Тесленко-Пономаренко В. М. Некоторые особенности структурно-минералогических преобразований на стадии глубинного катагенеза- (на примере нижнекаменноугольных отложений ДДВ). // Геол. ж. 1974. Т. 34, № 4. С.100–104.

Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др. Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации. Труды Всес. нефт. геологоразведочного института (ВНИГРИ). Вып. 185. – Л.: Недра, 1964. 316 с.

Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др. Основы генетической классификации битумов. Труды Всес. нефт. геологоразведочного института (ВНИГРИ). Вып. 230. – Л.: Недра, 1964. 268 с.

Федорчук В.П. Околорудные изменения ртутно-сурьмяных месторождений. //Проблемы метасоматизма. М., 1969. С. 97–107.

Федорчук В.П. Телетермальные месторождения. Справочное руководство. М.: ГЕОКАРТ-ГЕОС, 2005. 186 с.

Флоровская В. Н., Мелков В. Г. О генетической природе твердых углеродистых веществ (состояние проблемы). //Тр. ВСЕГЕИ, т. 261. Л.,1975. С.78–89.

Флоровская В. Н., Пиковский Ю. И. К вопросу о значении гидротермальных явлений при формировании залежей нефти и газа. // Геол. рудн. месторожд. 1971. №5. С. 98–104.

Флоровская В. Н., Пиковский Ю. И., Багдасарова М. В. Роль гидротермального процесса в формировании залежей нефти и газа. // Происхождение и миграция нефти и газа. Киев: Наукова думка, 1978. С.156–162.

Флоровская В.Н., Пиковский Ю.И., Оглоблина А.И., Раменская М.Е. Роль гидротермальных факторов в эволюции углеродистых веществ и формировании скоплений нефти и газа // Журнал Российского химического общества им. Д.И. Менделеева, 1986, том 31, № 5, с.562-568.

Флоровская В.Н., Зезин Р.Б., Овчинникова Л.И., Пиковский Ю.И., Теплицкая Т.А. Диагностика органических веществ в горных породах и минералах магматического и гидротермального происхождения. М., «Наука», 1968. 252 с.

Чекалюк Э.Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. – Киев: Наукова думка, 1971. 256 с.

Чекалюк Э.Б. К проблеме синтеза нефти на больших глубинах // Журнал Российского химического общества им. Д.И. Менделеева, 1986, том 31, № 5, с.556-562.

Чекалюк Э.Б., Филяс Ю.И. Водонефтяные растворы. Киев: Наукова Думка, 1977. 128 с.

Чепиков К.Р., Ермолова Е. П., Орлова Н.А. О постседиментационных процессах в терригенных породах-коллекторах нефтяных месторождений Урало-Поволжья. // Литол. и полезн. ископ. 1969. № 6. С.435–437.

Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н. А. К вопросу об изменении пористости в песчаных породах с глубиной. // Докл. АН СССР. 1962. Т. 144, № 2. С. 35–37.

Чирвинский П.Н. Аналогии в миграции нефтей и рудоносных растворов. –В кн. Ученые записки Пермского университета, т. 7, вып. 1, 1952. С. 68-74.

Шахов Ф.Н. Состояние вопроса и направление развития исследований процесса образования рудных столбов. – В кн. Проблемы образования рудных столбов. (Материалы симпозиума, состоявшегося 8-12 дек. 1969 г., Новосибирск). Новосибирск: изд-во «Наука», Сибирское отд., 1972. С. 3-6.

Шевченко Т.А. Влияние постседиментационных процессов на формирование коллекторских свойств пород задонского горизонта. // Формирование и закономерности распространения пород-коллекторов девонских отложений Припятского прогиба». Тр. БелНИГРИ, 1973.96113.

Щеглов А.Д. Источники рудного вещества в областях тектоно-.месторождений. М.: Наука, 1976. С. 58–65.

Batalin O., Vafina N. Condensation Mechanism of Hydrocarbon Field Formation // SCIENTIFIC REPORTS, 2017, 7: 10253.

ФАЗОВЫЙ СОСТАВ, ФОРМЫ МИГРАЦИИ И МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНЫЕ ГЛУБИНЫ НАХОЖДЕНИЯ НЕФТИ В ЗЕМНЫХ НЕДРАХ (ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ С УЧАСТИЕМ СИНТЕТИЧЕСКИХ ВОДНО-УГЛЕВОДОРОДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ)

Балицкий В.С.
Институт экспериментальной минералогии РАН, Черноголовка, Россия
E-mail: balvlad@iem.ac.ru

В последние годы синтетические включения в минералах начали широко использоваться при решении проблем происхождения и миграции углеводородов в земной коре, выяснении их фазового состава и состояний, включая метаморфические превращения. Это связано с тем, что непосредственно наблюдать фазовые состояния и превращения углеводородов в земных недрах при повышенных и высоких термобарических параметрах практически невозможно. Поэтому для их характеристики большое значение приобретают экспериментальные исследования с использованием синтетических флюидных включений в минералах [1–3].

В представленном докладе приводятся результаты подобных исследований, полученных в последнее время в ходе выполнения ряда проектов НИР ИЭМ РАН и РФФИ (№№ 06-05-64505-а, 09-05-00774-а, 12-05-00937-а, 12-05-91952 НЦНИ-а и др.).

Объектами исследований были водно-углеводородные включения в синтетическом кварце, выращенном в смесях чистой воды, слабощелочных, щелочных, хлоридных и фторидных водных растворов с сырой нефтью из месторождений Северного Кавказа и Татарстана. Доля сырой нефти в исходных смесях составляла от 0,01 до 70 об. %. Опыты осуществляли в жаропрочных автоклавах объемом 50, 100 и 280 мл в диапазоне температур 260–650°С и давлений 1–150 МПа соответственно в условиях прямого температурного перепада. Водно-углеводородные включения формировались как в кварцевых затравках с заранее подготовленными полостями травления, так и путем самопроизвольного зарождения в наросшем слое новообразованного кварца, используя специально разработанные методы и подходы. Продолжительность опытов составляла 15–30 суток.

Продукты опытов изучали методами газовой и жидкостной хроматографии, рентгенометрии и электронно-зондового микроанализа. Жидкие и газообразные фазы во включениях характеризовали ИК-спектрами, записанными при обычной, повышенной и высокой (до 400ºС) температурах, а фазовые состояния и поведение флюидов во включениях при их нагревании и охлаждении изучали с привлечением методов современной микротермометрии.

В общей сложности было выращено более 100 кристаллов кварца с водно-углеводородными включениями размером от сотых долей до 2 миллиметров в поперечнике. В основном это были существенно жидкие трехфазные и многофазные включения с различными объемными соотношениями фаз, отвечающие неравенствам L1>G>>L2, L2≥L1>G, L1>G>>L2>SB, L2≥L1>G>SB, L1>G>>L2>>L3>SB, где L1 – водная фаза, G – газообразная фаза (водяной пар, метан и реже этан и пропан, пары жидких углеводородов), L2 и L3 – жидкие углеводороды, SB –твердые битумы. Реже в кристаллах наблюдали двухфазные включения с соотношением фаз L1≥G, L2≥G и L1≥L2. Такое многообразие фаз и их соотношений связано с захватом включений из флюидов, находящихся в гетерогенном состоянии. Иногда среди существенно жидких включений наблюдали вторичные существенно газовые включения с объемными соотношениями фаз G>>L1>L2>SB. Эти включения были сформированы непосредственно в процессе их термометрии в связи с увеличением объема за счет возникновения в стенках вакуолей тончайших трещинок при α→ß трансформации кварца или в результате резкого падения давления, вызванного кратковременной (практически мгновенной) частичной разгерметизацией автоклава с последующим быстрым восстановлением его герметичности.

Анализ полученных данных позволяет резюмировать следующее. Экспериментально, благодаря использованию синтетических флюидных водно-углеводородных включений, установлено многообразие фазовых составов и состояний углеводородов в земных недрах. Их фундаментальные характеристики определяются в основном термобарическими параметрами и объемными соотношениями во флюидах водного раствора, жидких и газообразных УВ. В частности, доказано существование следующих типов водно-углеводородных флюидов:

1 – гетерогенный трехфазный флюид (L1+L2+G) с частично растворенными жидкими и газообразными УВ;

2 – гетерогенный двухфазный флюид (L1+L2) с полностью растворенной газовой фазой;

3 – гомогенный суб- и сверхкритический флюид (L2гом) с полностью растворенными жидкими и газообразными УВ;

4 – гомогенный газовый преимущественно углеводородный флюид (Gгом) с полностью растворенными жидкими УВ;

Жидкие, полужидкие и твердые УВ при взаимодействии с гидротермальными растворами при температурах выше 320^{o}C (особенно в интервале 350-500^{o}C) подвержены крекингу и более глубоким изменениям, вплоть до полного разрушения углеводородов с образованием метана и кристаллического графита.

Экспериментально доказано, что в случае превышения доли нефти над водной фазой нефть в земных недрах может находиться на глубинах до 14 км. Однако, если доля водной фазы превышает долю нефти в залежах, а сам водно-нефтяной флюид находится в суб- и сверхкритическом состоянии, то нефть может сохраняться как таковая в земных недрах до глубин 25 км.

Литература

1. Балицкий, В.С., Балицкая, Л.В., Бубликова, Т.М., Борков, Ф.П. // ДАН. 2005. Т. 404. № 1. С. 90-93.
2. Балицкий, В.С., Прокофьев, В.Ю., Балицкая, Л.В., и др. // Петрология. 2007. № 2. С. 1–15.
3. Teinturier S and Pironon J. // J. Geochem. Explor. 2003. V. 78. S. 421–425.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ВОДОРОДА В НЕДРАХ

Белозёров И.М.[5], Козловский Е.А.[1], Грицко Г.И. [2], Курленя М.В. [3], Тимурзиев А.И.[4], Черноок В.А.[5], Шаров Г.Н.[6], Минин В.А.[7], Ростовцев В.И.[3]

1 - ГОУ ВПО РГ «ГРУ» им. С. Орджоникидзе, г. Москва
2 - ИНГиГ им. ак. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
3 - ИГД им. ак. Н.А.Чинакала СО РАН, г. Новосибирск
4 - АО «ЦГЭ», г. Москва
5 - Новосибирский филиал АО «ГСПИ»
6 - ООО «ИГЭП РАЕН», г. Москва
7 - ИГМ им. ак. В.С.Соболева СО РАН, г. Новосибирск

Изложен нетрадиционный физико-химический подход к механизму образования водорода и водородсодержащих соединений в недрах Земли и других планет. Приведённые данные позволяют совершенно с иных позиций посмотреть, как на природу, так и на механизм образования как собственно водорода, так и его химических соединений с кислородом (вода), углеродом (органические соединения – нефти, газы, угли, битумы и др.) и прочими химическими элементами. Смена традиционного подхода к действующему в природе комплексу рассматриваемых и других механизмов открывает поистине безграничные горизонты для их более глубокого изучения и использования в практических целях. Рассматриваемая смена новых векторов, причин и следствий развития природы является, безусловно, инновационным процессом и не может не привести на этом пути к новым положительным результатам.

Водород и его соединения, образование в недрах Земли, новый физико-химический подход

Предлагаемая вашему вниманию новая физико-химическая концепция механизма образования водорода в недрах Земли и других планет [1] уже многократно докладывалась нами в этом десятилетии в различных вариантах, в частности, в ряде авторитетных геофизических конференций и симпозиумов в стенах таких организаций как Геолфак МГУ им. М.В. Ломоносова [2]; РГ ГРУ им. С. Орджоникидзе [3, 4]; ИГИГ им. А.Н. Заварицкого УрО РАН, Екатеринбург [5]; Институт углехимии и химического материаловедения СО РАН, Кемерово [6, 7]; Институт горного дела им. ак. Н.А. Чинакала СО РАН, Новосибирск [8, 9]; проводимых в ЦГЭ Москва в «Кудрявцевские чтения» по глубинному генезису нефти и газа [10, 11, 12, 13, 14], на семинарах у новосибирских академиков РАН Эпова М.И. (19.06.2009 г.) и Курлени М.В. (05.10.2010 г.), а также в беседах с академиками и член-корреспондентами РАН: Грицко Г.И., Исматиловым З.Р., Конторовичем А.Э., Кузнецовым Ф.А., Ляховым Н.З., Маракушевым А.А., Николаевым А.В., Похиленко Н.П., Хаиным В.Е., Цивадзе А.Ю., Шацким В.С. и др. Информация о разрабатываемой физико-химической концепции механизма образования водорода из нейтронно-гиперонной субстанции в этом году уже проникла и в Интернет [15].

К настоящему времени наукой накоплен весьма обширный багаж информации об элементном составе как Земли, так и окружающей её бесконечной космической среды. Не задерживая вашего внимания на интереснейших отдельных деталях этих исследований, сообщим сразу их главный результат: можно определённо утверждать, что окружающая нас природа более чем на 90 атомных процентов состоит их двух простейших химических элементов - водорода и гелия со значительным преобладанием (около 80%) водорода [1, 18 и др.]. К этому необходимо добавить, что исследования последних десятилетий, проводимые, в частности, отечественными геофизиками, наглядно демонстрируют тот факт, что наша планета плюс ко всему является ещё и активным эмитентом в окружающую среду водорода, метана (лёгкий газ с соотношением в нём водорода и углерода 4:1) и нейтронов.

Многочисленные работы наших современников - докторов наук Войтова Г.И., Сывороткина В.А., Ларина В.Н., Портнова А.М. и многих других [2, 10-12, 20, 21, 24, 25, 29, 31, 33] убедительно подтверждают факт непрерывного предельно продолжительного истечения из недр планеты значительных потоков флюидов, содержащих как собственно водород, так и его производные, в частности, ювенильную воду, метан и другие углеводороды, сероводород и т.п. Оценки приводимые Г.И. Войтовым [20, 21] и академиком В.В. Адушкиным [15, 17], показывают, что только количества ежегодно поступающих из тверди земной в её атмосферу водорода и метана составляют 40÷130 млн. тонн H_2 и от 1 до 5 млрд. тонн CH_4 соответственно.

Менее известна широкому кругу информация об истечении из недр Земли нейтронов - не имеющих электрического заряда (т.е. электрически нейтральных, отсюда и их название) элементарных частиц. Следует напомнить, что нейтроны «n» - некие аналоги положительно заряженных элементарных частиц - протонов «p» - присутствуют в составе всех ядер всех химических элементов таблицы Д.И. Менделеева (единственное исключение - ядро лёгкого изотопа водорода - протия, состоящего из собственно протона «p»). Основное физическое предназначение нейтрона «n» - обеспечение в ядрах атомов плотной упаковки положительно заряженных протонов «p». Количественно же соотношение нейтронов «n» и протонов «p» в ядрах атомов возрастает от 1:1 у лёгких элементов (кислород, углерод, азот, кремний, сера, кальций и др.) до ≈ 1,5:1 у тяжёлых (золото, ртуть, свинец, уран и др.). В составе атомных ядер нейтроны «n», как правило, являются стабильными частицами. Но при обретении по какой-либо причине «свободы» от действия внутриядерных сил сильного и слабого взаимодействия у нейтрона «n» появляется способность к так называемому «бета-распаду», в процессе которого из него исторгается лёгкая отрицательно заряженная частица - электрон «*e*», а сам он превращается в положительно заряженный протон «p». При этом протон, естественно, приобретает свойства иона водорода «H^+» - сильнейшего химического реагента – восстановителя, который, нейтрализуясь в окружающей среде, преобразуется сначала в атомарный, а далее, соответственно, в обычный молекулярный водород. Процесс этот сопровождается сильнейшим разуплотнением вещества (линейный размер частицы увеличивается на 4-5 порядков) и выделением колоссальной энергии, удельное количество которой (0,784 Мегаэлектрон вольта на каждый нейтрон) сопоставимо (составляет около 90%) с удельной энергией, выделяющейся при взрывах ядерных зарядов (в среднем около 0,86 Мэв) [27, 34].

Теперь можно вернуться к явлению истечения нейтронов из недр Земли.

Хотя сами нейтроны были открыты лишь около 85 лет назад (в 1932 году), явление истечения их из недр планеты надёжно было установлено только в конце 20-го века благодаря усилиям отечественных физиков и геофизиков – энтузиастов (группа Б.М. Кужевского из НИИ Ядерной Физики им. Д.В. Скобельцына при МГУ им М.В. Ломоносова), а также ряда сотрудников из других учреждений указанного выше профиля [22, 23, 28, 30, 32, 35, 36 и др.].

Признание же естественным факта и процесса истечения из чрева планеты колоссальных (за геологические времена) количеств водорода и водородсодержащих газов (углеводороды, пары ювенильной воды и т.п.) необходимо выдвигает на передний план вопрос об их источнике (т.е. о происхождении).

К сожалению, как представляется, такая постановка вопроса проработана современным комплексом наук о Земле пока что явно недостаточно, ибо возможный ответ на него находится где-то между «... умозрительной гипотезой о якобы захваченном некогда водороде из некоего существовавшего протопланетного облака...» и не выдерживающей никакой критики не менее фантастичной гипотезы о некоем металлогидридном ядре планеты [10, 12, 25, 29 и др.].

В то же время, если просуммировать результаты, полученные в последние десятилетия, в частности, отечественными геологами и физиками в плане истекающих из недр нашей планеты потоков флюидов [16, 20, 21, а также 22, 28, 35 и др.], и сопоставить их с классическими данными о свойствах свободных нейтронов [18, 19, 27, 34 и др.], картина становится совершенно естественной и понятной [1], а для её восприятия нужно лишь

отказаться от нелепой, также умозрительной древней гипотезы о железно-никелевом ядре Земли.

Картина эта заключается, вообще-то говоря, в следующем. Как только что отмечено выше, явление постоянного истечения из недр планеты заметных потоков свободных нейтронов к настоящему времени доподлинно установлено и количественно оценено. Величина этих потоков довольно-таки непостоянная и зависит от многих природных факторов, причём значения этих потоков могут различаться между собой более чем на 3 порядка, а минимальное их значение в нормальной обстановке может быть оценено в ≈ 200 нейтронов через 1 $см^2$ в секунду [22, 23, 28, 30, 32, 35 и др.]. Цифра эта вроде бы и небольшая, но за прошедшие геологические времена она является весьма и весьма значительной.

Известно, что нейтроны в силу своих чрезвычайно малых размеров (примерно $0{,}8x10^{-13}$ см) и электронейтральности в процессе хаотичного теплового движения в любой среде, включая пространства внутри молекул и атомов, свободно проникают через любые физические барьеры как микро- так и макромира, причём линейная скорость этих перемещений в зависимости от энергии свободного нейтрона может доходить до ≈ 15 000 км/сек. [19, 27, 34] и даже значительно превышать её. (Это значит, что отдельно взятый «быстрый» нейтрон, энергия которого около 100 килоэлектронвольт, двигаясь «по-прямой» и без сопротивления среды, способен преодолеть расстояние, например, от центра Земли до её поверхности за считанные доли секунды).

Физикам-ядерщикам также хорошо известны и обстоятельства процесса спонтанного β-распада свободных нейтронов. Так, период полураспада этих нейтронов, т.е. время, за которое распадается половина участвующих в процессе частиц, составляет всего лишь ≈ 15,3 минуты. Как уже отмечено выше, при этом именно в процессе данного крайне экзотермического преобразования нейтрона в водород, сопровождающегося фантастическим разуплотнением материи, происходит превращение чисто физической формы материи в виде её элементарной частицы – нейтрона в физико-химическую форму в виде, прежде всего, простейшего изотопа - протия легчайшего химического элемента - водорода.

Нельзя не отметить, что современной науке известен и описан процесс и обратного преобразования химической формы материи в природе в физическую, когда в соответствии с законом всемирного тяготения в результате постепенного гравитационного сжатия материи в центре её вращающихся скоплений (галактики и тому подобные образования) достигаются столь колоссальные плотности вещества, что в нём в процессе так называемого «гравитационного коллапса» происходит, образно выражаясь, «вдавливание» электронных оболочек - этой основы химической формы материи, в ядра атомов, электрическая взаимо-нейтрализация протонов и электронов и образование чисто нейтронной «тёмной» материи («тёмной», т.к. вследствие исчезновения электронов - переносчиков в пространстве электромагнитного излучения - световое излучение материи перестаёт существовать). К слову сказать, сегодня считается, что в наблюдаемом астрофизиками околоземном пространстве в «тёмном» состоянии, детектируемом только через гравитационное взаимодействие космических объектов, пребывает до 90 массовых % всей материи.

Известно, что Солнечная система находится в настоящее время в состоянии центробежного разуплотнения. Естественно, по окончании этого цикла остывшую систему ожидает новый цикл развития, включая постепенное гравитационное «концентрирование» вещества вокруг некоего центра другой растущей системы. По достижение критического состояния неустойчивого равновесия или по какой-либо другой причине вследствие очередного Большого Взрыва образовавшегося нейтронного гиганта начнётся процесс и его центробежного разуплотнения.

Так в бесконечной и вечной Природе работает независимый процесс, условно называемый «гравитационной пружиной» со взаимным преобразованием одной в другую физической и физико-химической форм материи. Таков наш взгляд на физико-химические механизмы образования водорода в недрах Земли.

Изложенный нетрадиционный физико-химический подход к наблюдаемым многим природным явлениям и процессам, несмотря на свою неочевидность, позволяет дать разумный логичный ответ на целый ряд насущных загадок Природы, как-то:

- Расширяется ли Земля и почему?
- Какова физическая и энергетическая природа разрушительных мощнейших тектонических подвижек на Земле и на суше и та море?
- Какая сила вздымает вверх колоссальные массы обширных горных систем на Земле, Марсе и других объектах?
- Какова природа срединно-океанических хребтов, Гольфстрима, Марианского желоба и т.п.?
- В каком процессе «рождаются» в природе нестабильные (радиоактивные) изотопы различных элементов?

Перечень этих пока безответных «земных» (и не только!) вопросов может быть продолжен и существенно расширен.

Авторы прекрасно осознают сложность восприятия изложенной в статье нетрадиционной концепции, но всё-таки надеются на осторожное постепенное ее понимание и, если это возможно, на её совместное дальнейшее развитие.

Список литературы

1.Белозёров И.М. Природа глазами физика // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEE)». 2008. № 12 (68). С. 8-58.

2.Белозёров И.М., Мезенцев Л.Н., Минин В.А., Митькин В.Н. Земля – активный источник нейтронов и водорода. Космофизический аспект // Современное состояние наук о Земле: материалы международной конференции. М.: МГУ, 2011. С. 211-215.

3.Козловский Е.А., Белозёров И.М., Минин В.А., Шаров Г.Н. К вопросу о взрывоопасности газа при подземной добыче угля // Доклады X-й международной конференции «Новые идеи в науках о Земле». М.: РГ ГРУ, 2011 Т.2. С. 144.

4.Белозёров И.М., Шаров Г.Н., Минин В.А. Эволюция Земли: на пути к новой парадигме // Там же. Т. 1. С. 12.

5.Белозёров И.М., Минин В.А., Шаров Г.Н. «Гравитационная пружина» как физическая основа объёмно-динамических процессов на Земле и других объектах Вселенной // Материалы V-го Всероссийского симпозиума по вулканологии и палеовулканологии. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2011. С. 10-11.

6.Козловский Е.А., Кузнецов Ф.А., Грицко Г.И., Белозёров И.М., Минин В.А., Митькин В.Н., Шаров Г.Н. К вопросу о взрывоопасности газа при подземной добыче угля, в частности, в Кузбассе // Сборник тезисов докладов III-го Всероссийского симпозиума с международным участием «Углехимия и экология Кузбасса». Кемерово: ИУХМ СО РАН, 2013. С. 61.

7.Грицко Г.Н., Белозёров И.М., Черноок В.А., Галушков В.В., Минин В.А., Шаров Г.Н. К вопросу о взрывоопасности газа при подземной добыче угля, в частности, в Кузбассе // Материалы международного Российско-Казахстанского симпозиума «Углехимия и экология Кузбасса». Сборник тезисов докладов. Кемерово: ИУХМ СО РАН, 2017. С. 24-54.

8. Грицко Г.И., Белозёров И.М., Минин В.А., Ростовцев В.И., Шаров Г.Н. Физические механизмы образования водорода в недрах // Материалы Всероссийской конференции с участием иностранных учёных «Геодинамика и напряжённое состояние недр Земли». Новосибирск: ИГД СО РАН, 2015. С. 10 (Программа, № 53).

9. Козловский Е.А., IIIаров Г.Н., Грицко Г.И., Кузнецов Ф.А., Курленя М.В., Ковалёв В.А. Ростовцев В.И., Белозёров И.М., Черноок В.А., Минин В. А., Вашлаева Н.Ю. Взрывоопасность газа при подземной добыче угля в Кузбассе // Сборник материалов Всероссийской научной конференции «Проблемы развития горных наук в горнодобывающей промышленности» в журнале «Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук». Т.V, № 1. Новосибирск: изд. ИГД СО РАН, 2018. С. 76-82.

10. Белозёров И.М., Козловский Е.А., Минин В.А., Митькин В.Н., Шаров Г.Н., Епифанов В.А. Эндогенный водород как физико-химическая основа глубинного генезиса нефти и углеводородных газов // Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти: 1-е Кудрявцевские чтения: М., изд. ЦГЭ, 2013. С. 9-12.

11. Козловский Е.А., Кузнецов Ф.А., Грицко Г.И., Белозёров И.М., Минин В.А., Митькин В.Н., IIIаров Г.Н. Глубинный водород и вопросы взрывоопасности газа при подземной добыче угля, в

частности, в Кузбассе // Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа: 2-е Кудрявцевские чтения: М., изд. ЦГЭ, 2013. С. 151-456.

12. Белозёров И.М., Шаров Г.Н., Минин В.А. «Неизвестный (минеральный) водород» и разгадка тайн образования углеводородов, а также ряда других гидридов и процессов в природе (критико-аналитический обзор) // Там же. С. 45-49.

13. Белозёров И.М., Галушков В.В., Минин В.А., Черноок В.А., Шаров Г.Н. К вопросу о повышении пожаро-взрывобезопасности при проведении работ по добыче и обращению с природными углеводородными материалами // Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа: 4-е Кудрявцевские чтения: М., изд. ЦГЭ, 2015. С. 10-12.

14. Козловский Е.А., Белозёров И.М., Галушков В.В., Грицко Г.И., Минин В.А., Тимурзиев А.И., Черноок В.А., Шаров Г.Н. Ядерно-физические и физико-химические механизмы генерации водорода, углерода, углеводородов и других гидридов в природе//Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа: 5-е Кудрявцевские чтения: М., изд. ЦГЭ, 2016. С. 17-19.

15. Захаров К.В. Всемирный потоп. Физика явления // Научно-популярный фильм: Интернет. https//cont.ws@balanseeker/1090870,2018.

16. Адушкин В.В., Кудрявцев В.П., Хазинс В.М. Водородная дегазация Земли и озоновые аномалии // Докл. РАН. 2006. Т. 406. № 2. С. 241-243.

17. Адушкин В.В., Кудрявцев В.П. Оценка глобального потока метана в атмосферу и его сезонных вариаций // Известия РАН. Физика атмосферы и океана. 2013. Т. 49. № 12. С. 144-152.

18. Большая советская энциклопедия: Т. 1-30 // М.: Изд. «Советская энциклопедия». 1970-1978.

19. Власов Н.А. Нейтроны // М.: изд. «Наука», гл. ред-я физ.- мат. лит-ры. 1971. – 552 с.

20. Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурах Земли // Журнал ВХО им. Д.И.Менделеева. 1986. Т. 31. № 5. С. 53-60.

21. Войтов Г.И., Рудаков В.П. Водород атмосферы подпочвенных отложений, его мониторинг и прикладные возможности // Физика Земли. 2000. № 6. С. 83-91.

22. Володичев Н.Н., Кужевский Б.М., Нечаев О.Ю. и др. Земная кора - активный источник нейтронов // Вестник Моск. Университета. Физика. Астрономия. 2002. № 5. С. 69-73.

23. Горшков Г.В., Зябкин В.А., Лятковская Н.М., Цветков О.С. Естественный нейтронный фон атмосферы и земной коры // М.: Атомиздат. 1966. - 410 с.

24. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В. К вопросу с водородоносности угольных бассейнов Дальнего Востока // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2010. № 1. Вып. 15. С. 19-32.

25. Дигонский СВ., Тен В.В. Неизвестный водород// СПб.: Наука. 2006. - 292 с.

26. Краткая химическая энциклопедия. Т. 1-5.//М.: изд. «Советская энциклопедия». 1961-1967.

27. Краткая энциклопедия «Атомная энергия», под ред. В.С. Емельянова // М.: изд. «Большая советская энциклопедия». 1958. - 612 с.

28. Кужевский Б.М. Гравитация небесных тел и нейтронные потоки // Наука в России: 2001. № 5 (125). С. 12-19.

29. Ларин В.Н. Наша Земля (происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли) // М., изд. «Агар». 2005. - 242 с.

30. Остапенко В.Ф., Абдуллаев А.У. Мониторинг естественного нейтронного потока на Алматинском прогностическом полигоне // Геофизический мониторинг и проблемы сейсмической безопасности Дальнего Востока России. Тезисы докладов II-й научно-технической конференции. Петропавловск-Камчатский. Изд. КФ ГС РАН. 2009. С. 91.

31. Портнов А.М. Вулканы - месторождения водорода // Промышленные ведомости. 2010. № 10-12 (151 - 161). С. 12.

32. Сигаева Е.А. Исследование временных характеристик нейтронного излучение вблизи земной коры // Автореф. дисс. к.ф.-м.н. М: изд. НИИ ЯФ МГУ. 2004. - 16 с.

33. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы // М.: изд. «Геоинформцентр». 2002. - 250 с.

34. Физический энциклопедический словарь, гл. ред. А.М. Прохоров // М.: изд. «Советская энциклопедия». 1984. - 944 с.

35. Шестопалов И.П., Харин Е.П. Изменчивость во времени связей сейсмичности Земли с циклами солнечной активности различной длительности // Геофизический журнал Ин-та геофизики НАН Украины. 2006. Т.28. № 4. С. 59-70.

36. Шестопалов И.П., Белов С.В., Соловьёв А.А., Кузьмин Ю.Д. О генерации нейтронов и геомагнитных возмущениях в связи с Чилийским землетрясением 27 февраля и вулканическим извержением в Исландии в марте-апреле 2010 г. // Геомагнетизм и аэрономия. 2013. Т. 53. № 1. С. 130-142.

РАСЧЕТНЫЕ СИСТЕМЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ МОДЕЛИРОВАНИЯ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Бычинский В.А.[1], Савина Ю.А.[2], Степанов А.Н.[2], Чудненко К.В.[1]
[1]Институт Геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск
E-mail: val@igc.irk.ru
[2]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде
E-mail: AStepanov@lukoilvmn.ru

Физико-химическое моделирование на ЭВМ и эксперимент – два направления современной науки анализа эволюции нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Но непосредственным экспериментом практически невозможно охватить всё многообразие зависимостей между контролируемыми факторами состояния системы и исходным составом многокомпонентных и гетерогенных систем «нефть-газ-вода-порода-ОВ». Количество экспериментальных точек в многомерном пространстве независимых параметров состояния систем и мультисистем всегда объективно ограничено технико-экономическими факторами: разумной продолжительностью эксперимента, его стоимость, требованиями точности.

Изучение и критический анализ расчётно-теоретического и экспериментального направлений показывает, что НГБ (или природные резервуары нефти и газа) в новой методологии термодинамического моделирования могут быть представлены как эволюционирующие мегасистемы определённого объема, состава и фаз.

Далее следует отметить, что конструктивные приложения химической кинетики и термодинамики моделирования образования нефти и газа в рамках стехиометрических реакций и их систем в органической геохимии и геологии нефти и газа были исчерпаны в 50-80^{x} годах прошлого века работами П.Ф. Андреева, Ал.А. Петрова, А.Н. Степанова, Э.Б. Чекалюка, В.К. Шиманского и ряда других исследователей.

На протяжении 80-90^{x} и 2000-х годов в наших работах были пересмотрены вопросы методологии приложения кинетических и термодинамических методов к системам природных НГБ. Природные процессы образования и превращения горючих ископаемых характеризуются проявлением сложных взаимодействий различных систем в рамках одной геохимической мегасистемы. Такие процессы и физико-химические объекты не могут эффективно рассматриваться в рамках тех методов и средств моделирования, которые были разработаны в химической кинетике и термодинамике применительно к процессам нефтехимии и углехимии по существу технических систем, когда достаточно хорошо известен состав реагирующих веществ, режим их превращений и другие параметры. В этом плане НГБ и процессы в них происходящие характеризуются значительной неопределённостью, как самого исходного состава источника нефти и газа, так и режимов, маршрутов их превращения и перемещения в недрах. Это процессы взаимодействия в системах типа – «вода-газовые смеси-жидкие и твердые УВ-ОВ-вмещающие породы», которые происходят в многофазных, гетерогенных и многоагрегатных природных системах.

Только в последнее время произошло заметное изменение методологии изучения эволюции нефти, газа и ОВ в природных резервуарах НГБ (Карпов и др., 1995, 1997, 1998, Степанов и др. 1996, 1998, 2004, Helgeson, 1991, Richard L. et al, 1998). Этот новый подход открывает недоступные ранее возможности изучения физико-химических процессов в подземных резервуарах (термодинамика – кинетика – массоперенос) и делает термодинамическое моделирование самостоятельным и незаменимым средством исследования.

Выполнен анализ различных программных комплексов, уравнений состояний, эмпирических и полуэмпирических соотношений, применяемых в нефтяной отрасли (бассейновое и технологическое моделирование).

Приведён ряд решений практических задач нефтяного дела. Показана высокая эффективность и экономическая целесообразность использования ряда ПК и эмпирических зависимостей. Выполнены проверочные расчеты ряда уравнений состояния и эмпирических зависимостей, установлены границы их использования.

ГЛУБИННЫЕ ИСТОЧНИКИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА – ВОЗМОЖНЫЙ РЕЗЕРВ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Варламов А.И., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н.
ФГУП «ВНИГНИ», E-mail: kravchenko@vnigni.ru

Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ, увеличение ресурсного потенциала, формирование минерально-сырьевой базы углеводородного сырья России и мира в значительной степени определяется генезисом нефти и газа.

В последние годы определилась масштабность углеводородных скоплений вблизи залегания фундамента и в самом фундаменте, битумных полей, открытия месторождений не только газа, но и нефти на больших глубинах, связанные с глубинным образованием углеводородов, не укладывающимся в традиционные рамки осадочно-миграционного образования нефти и газа.

1. Нефтегазоносность уникальных месторождений с неглубоким залеганием фундамента и в самом фундаменте

Это Ромашкинское, Самотлорское, Салымское, Красноленинское, Верхнечонское, Ярегское, в России, Белый Тигр, Панхендел-Хьюготон, Ла-Паз в мире.

Нефтяное месторождение Ромашкино (Волго-Уральская НГП)

Геологоразведочные работы на территории месторождения начались в 1933 г. Однако первые открытия, поставленные на Госбаланс, относятся к 1943 г. Новые открытия продолжаются вплоть до 2013 г.

Текущие (на 01.01.2017г.) запасы нефти (геологические) кат. $АВ_1С_1$ составляют 2845,4 млн.т, кат. $В_2С_2$ – 135,6 млн.т, накопленная добыча – 2328,8 млн.т.

Максимальное количество начальных разведанных запасов нефти (геологические) приурочено к верхнему девону (пашийский горизонт) (до 2 млрд.т). Распределение нефтегазоносности зафиксировано на региональной структуре 1 порядка. Среднедевонские отложения (воробьевские слои в некоторых районах лежат непосредственно на фундаменте). Миграция УВ из осадочной толщи на месторождении Ромашкино исключена.

В пределах Татарстана, по данным татарских геологов доманиковские породы – основные нефтегазоматеринские породы – могли произвести лишь 709 млн.т нефти. В то же время по состоянию на 01.01.2016 г. только из Ромашкинского месторождения было добыто 2312,9 млн.т нефти. Месторождение разрабатывается с 1943 г. (75 лет).

По состоянию на 01.01.1999 г. начальные разведанные запасы нефти на Ромашкинском месторождении составили 4878 млн.т, на 01.01.2017 г. – 5310 млн.т (увеличились за 18 лет на 432 млн.т, несмотря на интенсивную годовую добычу).

Таким образом, на Ромашкинском месторождении первоначально подсчитанные запасы нефти были неоднократно выработаны в процессе их многолетней эксплуатации. Тем не менее до сих пор господствует точка зрения о невозобновляемости запасов нефти, что является основополагающим положением в теории органического происхождения УВ.

На самом деле многие данные свидетельствуют о том, что процессы миграции нефти происходят с гораздо большей скоростью, чем это предполагают сторонники осадочно-миграционной теории, на что указывают примеры современного пополнения запасов УВ в недрах земли Волго-Урала.

Под Ромашкинским месторождением зафиксированы сейсмодинамические, гравитационные, магматические, магнитотеллурические аномалии в консолидированной коре и верхней мантии.

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение (Западно-Сибирская НГП)

Геологоразведочные работы начались в 50-х годах, однако месторождение открыто в

1965 г. Новые залежи нефти продолжают открываться вплоть до 2015 г.

Продуктивно более 90 горизонтов от альб-сеномана (покурская свита) до верхней и средней юры, глубина залегания продуктивных горизонтов 1079-2580 м. Этаж нефтегазоносности более 2500 м. Глубина залегания фундамента 2743 м.

Текущие (на 01.01.2017г.) запасы нефти (геологические) кат. $АВ_1С_1$ составляют 4503,9 млн.т, кат. $В_2С_2$ – 107,4 млн.т, накопленная добыча – 2730,4 млн.т.

Максимальные начальные разведанные запасы нефти (геологические) приходятся на неоком. В некоторых районах нижнеюрские отложения (тюменская свита) залегают непосредственно на фундаменте. Обращает на себя внимание близость кровли фундамента от подошвы продуктивных отложений (всего 161 м).

На Самотлорском месторождении наблюдается та же картина, что и на Ромашкино. Площадь нефтегазоносности валанжина (пласт Б8 8/0) достигает 732972 тыс.$м^2$, нефтенасыщенная толщина – 6,53 м. За 17 лет на этом месторождении произошло увеличение текущих разведанных запасов на 167 млн.т при интенсивной добыче нефти.

В низах разреза, вблизи от фундамента возрастает геометрический градиент, составляющий $3,7^0$/100 м. В Западной Сибири, где широко распространены крупные интрузии кислого состава (широтное Приобье) (отмечаются положительные температурные аномалии в вертикальной плоскости) термические градиенты составляют 4,2-4,4^0/100 м. Это, возможно, определяется прохождением через интрузии разгоряченных флюидов.

На Салымской площади, где под толщей нефтеносных осадочных пород установлены кислые интрузии, геометрические градиенты составляют 4,2-4,4^0 С на 100 м (С.Г. Краснов, М.Д. Хуторский, 1978), что превышает фоновые значения на 1,2-1,4^0 С на 100 м. Одной из наиболее достоверных причин положительных температурных аномалий может быть конвективный теплоперенос через интрузивные тела восходящим горячим газоводоминеральным потоком. Это подтверждается и установлением следов гидротермальной проработки глинистых пород баженовской свиты, которая, несмотря на свое широкое распространение, промышленно нефтеносна в основном лишь на Салымской площади (Т.А. Федорова и др., 1991 г.).

Факты гидротермальной деятельности обнаружены и в нефтенасыщенных аргиллитах низов осадочного чехла на Красноленинском своде (глубина 2374-2707, геотермический градиент $4,5^0$С/100 м) (В.И. Белкин и др., 1978), где получены притоки нефти из верхних разуплотненных зон гранитов фундамента.

Что касается Салымской площади, то, видимо, имеются достаточные предпосылки для ожидания здесь притоков нефти как из пород, перекрывающих выступы гранитоидов фундамента, так и из их поверхностной зоны.

На это указывают: наличие нефтеносных и нефтематеринских толщ, расположенных над гранитными массивами; следы проявления в этих толщах гидротермальной деятельности; положительные температурные аномалии, свидетельствующие о высокой проницаемости интрузивов, так как именно через них происходит конвекция глубинных флюидов.

Нефтяное месторождение Ярега (Тимано-Печорская НГП)

Приурочено к широкой пологой ассиметричной антиклинальной складке в северо-западной части Ухта-Ижемского вала на северо-восточном склоне Тиманской антеклизы.

Геологоразведочные работы на территории начались в 1932 г., добыча с 1951 г. Разведка и добыча ведется на глубине 100-185 м. Фундамент в некоторых местах расположен на глубине 100-150 м и представлен метаморфизованными сланцами.

В разрезе выделяются также туфы и диабазы вулканического происхождения (рис. 1). Продуктивны терригенные отложения верхне- и среднедевонского возраста. Площадь нефтеносности достигает 25703 тыс.$м^2$ (пласт D_2st-D_3ps пласт III), нефтенасыщенная толщина (эффективная) – 10,4 м.

Текущие (на 01.01.2017г.) запасы нефти (геологические) кат. $АВ_1С_1$ составляют 328,8 млн.т, кат. $В_2С_2$ – 25,2 млн.т, накопленная добыча – 29,3 млн.т.

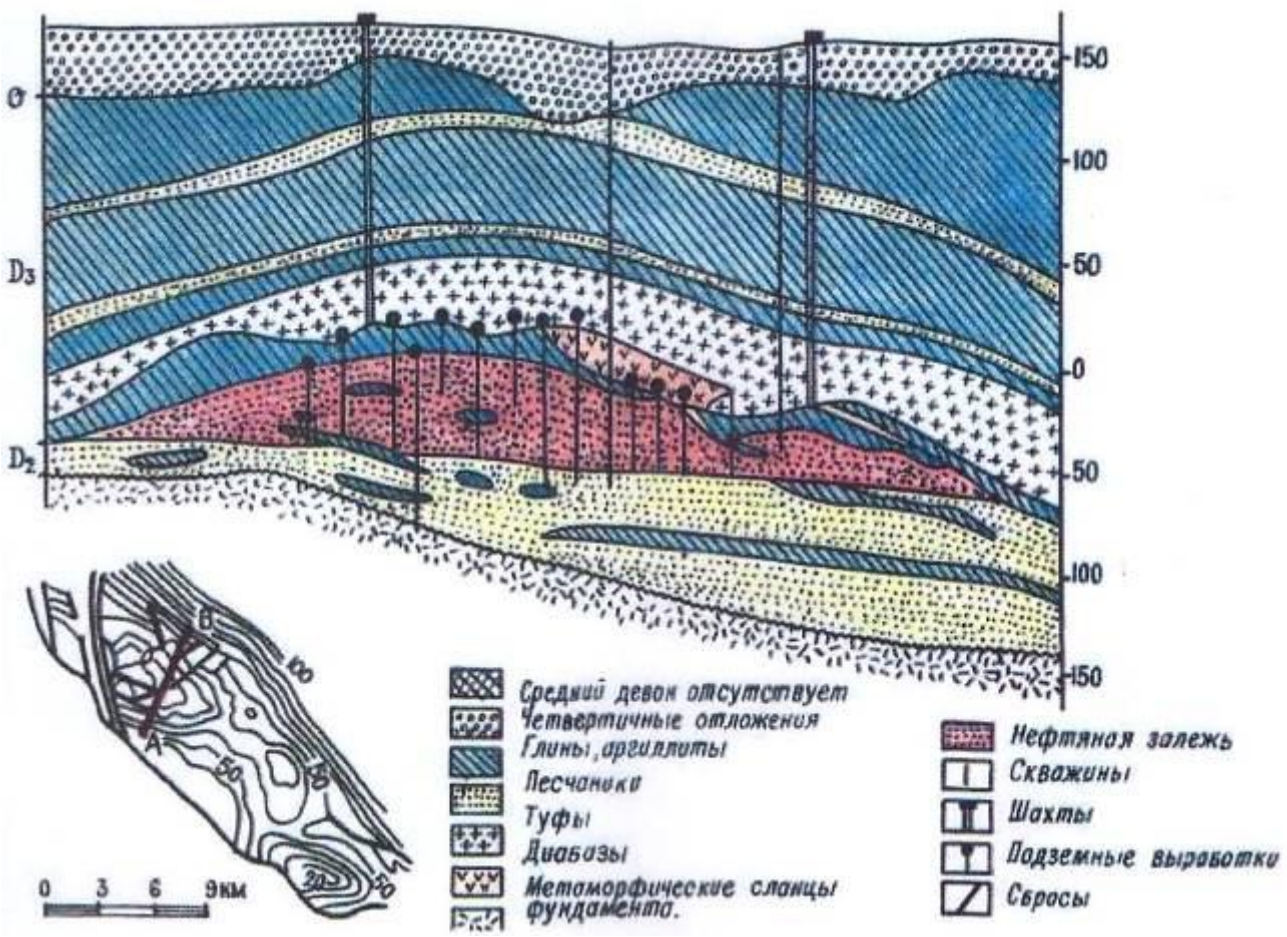


Рис. 1. Ярегское месторождение

2. Месторождения УВ в осадочном чехле и в фундаменте.

Нефтяное месторождение Белый Тигр (Вьетнам)

Уникальным является открытое в 1988 г. месторождение нефти Белый Тигр на вьетнамском шельфе. Временной сейсмический разрез осадочных пород олигоцена и фундамента Центрального свода месторождения Белый Тигр представлен на рисунке 2. Осадочный чехол и фундамент разбит разрывными нарушениями. Продуктивен олигоцен, миоцен, фундамент до глубины 5100 м. Этаж нефтегазоносности около 3000 м, запасы нефти – свыше 500 млн.т. Они выявлены при разбуривании фундамента. На месторождении ведется активная добыча до настоящего времени.

Коллекторские свойства пород фундамента (в основном граниты и гранодиориты) формировались за счет вторичных процессов с образованием коллекторов порово-кавернозно-трещинного типа. Главными явились тектонические и гидротермальные процессы. Первые за счет разрывных нарушений формировали трещинное пустотное пространство, вторые способствовали циркуляции в трещинном пространстве разгоряченных гидротермальных флюидов и сопровождающих растворению с образованием пор и каверн.

Результаты исследования нефтегазообразования и нефтегазонакопления нефти в фундаменте не вписываются в рамки традиционных представлений осадочно-миграционной теории.

Расчеты показали, что генерационный потенциал основной нефтематеринской толщи (олигоцен) не мог обеспечить суммарные запасы нефти в фундаменте Белого Тигра.

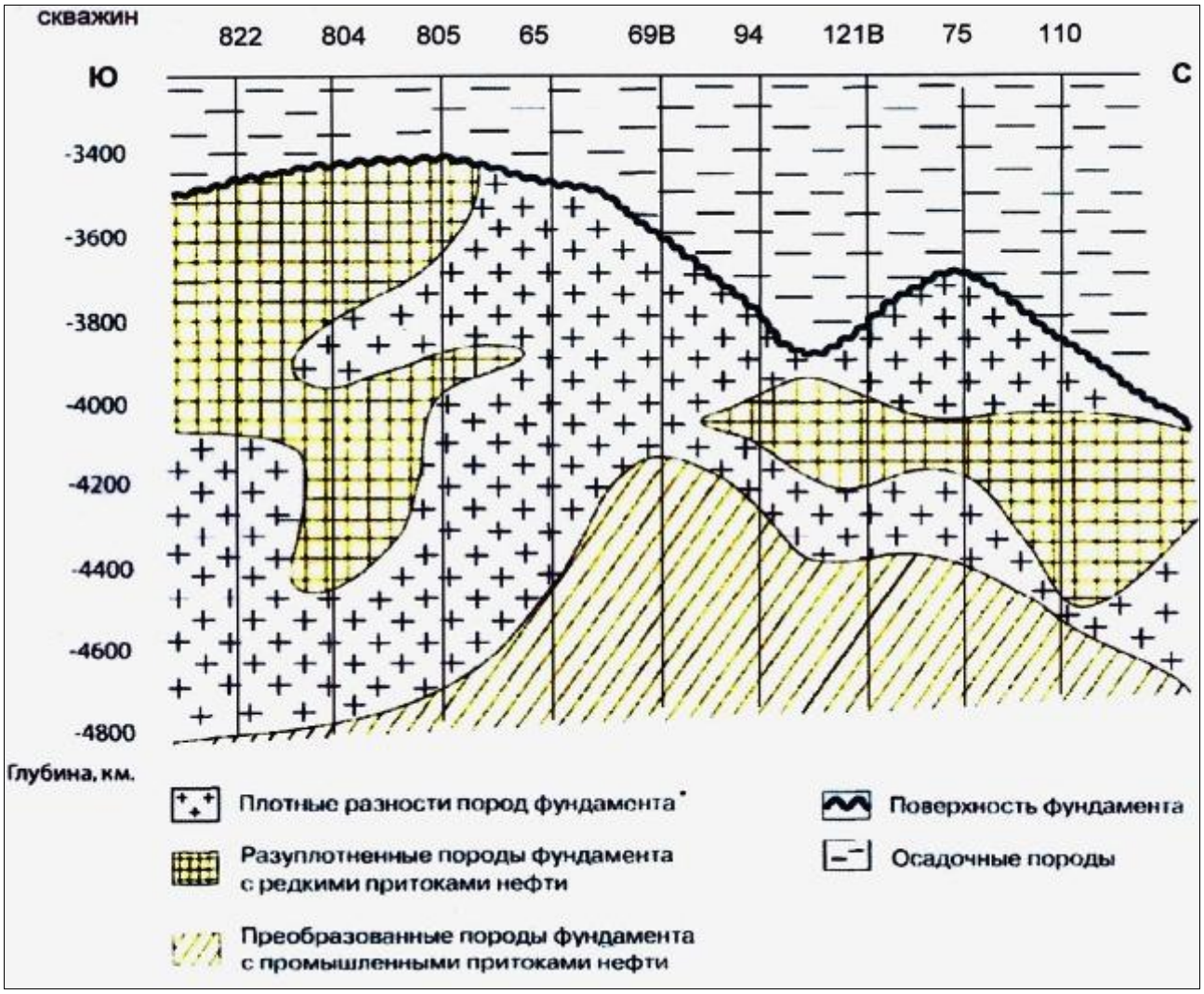


Рис. 2. Схема распределения пород фундамента месторождения «Белый Тигр».

Предполагается неорганический синтез за счет реакции морской воды с растворенным углекислым газом с железистыми оливинами океанической коры.

Возможно, при дальнейшей активизации геологоразведочных работ на шельфе Вьетнама фундамент станет объектом для поисков в нем нефти и газа.

Нефтегазовое месторождение Панхендел-Хьюготон (бассейн Анадарко США)

Занимает центральную и юго-восточную части поднятия Аморилло и обширную моноклиналь на западных бортах впадин Анадарко и Додж-сити. Размер месторождения 91х490 км. Продуктивны пермь-пенсильваний (карбон). Покрышка – соленосные отложения перми. Глубина 430-1670 м.

Огромная залежь (2,1 трл.м^3 газа и 191 млн.т нефти) приурочена к трещиноватым гранитам риолитам выступа фундамента докембрийского возраста и разнообразным продуктам его разрушения (дресва, аркозы, аркозовые доломиты и др.) (рис.3).

Формирование месторождения не имеет единой интерпретации. Большинство геологов-нефтяников склоняются к тому, что это гидродинамическая ловушка. Открыто месторождение в 1910-1922 гг., но до сих пор ведется добыча газа из этого месторождения (рис.4).

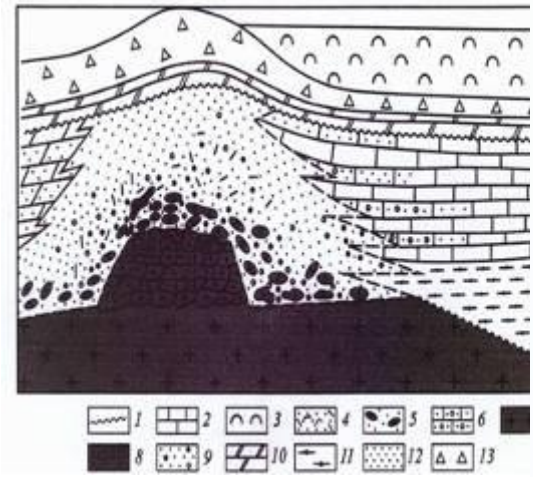


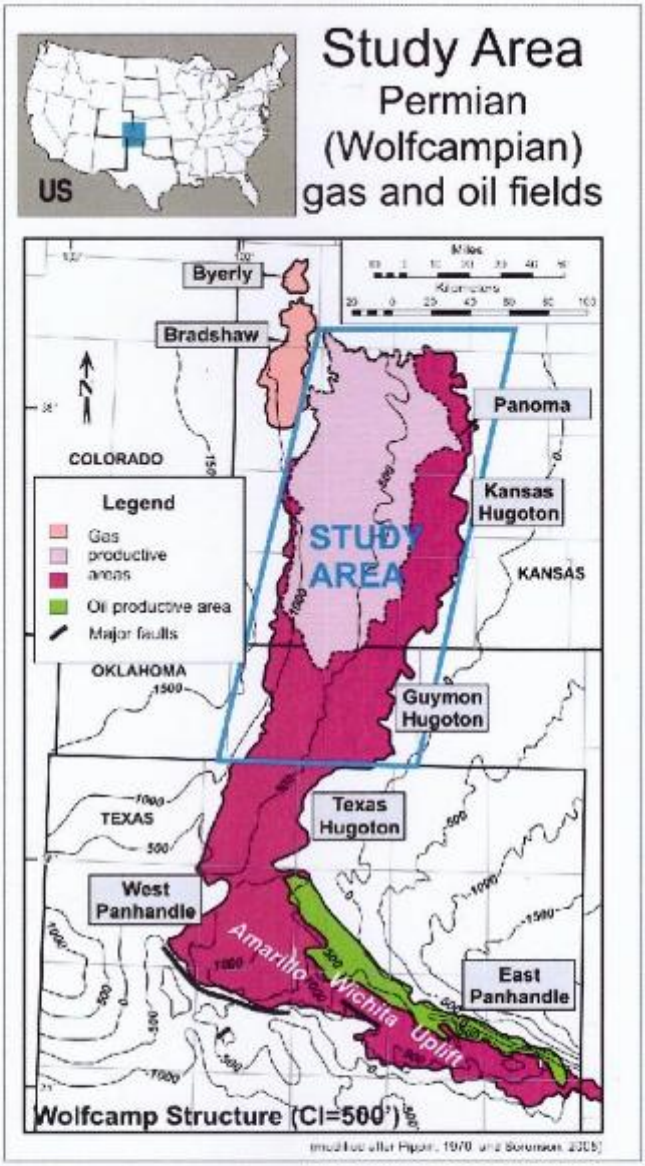
Рис. 3. Геологический разрез месторождения Панхендл, по [Pippin, 1970], с изменениями. Условные обозначения: 1 - поверхности несогласий; 2 - известняки; 3 - соль; 4 - аркозы с кислым вулканическим материалом (пепел, включения риолитов); 5 - гранитные глыбы в аркозах; 6 - «аркозовые доломиты»; 7 - граниты; 8 - дезинтегрированные граниты - какириты; 9 - аркозы; 10 - карбонатные породы; 11 - черные сланцы; 12 - песчаники кварц-полевошпатового и кварцевого состава; 13- ангидриты.

Нефтяное месторождение Ла-Пас (Венесуэла)

С зоной разуплотнения фундамента связано месторождение Ла-Пас в Венесуэле, в осадочном чехле которого насчитывается более 300 нефтяных залежей. Притоки нефти зафиксированы и в фундаменте.

В разрезе месторождения выделяются порфириты – эффузивные породы лавового покрова (основные магматические образования) (рис.5). Глубина залегания фундамента – 460-2440 м. Запасы нефти 124 млн.т.

Таким образом, наличие уникальных месторождений УВ в условиях неглубокого залегания фундамента, длительность добычи на многих из них свидетельствует о влиянии глубинных процессов на их формирование.



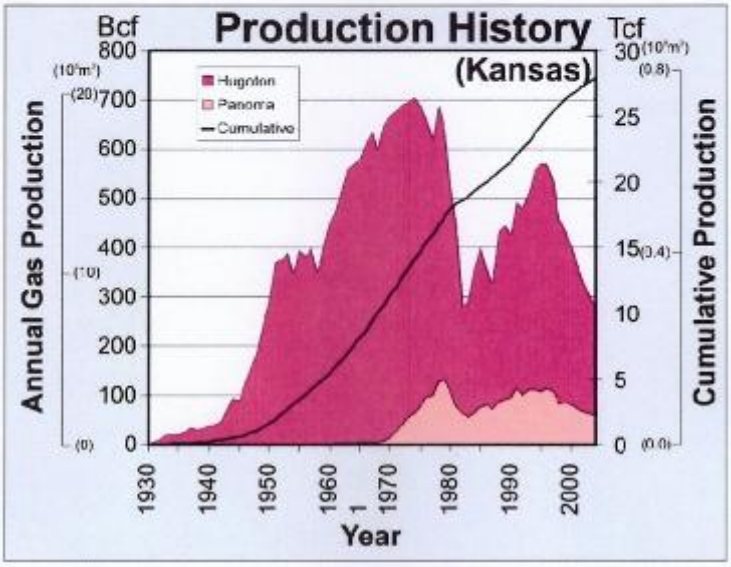


Рис.4. Нефтегазовое месторождение Панхендел-Хьюготон (бассейн Анадарко США).

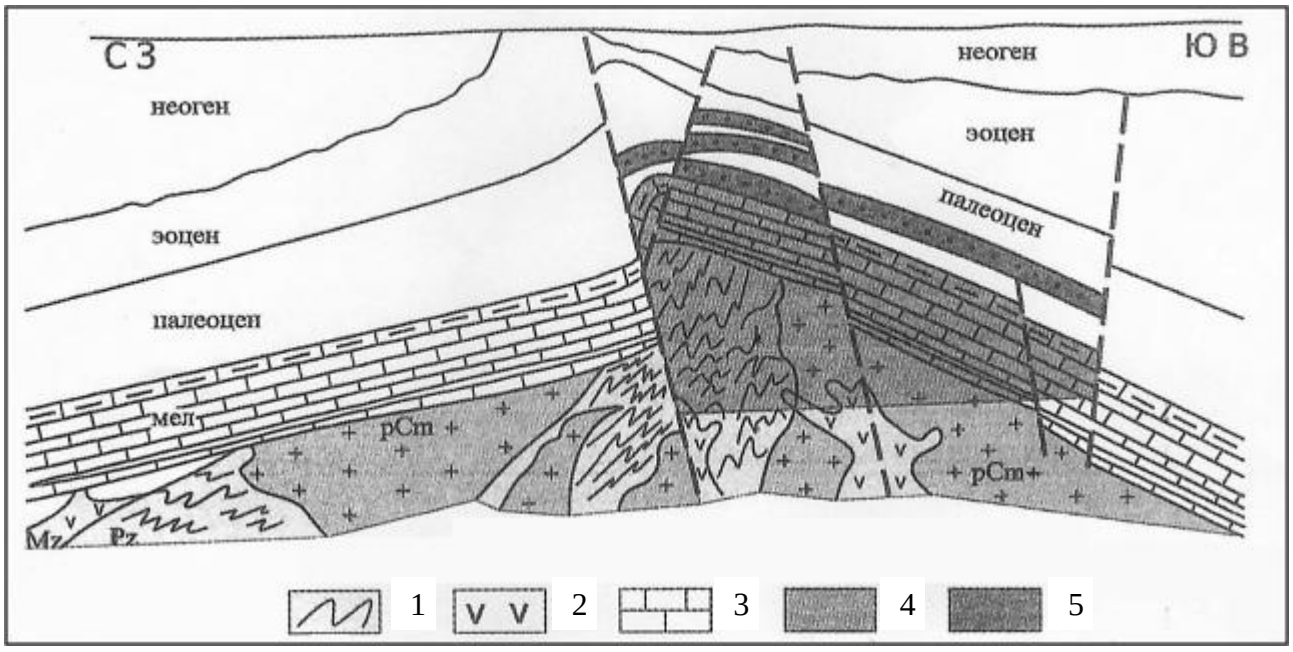


Рис. 5. Геологический разрез месторождения Ла-Пас. Условные обозначения: 1 – палеозойско-мезозойские метаморфические породы гетерогенного фундамента; 2 – порфириты; 3 – известняки и доломиты; 4 – тяжелые нефти, мальты; 5 – легкие нефти.

В этих условиях вертикальная миграция УВ из вышележащих осадочных пород исключена.

Открытие и разработка крупных залежей нефти и газа, связанных с гранитоидами фундамента, а также установленная приуроченность макроскоплений УВ к разновозрастным магматическим и метасоматическим породам нефтегазоносных бассейнов России и мира дают основание рассматривать гранитно-метаморфический фундамент платформ в качестве нового возможного объекта промышленной нефтегазоносности. При этом следует учитывать то, что его генерационный УВ потенциал может в ряде случаев превышать потенциал осадочных отложений чехла.

Таким образом, для перечисленных месторождений характерны следующие особенности:

1. Приуроченность таких месторождений к регионам с развитием магматических и метасоматических процессов, являющихся следствием гидротермального тепломассопереноса.
2. Наличие температурных аномалий на границе осадочные породы-фундамент; приуроченность к этим границам АВПД.
3. Распространение многочисленных нарушений – путей миграции разгоряченных флюидов, включая УВ, в осадочную толщу и формирование уникальных месторождений.
4. Быстрота образования УВ скоплений (а не млн. лет, как в осадочно-миграционной теории). Пополнение залежей новыми порциями УВ. Разработка уникальных месторождений 50-80-100 лет, несмотря на активизацию добычи.
5. Масштабность процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, не укладывающаяся в рамки ОМТ.
6. Создание под крупными месторождениями осадочного чехла зон дезинтеграции в фундаменте. Особенности магнитных, магнитно-теллурических, гравитационных и сейсмических полей.
7. Наличие в разрезах месторождений пород, связанных с вулканизмом, метаморфизмом, метасоматизмом. Влияние глубинных процессов на породы фундамента и осадочных пород.
8. Особенности формирования составов нефтей и газов, на которые влияют глубинные процессы.

9. При установленной нефтегазоносности региона необходим анализ покрышки, ловушки, канала перетоков УВ по разрезу. Это факторы традиционных залежей УВ. Если объект не традиционный, покрышкам и ловушкам не принадлежит главенствующая роль.

3. Битумные поля

В России широко распространены битумные поля, как правило, приуроченные к древним платформам, где широко развиты региональные поднятия с высоким стоянием кристаллического фундамента, окаймленные узкими глубокими прогибами (авлакогенами) с многочисленными глубинными разломами.

Волго-Уральская НГП.

Высокоперспективные битумные поля найдены в гигантской антеклизе, вытянутой меридионально на 1000 км. Почти в центре антеклизы расположен ансамбль блоков и выступов фундамента западного склона Южно-Татарского свода, поднятого до 1,5-1,7 км. С юга и запада он обрамлен впадинами, депрессиями и разной глубины седловинами, часто наследующими рифей-вендские авлакогены (палеорифты).

Широко распространены глубинные разломы, по которым проходила глубинная дефлюидизация. Отмечается привнос элементов сульфидной группы, ртути, ванадия, никеля и других генетических информационных показателей глубинного эпигенеза (Алексеев, 2016).

В пределах республики Татарстан здесь выявлено 150 месторождений твердых битумов. В разработке находится 52 месторождения. Основными месторождениями являются Сызранское, Щугуровское, Бахиловское, Мордово-Кармальское, Карасинское. Высокоперспективной зоной, к которой приурочены месторождения твердых битумов, является западный склон Южно-Татарского свода, восточный борт Мелекесской впадины, Казанско-Кировский прогиб, восточный склон Токмоковского свода, где выявлено Сюкеевское месторождение природных битумов. На пройденном через Южно-Татарский свод глубинном сейсмическом профиле (геотраверс «Татсейс») зафиксированы наклоненные отражатели тектонической природы, проникающие вплоть до границы Мохоровичича и отсутствующие по периферии.

В пересчете на исходное количество нефти палеонефтяные залежи содержали 30-40 млрд.т. УВ, что значительно превышает начальные суммарные ресурсы, подсчитанные с позиции органического происхождения нефти (16,3 млрд.т).

В Тимано-Печорской НГП (Архангельская область) также найдено Тапотинское и Надейюское месторождения твердых битумов, а в Восточной Сибири (республика Саха) – Оленекское и Рассохинское месторождения.

Оленекское месторождение природных битумов является одним из самых значительных по масштабам битумных полей северо-востока Восточной Сибири. Оно сформировалось в результате восходящих движений в мезозое-кайнозое в пределах Анабарской антеклизы.

В мире скопления битумной нефти – альтернативного источника приурочены к приповерхностному интервалу до глубин 1-1,5 км, ресурсы нефти в нетрадиционной форме 1 трлн.т (в два раза превышают известные глобальные традиционные ресурсы нефти (500 млрд.т). Для таких ресурсов характерна крайняя неравномерность распространения.

Ресурсы пояса битуминозных песков Атабаска (Канада) оцениваются величиной более 220 млрд.т (Skipper, 2001) и сопоставимы с традиционными ресурсами нефтей Ближнего Востока (его ресурсы нефти составляют 60 % мировых).

В Западно-Канадском бассейне (рис.6) выявлены шесть суперуникальных скоплений тяжелой нефти, запасы самого большого из них – Атабаска-Уобаска превышают 140 млрд.т. Глубина до фундамента этого скопления на пологом склоне Канадского щита не превышает 300 м, формирование пояса битуминозных песков Атабаска могло быть связано с дальней литеральной миграцией из глубоких прогибов поднадвига Скалистых гор.

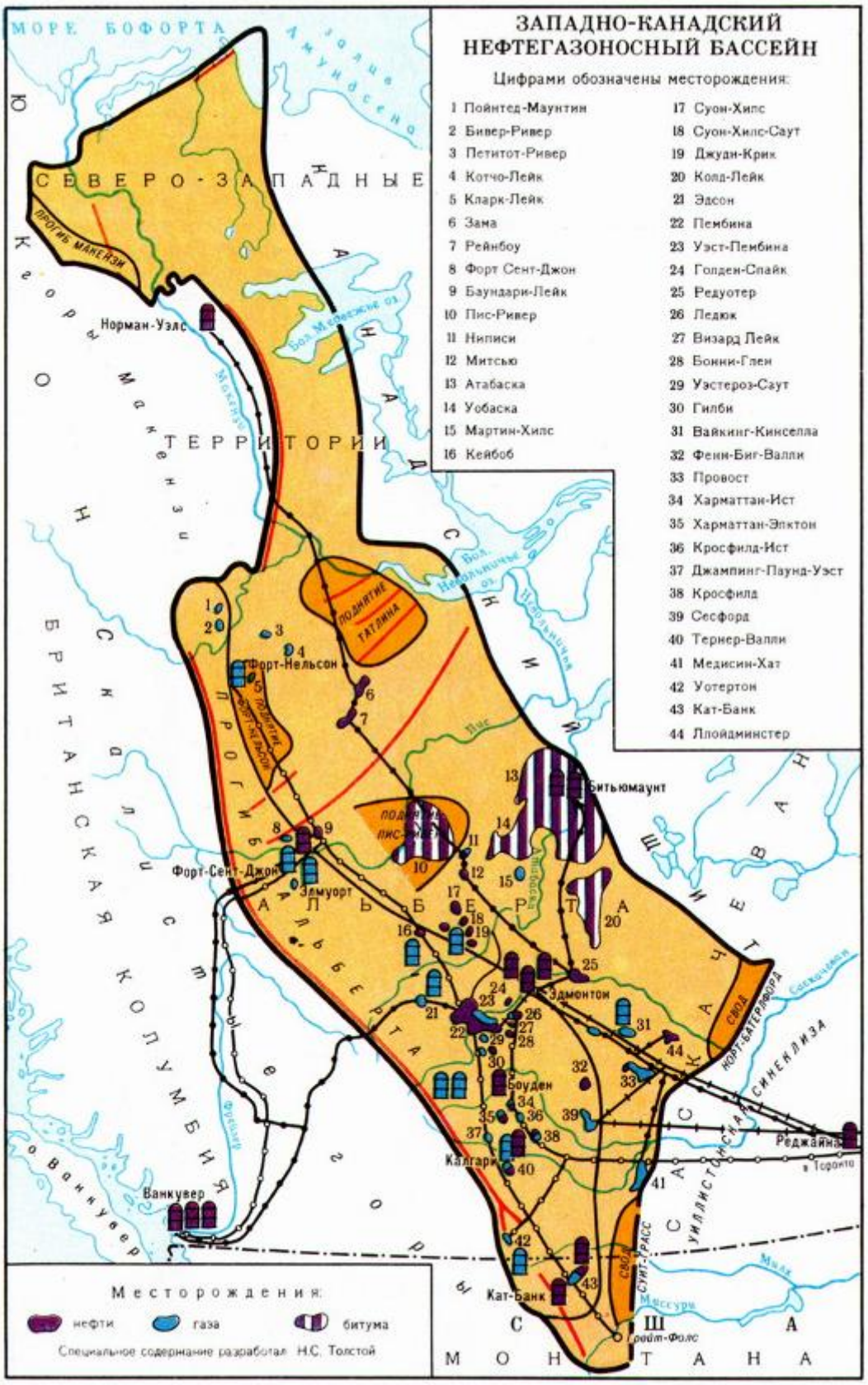


Рис. 6. Схема нефтегазоносности Западно-Канадского НГБ (Н.С.Толстой, Горная энциклопедия).

Еще одним гигантским поясом тяжелых нефтей и битумов является пояс в Восточной Венесуэле на северном склоне Гвианского щита. Ресурсы тяжелой нефти оцениваются в 400-500 млрд.т на сравнительно небольшой площади (всего 100 тыс.км^2) (рис.7).

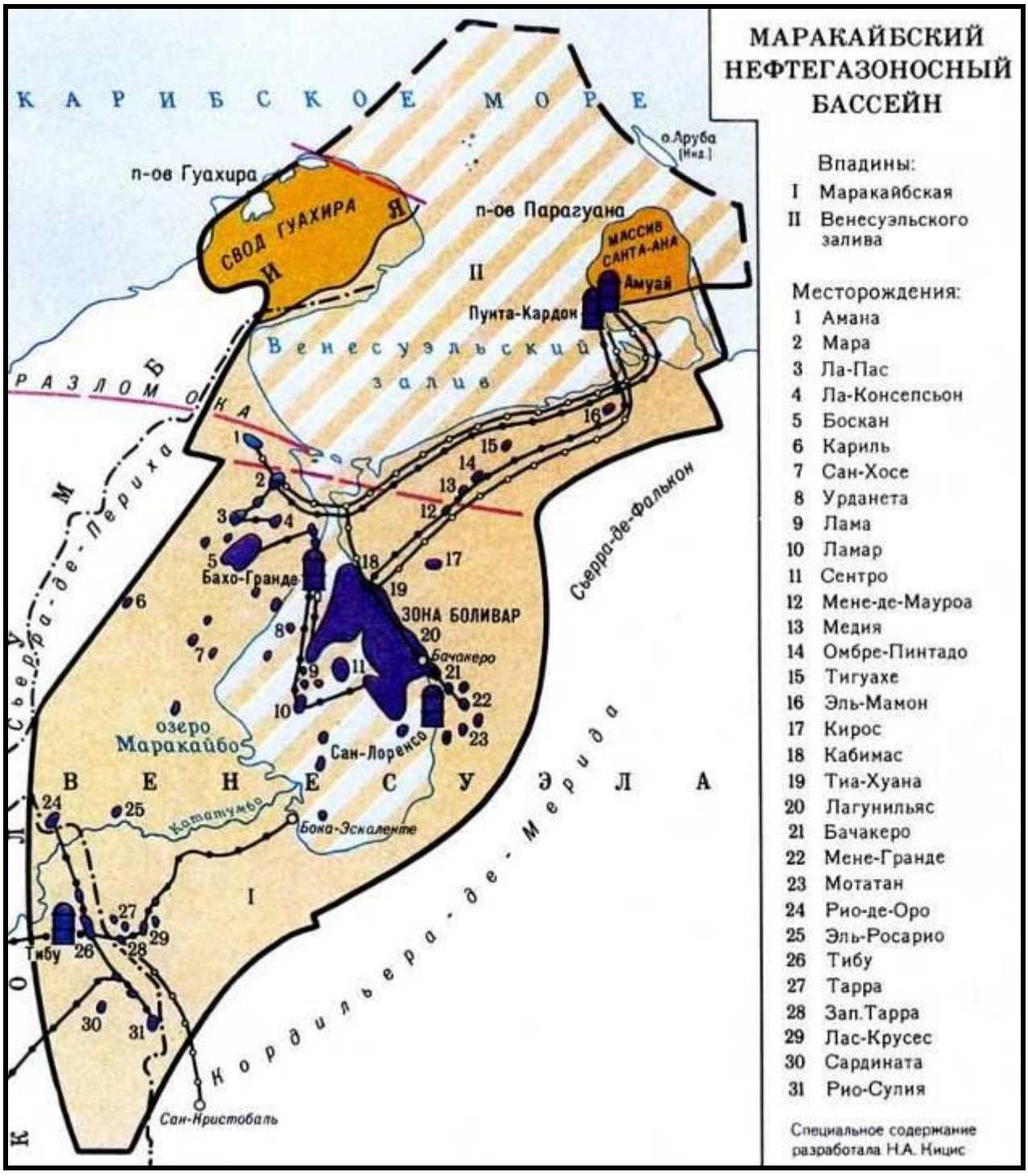


Рис. 7. Схема нефтегазоносности Маракайбского НГБ (Н.А. Кицис, Горная энциклопедия).

Плотность ресурсов стандартной нефти составляет ураганную величину: 42,6 тыс.т/км^2 и уступает лишь бассейну Персидского залива (66,2 тыс.т/км^2). Для бассейна характерно распространение многопластовых залежей в широком глубинном интервале от 117 до 5600 м (например, месторождение Ламар, глубина нефтеносности 400-4900 м).

На примере этого бассейна с учетом данных А.Э. Конторовича, посчитавшего максимальное образование углеводородов из органического вещества в 2000 млрд.т УУВ мезозойских отложений Западной Сибири объемом 10692 км^3 был проведен расчет образования нефти из обогащенных органическим веществом свиты Ла-Луна в объеме осадочных отложений Маракаибского и Оринокского бассейнов в 22 раза меньше объема Западной Сибири. Получилась цифра всего 45 млрд.т нефти, что в 12 раз меньше фактической величины ресурсов нефти (500 млрд.т – битумное поле и 39 млрд.т – извлекаемых ресурсов нефти). Органического вещества больше чем на порядок не хватает, возможен лишь глубинный источник нефти в Оринокском и Маракаибском бассейне. Это, по всей вероятности, эпицентр самого крупного на Земле «полюса» нефтегазонакопления. Формирование этого пояса твердых битумов также связано с латеральной миграцией с севера, со стороны надвига Карибских Анд.

Характерным для этих поясов твердых битумов и тяжелых нефтей является отсутствие покрышек и ловушек.

Аналогичные пояса тяжелой нефти и битумов, кроме США, Канады, Мексики и Венесуэлы, открываются в Китае, в некоторых странах Ближнего Востока и Северной Африки.

Таким образом, для восполнения минерально-сырьевой базы нефти России необходимо внедрение альтернативных источников благодаря расширению информационного пространства за счет принятия и изучения дегазации и дефлюидизации недр земли и увеличения за счет этого ресурсного потенциала углеводородов в разных нефтегазоносных провинциях.

Рассмотренные выше альтернативные источники представляют существенный резерв, вовлечение которого в разведку и разработку сопряжено с гораздо меньшими финансовыми, технологическими, организационными и иными издержками, связанными с широко рекламируемым освоением труднодоступных источников – сланцевой нефти и газа.

Из анализа мирового опыта извлечения, переработки и использования природных битумов можно полагать, что в будущем они смогут стать существенным объектом дополнительного сырья для нефтегазовой промышленности России и мира.

4. Углеводородный потенциал глубокозалегающих отложений осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира

В последние годы в практике геологоразведочных работ на нефть и газ наметились негативные тенденции. Значительное сокращение объемов глубокого бурения привело к падению приростов запасов нефти за счет разведки. Эти приросты не компенсируют годовую добычу нефти в соотношении 2:1, а именно это соотношение является необходимым условием нормального развития геологоразведочного процесса и воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ) УВ России. Причина не только в снижении объемов геологоразведочных работ на нефть и газ и их финансировании, но и в теоретическом обосновании поисков нефти и газа в нефтегазоносных регионах различных типов, в том числе на больших глубинах.

В то же время в мире последние годы увенчались значительными открытиями крупных нефтяных, нефтегазоконденсатных, газовых и газоконденсатных месторождений в интервале глубин 4-8,5-10,5 км, что расширяет набор благоприятных геологических условий формирования месторождений УВ и увеличивает возможность их обнаружения при поисках как в пространстве (не ограничиваясь только осадочными бассейнами с мощностью осадочного чехла более 1,5-2 км), так и по вертикали не ограничиваясь глубинами до 4-5 км и вне зависимости от наличия в составе осадочного чехла нефтегазоматеринских толщ, на стадиях категенеза не выше МК2-МК3 и температур не выше 175°-200°С (рис.8).

Последние годы характеризуются сенсационными открытиями. В сентябре 2009 г. на площади Тибер, Мегабассейн Мексиканского залива на глубине 10,5 км открыто самое глубокое крупнейшее нефтяное месторождение с предварительно оцененными запасами нефти 400-550 млн т. Глубина водного слоя - 1,26 км. Продуктивны палеоценовые отложения.

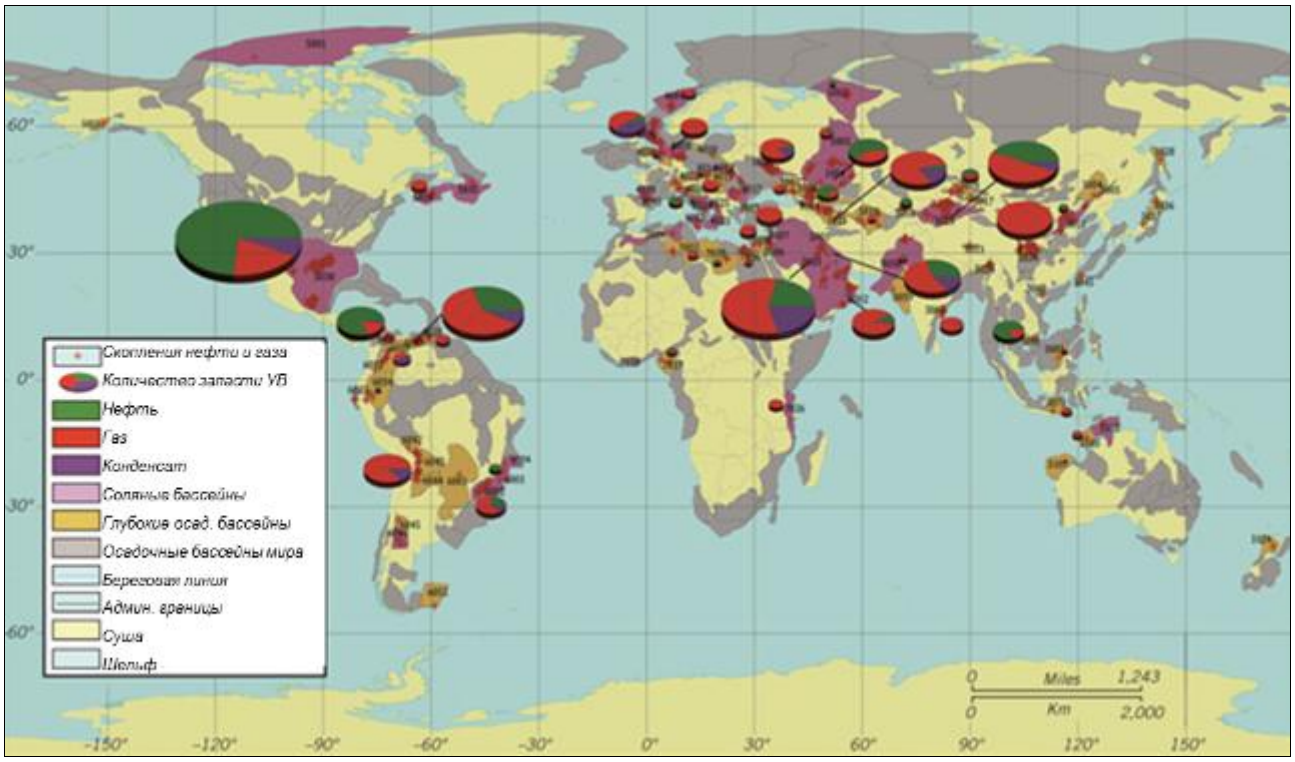


Рис.8. Основные глубинные (более 4,5км) нефтегазоносные бассейны мира (Dyman, 2002)

В ранее открытом нефтяном месторождении Каскида продуктивны те же отложения (глубина 9750 м, глубина водного слоя 1770 м, запасы - 410 млн.т). Нефтенасыщенная мощность песчаных отложений составляет 240 м (рис.9).

Всего в палеоценовых отложениях выявлено 18 месторождений нефти на сверхглубинах. Нефтегазоносный комплекс, представленный песчаниками, характеризуется высокими температурами и аномально высокими пластовыми давлениями. Предварительно оцененные запасы нефти - 902 млрд.т.

В ранее открытых нефтяных месторождениях (нефтяное месторождение Лейк Берр и Лейк Вашингтон на глубине 6000-6200 м) продуктивны миоценовые отложения, температуры 230°С. Пористость песчаников миоцена достигает 30 %.

Песчаники формации Тускалуза (верхний мел), которые на глубине 4575-6500 м в виде полосы длиной 520 км и шириной 30-50 км простираются от устья реки Миссисипи через южную часть Луизианы до границы с Техасом, также продуктивны на больших глубинах. Здесь глубины эксплуатационных скважин на разрабатываемых нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях составляют 5185-6100 м, а температура продуктивных пластов достигает 232 °С. Доказанные запасы газа в интервале 4575-6100 м составляют 852 млрд.м3 и конденсата - 240 млн.т.

Полоса тускалузских меловых песчаников замечательна и тем, что в интервале глубин 4575-6100 м их пористость равна 28 %, проницаемость - 600 М дарси и эффективная мощность - до 152 м.

В мегабассейне Мексиканского залива (Мексика) на глубинах, превышающих 4 км, выявлен ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений, многие из которых относятся к категории гигантов (Бермудес, Кактус, Ирис и др.). Продуктивны меловые отложения, представленные доломитами и известняками (рис.9).

Приведенные данные по мегабассейну Мексиканского залива свидетельствуют о большом стратиграфическом диапазоне распространения месторождений на больших глубинах (от миоцена и палеоцена до мела). При этом осадочная толща, погружающаяся от континентов в сторону океана, пронизана глубинными разломами.

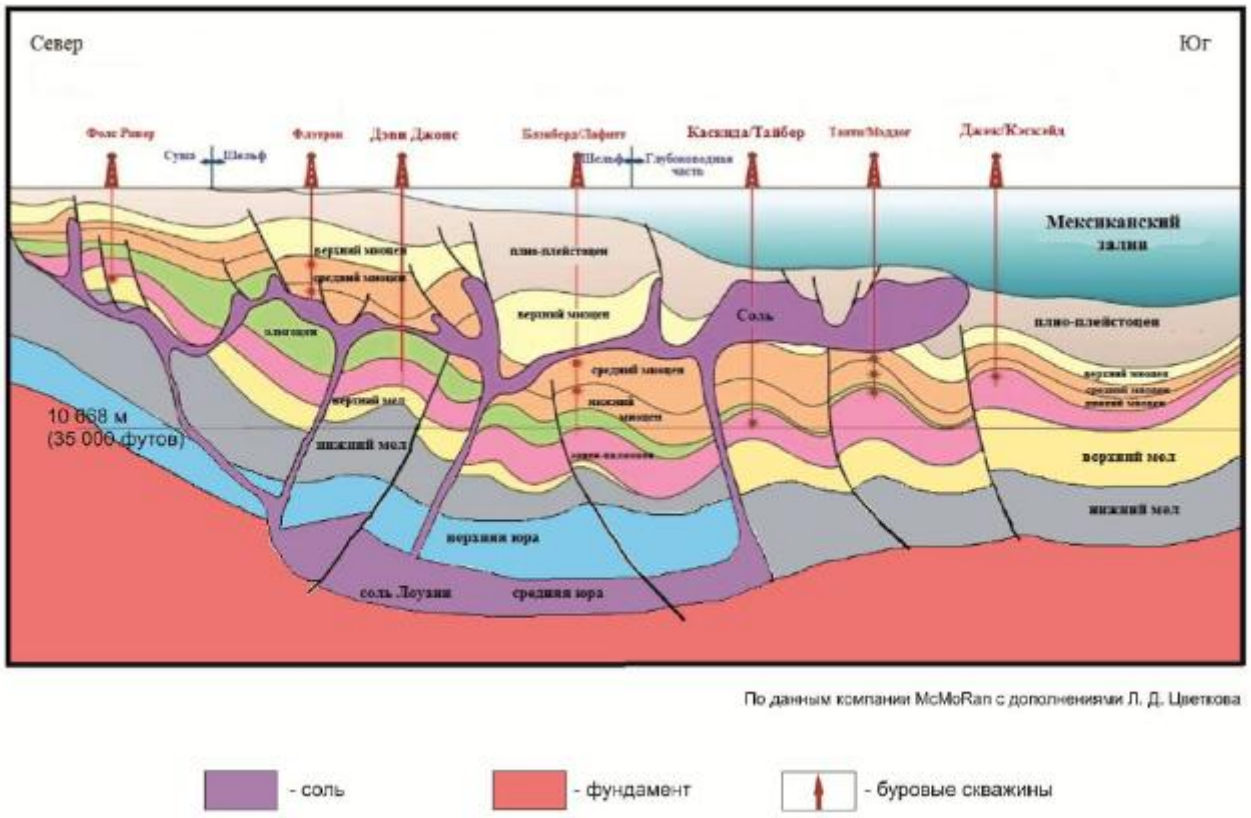


Рис.9. Разрез НГБ Мексиканского залива (McMoran, 2011)

В центре Мексиканского залива при глубине водного слоя 3500 м выявлено нефтегазовое месторождение в зоне отсутствия континентальной коры. Соль верхнеюрского возраста, проникая по разломам в верхние части разреза, становится флюидоупором.

Бразильская континентальная окраина (Атлантический океан). Нефтяное месторождение Тьюпи открыто в 2008 г. в нефтегазоносном бассейне Сантос. Глубина водного слоя 2-3 км. Породы под водным слоем имеют мощность 2 км, затем следует 2 км толща соли, и под солью - резервуар нефти в песчаных отложениях. Таким образом, с учетом водного слоя продуктивные горизонты залегают на глубине 7 км и более. На основе данных по пробуренным 15 скважинам предварительно оцененные запасы нефти составляют 685-960 млн.т. Предполагается, что Тьюпи является составной частью крупного изолированного нефтегазоносного региона 800 км в длину и 200 км в ширину. Флюидоупором для месторождения является мощная толща соли.

17 июля 2008 г. в бразильском шельфе Атлантического океана выявлено также одно из крупнейших месторождений мира Кариока Сугар Лоаф. Предварительно оцененные извлекаемые запасы нефти составляют 5,7 млрд.т, геологические - 11 млрд.т, глубина залегания продуктивных горизонтов - свыше 5500 м. Глубина водного слоя 2141 м. Продуктивны терригенно-карбонатные отложения мелового возраста. Нефть легкая, малосернистая.

Месторождение Кариока Сугар Лоаф включает 5 структур: Кариоку, Гуару (блок BMS9), Беем-Те Ви (BMS8), Карамбу (BMS21) и Огум (BMS22).

Следующим крупным регионом, где сконцентрированы значительные нефтяные и газовые разведанные запасы на больших глубинах, является Каспийское море и прилегающие территории Прикаспийской впадины.

На Астраханском своде и одноименном месторождении в верхней части резервуара (4200 м) в башкирских известняках установлена массивная газоконденсатная залежь с сероводородом высотой около 200 м. На 500 м глубже расположен новый этаж нефтегазоносности, где в интервале глубин 4700-4855 м (нижний карбон), 5535-5623 и 5817-

5971 м (верхний девон) установлены три пластовые залежи нефти и газа, в нижней залежи - газ без сероводорода, нефть бессернистая. В 2013 г. на северном борту Астраханского свода открыто крупное нефтяное месторождение Великое. Глубина 5200 м, продуктивны башкирские отложения. Запасы нефти по категории АВСi - 3 млн.т, по категории С2 - 328 млн.т. Примечательно, что в последней количественной оценке северный борт Астраханского свода прогнозировался исключительно на газ. Новое открытие имеет принципиальное значение, позволяющее увеличить прогнозную оценку этого региона в сторону нефти.

В Казахстанской части Прикаспия открыты крупные нефтегазоконденсатные и нефтяные месторождения: Тенгиз, Карачаганак, а в Каспийском море Западный и Восточный Кашаган на глубине до 4596 м (этаж нефтегазоносности - 800 м), запасы 1-7 млрд.т нефти с конденсатом и 3 трлн.м3 газа. Для этих месторождений характерен мощный кунгурский соленосный флюидоупор.

На увеличение оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла прибортовой зоны Прикаспийской синеклизы существенную роль оказало открытие крупного Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения на территории Казахстана, приуроченного к одноименному крупному приподнятому блоку кристаллического фундамента.

Чинаревское месторождение представляет собой многопластовую залежь на глубинах от 2700 до 5000 м. Выявлено несколько продуктивных горизонтов: 1) нижнепермский на глубине от 2700 до 2900 м, представленный известняком и доломитовым известняком; 2) известняки турнейского яруса нижнего карбона на глубине от 4200 до 4900 м, общей мощностью порядка 200 м; 3) живетский ярус среднего девона - на глубине 4800-5000 м, представленный песчаниками с карбонатным цементом, и 4) бийский и афонинский горизонты среднедевонского отдела - на глубине 4850-5000 м, общей мощностью порядка 200 м, которые представлены известняком и доломитовым известняком. Нефть была обнаружена в нижнепермских, турнейских и живетских (муллинских) отложениях, а газовый конденсат - в турнейских и бийских, афонинских и живетских (ардатовских) отложениях.

Доказанные запасы (кат. АВС1+С2) Чинаревского месторождения по состоянию на 1 июля 2009 г. составляли 41 млн т нефти с конденсатом и 46 млрд м3 газа.

В Южно-Каспийском НГБ выявлены котловина Южного Каспия, Куринский прогиб, Западно-Туркменская котловина. Здесь пробурено 250 скважин ниже 5 км и 30 скважин ниже 6 км. В Азербайджанской части открыто 6 глубокозалегающих нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей на старых месторождениях и одно газоконденсатное месторождение Шах-Дениз (глубина 500-6800 м), а также месторождение Булла-Дениз (6170 м) и Бахар (5040 м).

В строении месторождения Шах-Дениз принимает участие мощная толща молодых плиоценовых песчано-глинистых осадков, обладающих хорошими коллекторскими и экранирующими свойствами. Месторождение имеет вытянутую форму и ориентировано перпендикулярно к поверхности континентального склона, в связи с чем его юго-восточная часть является наиболее глубоководной (600 м от уровня моря), тогда как северо-западная – относительно мелководной (50 м от уровня моря).

В пределах месторождения благодаря сложной системе разломов действует несколько грязевых вулканов, извергающих газ, грязебрекчии и обломки вмещающих пород. Извлекаемые запасы месторождения составляют 1000 млрд.м3 газа и 400 млн.т. конденсата. Площадь газоносного района достигает 860 км2.

Нефть шести залежей, открытых за счет доразведки, залегает на глубинах 2000-6200 м. Характерной особенностью этих глубокозалегающих залежей является то, что они открываются на уже известных месторождениях, нефтегазоносность которых установлена на меньших глубинах (Сангачалы-Дуванный, о.Булла, глубина 2000-5800-6200 м, Кюрсангя - 1090-4800 м). Извлекаемые запасы нефти на этих месторождениях на больших глубинах составляют 172,2 млн.т.

В Туркменском секторе Каспийского моря за счет доразведки нижележащих отложений красноцветной толщи – аналога свиты ПТ в Азербайджанском секторе открыты глубокозалегающие залежи на месторождении Котур-Тепе (Ленинском), глубина 1280-5200 м. извлекаемые запасы в глубоких горизонтах миоцена и мезозоя на этих месторождениях

предварительно оцениваются как 400 млн.т. нефти. Песчанные толщи на больших глубинах характеризуются высокой пористостью (до 20-27%).

На Ближнем Востоке в бассейне Персидского залива, несмотря на многочисленные открытия на глубинах менее 4 км, началась интенсивная разведка глубин более 4 км. На известных нефтяных месторождениях Гхавар, Берри и Закум в результате бурения на большие глубины (ниже 4 км) открыты новые залежи нефти, крупные по запасам. Ресурсы нефти на больших глубинах в этом регионе составляют значительную величину (до 15 млрд.т).

Крупной зоной преимущественной газоносности являются нефтегазоносные бассейны Северо-Американской платформы: Пермский и Западный Внутренний. Здесь в палеозойских отложениях (кембро-ордовик, свита элненбергер и девон, свита хантон) в глубоких прогибах Делавэр и Вал-Верде (Пермский бассейн) и Анадарко (Западный Внутренний НГБ) в интервале глубин 4000-7015 м открыты такие крупные газовые месторождения, как Гомез (280 млрд.м3), Пакетт (81 млрд.м3) и др.

Во впадине Анадарко на глубинах 4575-8103 м, где температура газоносных пластов достигает 219°С, суммарные доказанные запасы газа равны 878 млрд.м3, а потенциальные – 2,5 трлн.м3. Скважины, фонтанирующие с глубин более 4575 м, дают от 0,285 до 11,35 млн.м3 газа в сутки. Во впадине Анадарко открыта небольшая нефтяная залежь в ордовикских отложениях на глубине 7290 м. Во впадинах Вал-Верде и Делавэр Пермского НГБ более 100 скважин, пробуренных на глубину 4575-7015 м на месторождениях Пакетт и Гомес, фонтанируют с индивидуальными дебитами газа 12; 24 и 46 млн.м3/сут.

В предгорном прогибе Скалистых гор, бурением и опробованием 200 скважин выявлено газовое месторождение Дип-Бэйсин. Оно занимает в Альберте и Британской Колумбии площадь 66560 км2. Залежь приурочена к низкопоровым и слабопроницаемым терригенным коллекторам, запасы месторождения составляют 12,5 трлн.м3 газа в интервале глубин 1068-4575 м.

Та же картина открытия новых залежей нефти на старых месторождениях в более глубоких горизонтах характерна для Днепрово-Донецкой впадины. В ДДВ с глубиной более 4500 м увеличивается нефтяная составляющая.

Более древние комплексы (фундамент, девон и нижний карбон-визе-турне) содержат больше нефти на глубинах 4,5-5 км, чем в интервале до 4,5 км. Большинство глубокозалегающих месторождений имеют от 3-8 до 15-20 горизонтов в 2-3 до 5-6 нефтегазоносных комплексах.

Открытие крупных нефтяных месторождений в интервале глубин 4-8-10,5 км при высоких стадиях катагенеза (АК1-АК3), высоких температурах и аномальных пластовых давлениях (при наличии в нефтях высокого газового фактора) расширяет глубинный интервал существования жидкой фазы УВ, повышает перспективы нефтегазоносности до 10 км и более и заставляет пересмотреть существующие традиционные представления о процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В России основными регионами, где открыты месторождения и залежи на глубинах более 4 км, являются Тимано-Печорская (54 залежи), Волго-Уральская (144 залежи) и Северо-Кавказская (70 залежей) нефтегазоносные провинции (Рис.10).

В последние годы стали открывать глубокозалегающие месторождения углеводородов в Западной Сибири (11 месторождений и залежей) и в Охотской нефтегазоносной провинции (8 залежей). Всего на глубинах более 4 км открыто 287 месторождений и залежей. Распределение запасов нефти и газа по нефтегазоносным комплексам представлено на рис. 11.

Предложенный взгляд на проблему нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов повышает их перспективы и требует более активного проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине, в Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Северо-Кавказской, Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской провинциях России с целью открытия новых не только газовых, но и нефтяных месторождений. Учитывая, что в последние годы открываются месторождения-гиганты на больших глубинах в глубоководных шельфах, это направление станет одним из главных по увеличению запасов как нефти, так и газа в глубокозалегающих горизонтах осадочного чехла большинства зарубежных регионов.

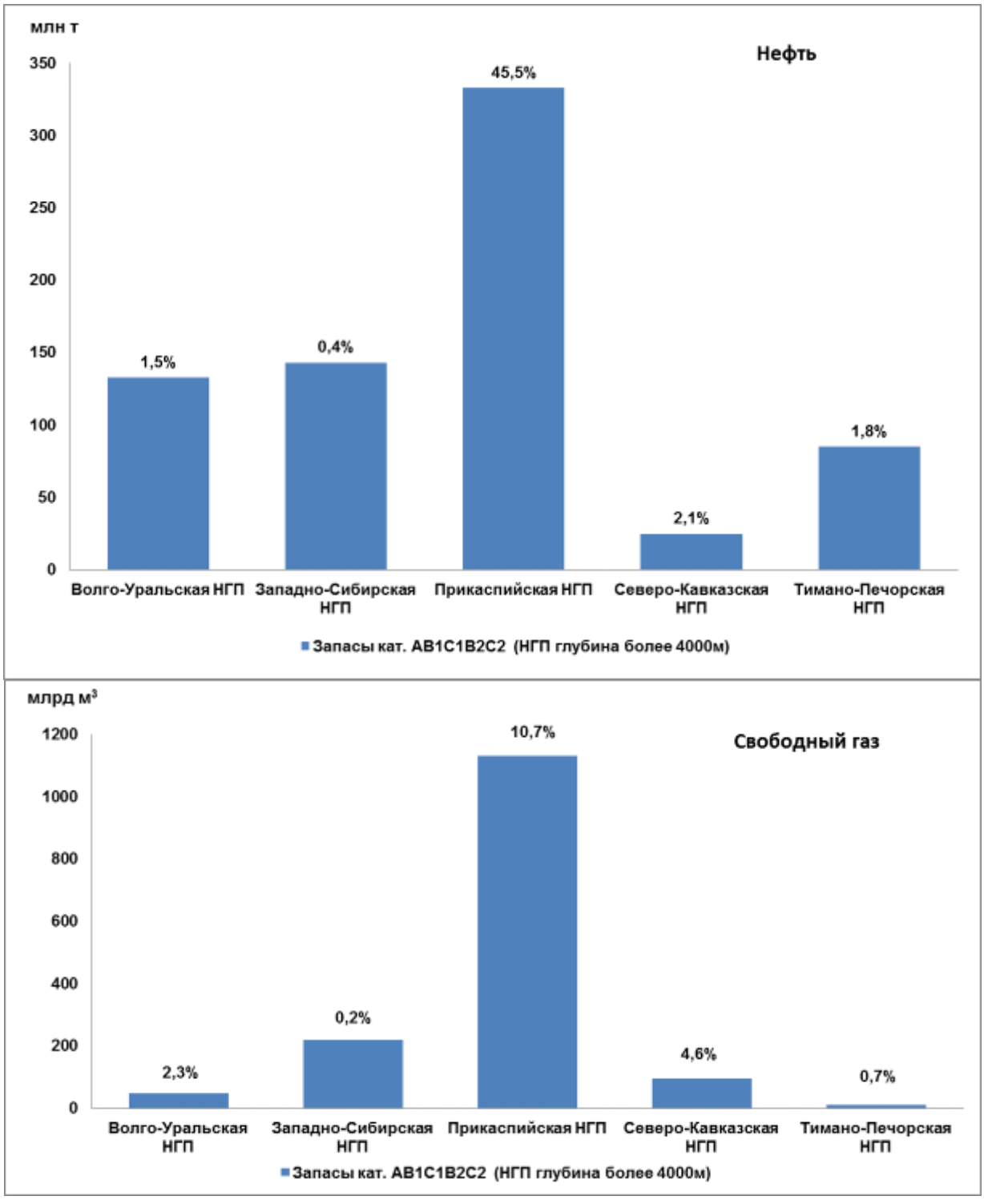


Рис.10. Основные регионы России, где открыты месторождения и залежи нефти и газа на глубинах более 4 км и доля запасов промышленных категорий на глубинах более 4 км.

На Северо-Американском континенте это Мексиканский залив и Канада; на Южно-Американском – Бразилия и Колумбия; на Африканском – Нигерия, Конго и Ангола; в Европе – Норвегия; в Персидском заливе – Катар, а также регионы Мадагаскар, Австралия и Казахстан.

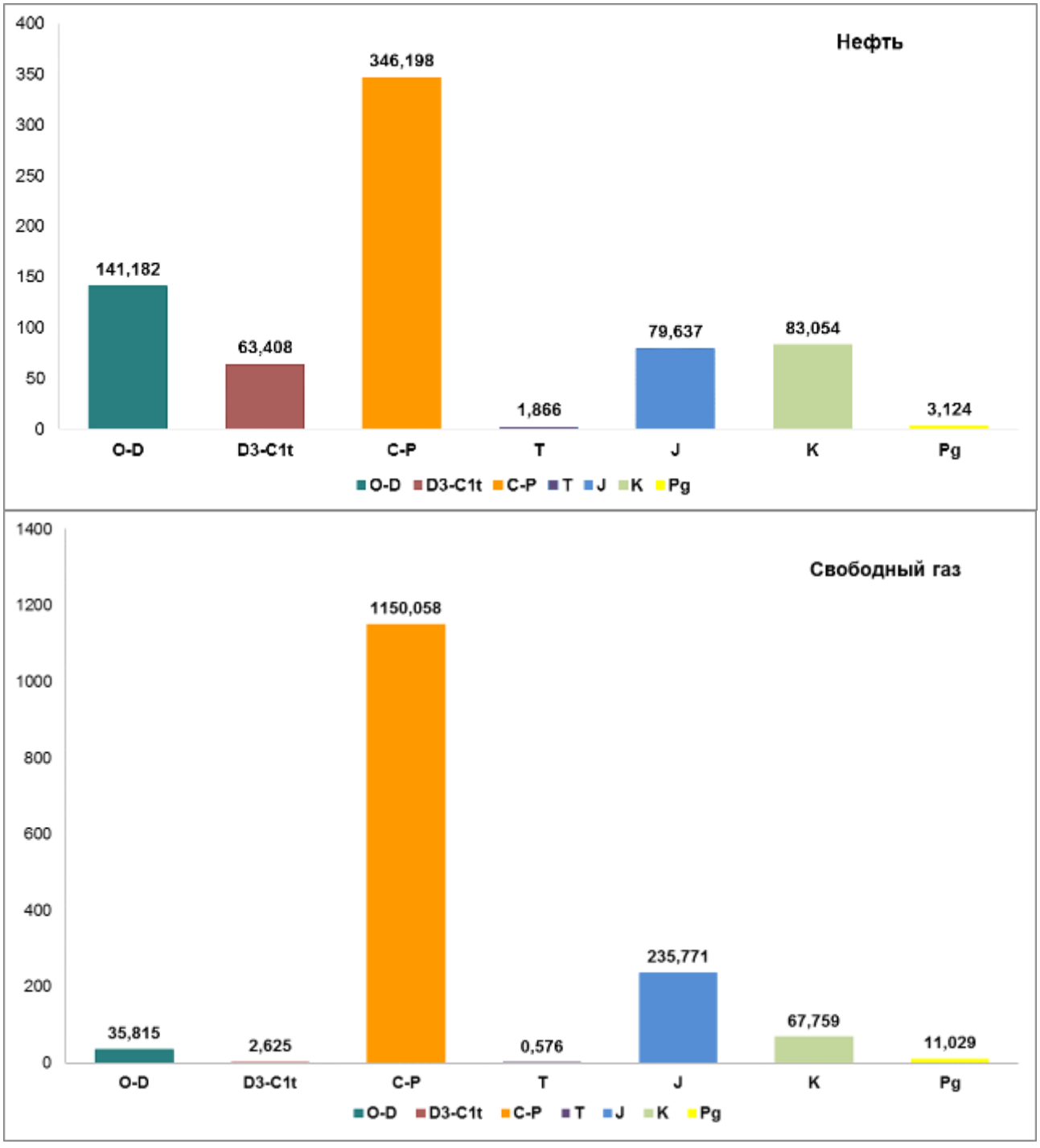


Рис. 11. Распределение запасов нефти и газа по нефтегазоносным комплексам России.

ПРОЯВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПАРАМЕТРАХ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ (ГРАВИРАЗВЕДКА НГП)

Волгина А.И.,[1] Ефимов А.А.,[1] Трофимов В.А.[2]
1 - ООО «НПО «ГеоТОН», 2 - АО «ЦГЭ»

Современные геодинамические процессы на поверхности Земли проявляются в нестабильности во времени геофизических, геохимических, геодезических и др. параметров. Проведенные нами экспериментальные исследования в нефтегазоносных областях показали, что эти параметры наиболее интенсивно изменяются над залежами УВ [1,2].

На изменение напряжений в земной коре, в первую очередь, реагирует газовая составляющая как наиболее подвижная и способная менять свой объём. Залежи УВ являются наиболее благоприятными участками для изменения газонасыщенности и, соответственно, физических свойств пород (плотности, скорости, электрического сопротивления и т.д.). Это определяется наличием в ловушке газа в свободной фазе и в больших количествах растворенного в нефти. Кроме того, в ловушке, представляющей полузамкнутое пространство, газонасыщенность пород будет меняться за счёт сжатия или расширения УВ под воздействием напряжений в земной коре, а также за счет поступления в неё дополнительных порций УВ или их прорыва через покрышку в вышезалегающие горизонты. При миграции газа по трещинам и порам газонасыщенность пород будет меняться вследствие замещения в них воды на газ или наоборот.

Так как изменения во времени геофизических параметров невелики, то для их обнаружения необходима высокоточная аппаратура, возможность соблюдения идентичных условий измерений и др. условия. На данном этапе это возможно для изучения нестабильности гравитационного поля, современных вертикальных и горизонтальных смещений земной поверхности, геохимических параметров. Более полная информация о современных процессах будет отражаться в гравитационном поле, так как в нем будут отражаться процессы, происходящие на глубине. Что касается геохимических и геодезических параметров, то в них проявляются геодинамические процессы, достигающие земной поверхности.

Рассмотрим, что будет происходить в гравитационном поле над залежью УВ при изменении напряжений в земной коре:

1. Может активизироваться нефтеподводящий канал. В этом случае в залежь поступит дополнительная порция УВ, вследствие чего изменится масса УВ в залежи, т.е. плотность пород и гравитационное поле над залежью.
2. Масса УВ в залежи остается неизменной. В этом случае под воздействием напряжений изменится объём УВ в залежи за счет их сжатия или расширения соответственно плотность пород и гравитационное поле.
3. В случае поступления дополнительных порций УВ в ловушку или напряжений в земной коре в залежи может образоваться избыточное давление, достаточное для прорыва через покрышку. В этом случае плотность пород будет меняться в самой ловушке и в канале миграции УВ из ловушки.

Что касается водонасыщенных структур, то там изменение плотности пород в самой ловушке и над ней будет значительно меньше из-за различия коэффициентов сжимаемости УВ и пластовой воды. Соответственно и нестабильность гравитационного поля над водонасыщенными структурами будет существенно отличаться от нестабильности над залежами УВ, что и используется при оценке нефтегазоперспективности структур, готовящихся к бурению.

Наибольшие изменения гравитационного поля будут наблюдаться над каналами миграции УВ из ловушки к земной поверхности. Это связано с интенсивным расширением газа вблизи земной поверхности [3] и малым расстоянием до участка изменения плотности пород. Чем с большей глубины идет мигрирующий газ, тем интенсивнее он расширяется у

земной поверхности. Так, например, по модельным расчетам 1м ^{3} метана мигрируя с глубины 5 км на глубине 10 м займёт объём ≥ 100м^3.

При прорыве УВ будет меняться не только гравитационное поле, а также произойдет изменение геохимических параметров у земной поверхности, а также возможны вертикальные и горизонтальные смещения земной поверхности, вызванные интенсивно расширяющимся газом.

В ряде случаев прорывы газа могут сопровождаться микросейсмическими явлениями (рис.1), продолжительностью от десятков минут до нескольких часов [2,6].

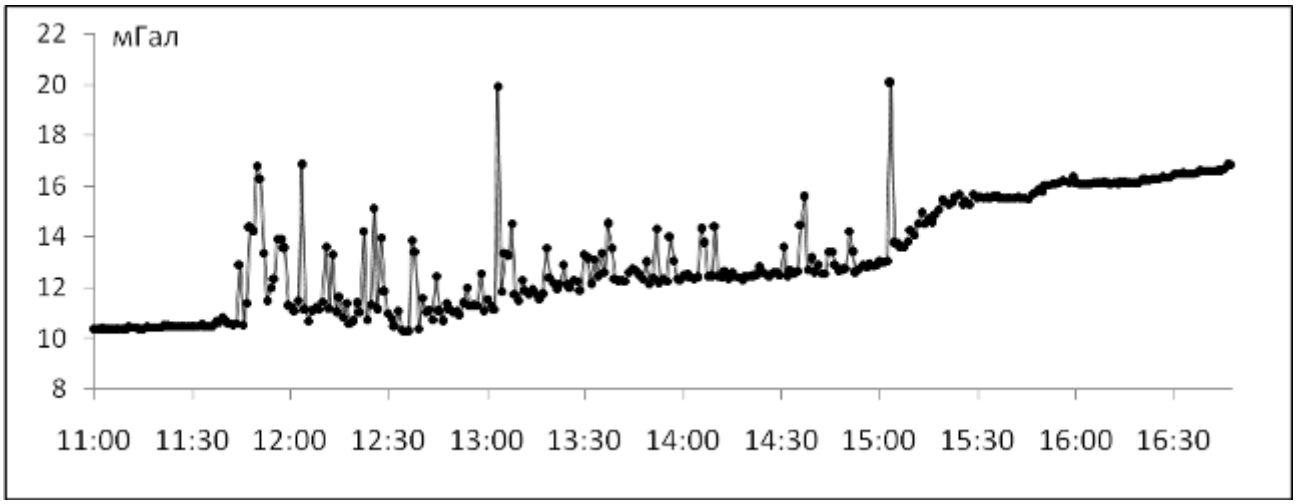


Рис.1. Характер вариаций силы тяжести на пункте 1 (Курганская область).

Повышенная нестабильность геодинамических параметров над скоплениями УВ является поисковым признаком и используется при поисково-разведочных работах на нефть и газ. Преимуществом геодинамических параметров является то, что их можно использовать в сложных геологических условиях и при поисках залежей в ловушках различного типа. Это определяется тем, что геодинамические параметры определяются как разность измерений, выполненных на одних и тех же пунктах в разное время, а сложность геологического строения, входящая в оба измерения, исключается при вычислении разности параметров.

Таким образом, изучение параметров **Н**естабильности **Г**равитационного **П**оля, названное нами гравиразведкой НГП, позволяет в комплексе с другими геофизическими, геохимическими, геодезическими методами оценивать геодинамическую обстановку, прогнозировать современные проницаемые зоны и повысить эффективность поиска месторождений углеводородов.

Литература

1. Волгина А.И. Особенности изменений силы тяжести во времени над нефтегазовыми месторождениями / Кононков В.Ф., Сидоров В.А – Геология и геофизика,1987, №7, С.138-142.

2. Волгина А.И. Особенности вариаций силы тяжести на нефтяной и пустой скважинах. / Трофимов В.А., Мухамадиев Р.С., Андреев Д.С. – Геология, Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2012, №3. С.44-47.

3. Акимова А.А. О результатах совместных гравиметрических и газометрических наблюдений / Волгина А.И.- Изв. АНСССР, Физика Земли, 1990, №3, С. 82-85.

4. Волгина А.И. О влиянии миграции флюидов на изменения силы тяжести- Повторные гравиметрические наблюдения, 1988, С.181-185.

5. Волгина А.И. Современные геодинамические процессы в нефтегазоносных областях и отражение их в гравитационном поле – Геофизика, 2003, №5, С. 60-62.

6. Волгина А.И., Трофимов В.А. Ещё об одной причине нестабильности гравитационного поля над месторождениями углеводородов. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 6, 2014. - с.51-54.

НЕКОТОРЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ О СОВРЕМЕННОМ СОСТОЯНИИ КОНЦЕПЦИИ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ГЕНЕЗИСА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Гордиенко В.В.
Институт геофизики НАН Украины, tectonos@igph.kiev.ua

Результаты, полученные автором в последние годы и приведенные в литературе (в том числе – в материалах КЧ), позволяют сформулировать несколько черт концепции, привлечение внимания к которым представляется полезным. Естественно, перечисленные ниже соображения не претендуют на полный охват темы, в какой-то мере это сделано в работах [5, 20]. Выбор рассматриваемых аспектов темы субъективен, но не исключено, что они интересны не только автору.

В формирующейся концепции начинает просматриваться тенденция к утверждению абиогенного генезиса как единственного. Хотя существование месторождений биогенных углеводородов (УВ), несомненно. Это относится, например, к месторождениям угольного метана.

В некоторых случаях с ними связаны и относительно небольшие скопления конденсата. Каменный уголь явно возник из органики, и в его пластах концентрация метана в 10-15 раз больше, чем во вмещающих терригенных породах. В Донбассе и Львовско-Волынском бассейне Украины она достигает 0,5-25 м^3/т (рис. 1).

В угольных пластах действующих шахт Донбасса на глубинах до 1800 м содержится около 0.5 трлн. м^3 метана, вне них - несколько больше, что в сумме совпадает с запасами всех обычных месторождений газа Украины. При учёте метана вне шахтных полей цифра может быть увеличена до 4 трлн. м^3 [1, 11].

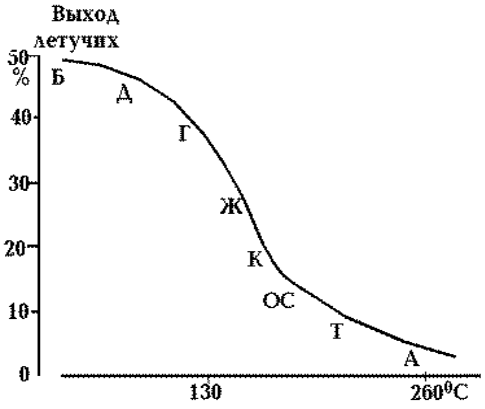


Рис. 1. Выход летучих (преимущественно – метана) в зависимости от марки угля (температуры метаморфизма).

Скопление газа под единицей площади сопоставимо с достигаемым на обычных месторождениях. Значительны запасы и в других странах (табл. 1).

Таблица 1. Запасы метана угольных месторождений

Страна	Запасы в трлн. м^3	Страна	Запасы в трлн. м^3
Россия	17-113	Польша	2.8
Китай	30-35	Великобритания	1.7
Канада	6-75	Украина	1.7
Австралия	9-14	Казахстан	1.1
США	11	ЮАР, Зимбабве	0.9
Германия	2.8	Индия	0.9

Возможно, биогенны и запасы т.н. сланцевого газа, но однозначный ответ на этот вопрос пока отсутствует. А приведенных данных достаточно для признания полигенеза месторождений УВ.

Газ, сорбированный в каменных углях, обладает значениями $\delta^{13}C$ от -1.5 до -7% [4]. Метан, образованный в кристаллических породах срединно-океанических хребтов, имеет $\delta^{13}C$ –1.4% [3]. По Э.М. Галимову существует «… возможность использования гетерогенного фракционирования изотопов углерода для изучения широкого круга геологических

процессов. Но в то же время именно наличие тонких и многообразных изотопных эффектов в процессе формирования графитов заставляет предостеречь от излишне прямолинейных выводов о генезисе графита на основании измерений его изотопного состава.» [4, с. 352-353]. Это в полной мере относится и к УВ.

Аргументы в пользу неорганического происхождения месторождений УВ давно стали достаточно весомыми, в последние годы существенно умножились. Но на фоне этого положительного процесса начинают формироваться ответвления концепции, которые дополняют ее нереалистичными, а иногда и просто фантастическими элементами. Они относятся к гипотетическим источникам УВ на больших глубинах, их участие в формировании месторождений обосновывается довольно неопределёнными аргументами, не прошедшими серьёзного контроля геолого-геофизическими данными. Вероятно, появление таких представлений неизбежно на определенной стадии развития нового направления. Опасно их некритическое восприятие и закрепление в виде его частей, становящихся со временем привычными и поэтому как бы правильными.

Предполагается участие в образовании переносящих УВ флюидов вещества нижней мантии или поверхности ядра [10 и др.]. Якобы, указывающие на это металлические частицы – обычный результат контакта флюида с серпентинизируемым ультрабазитом, метаморфизованным в условиях нижней коры [5]. С привлечением всех имеющихся данных вопрос о геохимических маркерах рассмотрен, например, в работе [7]. Результат «Геохимические данные ... не дают однозначного подтверждения вовлечения вещества нижней мантии в процессы магмогенерации... В то же время они свидетельствуют о полной вещественной изоляции ядра от верхнемантийных процессов» [7, с.87].

В качестве аргумента в пользу нижнемантийного тепломассопереноса приводятся данные о скоростных аномалиях ниже 670 км (подошвы переходной зоны) [21 и др.]. Но даже наиболее интенсивные из них не превышают 0.5%. Погрешность определений скорости, получаемая при сравнении моделей, построенных для одних районов, указывает на недостоверность таких возмущений. Да и в случае реальности аномалий им соответствуют возмущения плотности менее 0.01 г/см^3, недостаточные для начала активного процесса. В работе [21] построены скоростные модели для регионов, где можно ожидать максимальных скоростных контрастов в мантии Земли (рис. 2).

Но и здесь очевидна безаномальность нижней мантии. В ее пределах неоднородности не превышают 0.5%, т.е. не обнаруживают условий для перемещения вещества. Только у поверхности ядра ситуация несколько меняется. При большом перепаде скорости между ядром и мантией (около 50%) для наблюдаемой неоднородности достаточно очень незначительных вариаций глубины раздела.

Многочисленными экспериментальными данными подтверждается возможность образования УВ в верхней мантии. Однако авторы таких исследований не приводят убедительных доказательств наличия в этом интервале глубин необходимого количества углерода. Сведения о его перераспределении в процессе образования оболочек и ядра из первичного вещества планеты указывают на крайнюю скудность концентрации С в верхней мантии [4, 15 и др.]. Геоэлектрические данные не обнаруживают в мантии количеств графита, сопоставимых с предполагаемыми в консолидированной коре. Содержания водорода и УВ в ультраосновных породах ничтожны [12, 13 и др.]. Сведения о составе ксенолитов мантийных пород позволяют оценить концентрации графита и алмаза максимальными величинами на порядки ниже, чем в коровых образованиях – 10^{-6}-10^{-7}[2, 17, 18 и др.]. Даже допуская полную мобилизацию углерода из слоя мощностью около 50 км (обычная толщина астеносферы в активном регионе) получим ничтожное количество материала, непригодное для образования месторождений. Предположение об участии карбонатитов в образовании УВ радикально не меняет ситуацию. Углерод карбонатитов изотопно тяжелый - $\delta^{13}C$ = -0.7% [4]. Если считать газовыделение срединно-океанических хребтов (СОХ) целиком мантийным, то все равно в нем не хватает УВ для создания месторождений за первые сотни тыс. лет. Выделение водорода в большей мере соответствует необходимому при условии дополнения его до метана коровым углеродом.

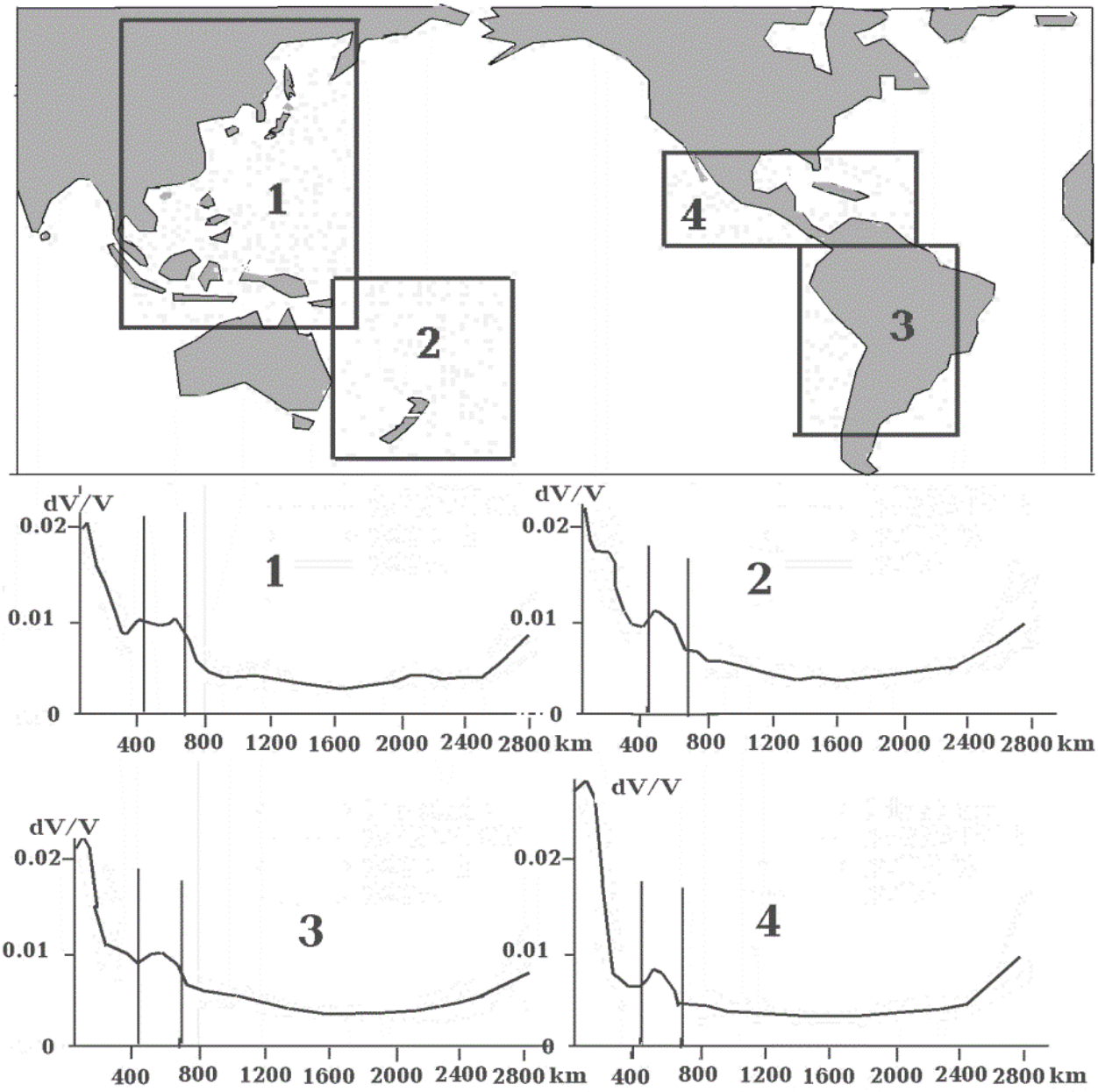


Рис.2. Среднеквадратичные величины латеральных скоростных неоднородностей в мантии континентов, океанов и переходных зон. Вертикальными линиями выделен интервал глубин 400-670 км.

Способность консолидированной земной коры формировать месторождения УВ в период современной активизации можно связать с генерацией водорода при серпентинизации ультраосновных и основных пород. По оценке из работы [6] при переработке части минералов 1 км^3 гарцбургита и соотношении вода: порода 2:1 образуется 5×10^5 т H_2 и 2.5×10^5 т CH_4. При реакции H_2 с коровым углеродом получим (учитывая уже имеющийся метан) ~ 6 тыс. м^3/м^2 метана, более полная переработка породы или вовлечение в процесс слоя мощностью в несколько км, концентрация метана на части территории могут обеспечить формирование реальных месторождений.

Из мантийной зоны частичного плавления флюид в значительной мере уходит с магмой, вторгающейся в кору, способствует быстрой эклогитизации пород.

В коре на роль источника флюидов при прогреве и частичном плавлении в реальных породах “гранитного” и переходного слоев консолидированной коры претендует, прежде всего, биотит. Его содержание в гранитах до 5%, во многих гнейсах - до 15%, структурной

воды этот минерал содержит n·% по объему. Большую часть (около 60%) ее биотит отдаёт при 600-700ОС, т.е. при его переходе в менее водосодержащие и безводные минералы образовавшиеся поры будут заполнены флюидом. Трещиноватость не обязательно ведёт к появлению заметного порового пространства. Но при переходе биотита через амфиболы к пироксенам (переход амфибол - пироксен тоже связан с выделением воды) плотность растет примерно на 3%, что должно обеспечить сопоставимый поровый объем.

По данным для центральной части Украинского щита на современном эрозионном срезе встречаются преимущественно серпентинизированные гипербазиты мощностью 0.1-3 км [16]. С глубиной их количество должно увеличиваться. Некоторые массивы содержат графит. Таким образом, гипотеза корового происхождения УВ представляется реальной. Проблемой, для анализа которой необходимы дополнительные исследования, остается темп рассмотренных процессов генерации водорода и синтеза углеводородов в реальных условиях активизированной коры. Некоторым аргументом в пользу достаточного темпа генерации водорода могут служить данные о том, что в рифтовых долинах СОХ за год возникает $1.3 \cdot 10^9 м^3$ H_2, $0.16 \cdot 10^9 м^3$ CH4 в течение 10^{3-6} лет [8, 22]. Такой темп генерации водорода можно признать (на уровне имеющейся информации) достаточным. Экспериментальные работы по получению водорода при серпентинизации основных и ультраосновных пород проведены для давлений, отвечающих глубинам 5-20км и 25-400^{0}С [6]. Для природного процесса в коре СОХ (термальное поле Рэйнбоу) установлена близкая минимальная глубина и диапазон температур 350-500^{0}С [19].

На существование различающихся по глубине источников УВ указывают результаты изучения микроэлементов (МЕ) в них и породах коры: «...показано, что МЕ состав углей и горючих сланцев имеет более тесную корреляцию с МЕ составом верхней коры чем нижней, в то время как содержание МЕ в нефтях лучше коррелирует с составом нижней континентальной коры. Корреляция концентраций МЕ нефтей и живого вещества, как правило, заметно слабее, чем с МЕ составом нижней континентальной коры.» [14, с.].

Молодость месторождений УВ в настоящее время уже не вызывает сомнений. Хотя мнения об их возрасте различаются минимум на порядок и используемые аргументы часто не могут быть признанными достоверными. Но некая усреднённая дата – сотни тыс. лет – ставит перед геологами ряд вопросов. Появление месторождений явно связано с современной активизацией всех (различающихся по эндогенному режиму) регионов: континентальных платформ, альпийских геосинклиналей (и их разновидностей – островных дуг), альпийских рифтов (и СОХ), задуговых впадин. Этот процесс тянется несколько млн лет, нефтегазоносность возникает на его последнем этапе. Любая предлагаемая схема генезиса месторождений должна отвечать этим параметрам. Без такого учета появляются утверждения (в том числе базирующиеся на физически и математически верных посылках) несовместимые с ними. Например, предполагающие длительность формирования месторождений в сотни млн лет [9 и др.].

Современная активизация [5] включает вынос под кору перегретого и частично расплавленного вещества с больших глубин в верхней мантии (возможно, в некоторых случаях с промежуточной остановкой на глубине около 200 км). Расплав из образовавшейся под корой астенолинзы вторгается в нижнюю часть коры, занимая от 25 до 50% объема. Для континентальной коры это, как правило, интервал от 20 км до раздела Мохо. Здесь возникает вторичный очаг расплава пород амфиболитовой фации метаморфизма, происходит серпентинизация ультрабазитов и эклогитизация базитов. Достаточно эклогитизированные (уплотнившиеся) блоки опускаются в мантию, расплавы и флюиды поступают в верхнюю часть коры преимущественно в зонах глубинных разломов с повышенной трещиноватостью и проницаемостью. На этом этапе в перемещениях рудоносных и нефтегазоносных флюидов много общего. Для формирования обоих разновидностей месторождений в геологически очень краткие временные интервалы необходима очень высокая проницаемость среды. Создаётся впечатление, что она возникает на геологически краткое время внутри периода современной активизации за счет «встряхивания» среды близкими землетрясениями. По отношению к месторождениям УВ это установлено Э.М. Галимовым «… сейсмический фактор следует рассматривать не как

способствующий, а как определяющий саму возможность процесса миграции и аккумуляции углеводородов» «… транспортирующая роль газа, возможно, состоит не в образовании газового раствора, а в механизме наподобие флотации» [4, с.141-142]. Автором такой же результат (увеличение проницаемости на 3 порядка) получен для гидротермальных рудных месторождений. Сопоставить сейсмичность и нефтегазоносность логично в платформенных районах: землетрясения в геосинклиналях и рифтах могут быть вызваны процессами в рамках «главного» эндогенного режима, а не современной активизацией. Во многих случаях согласование обнаруживается (рис. 3).

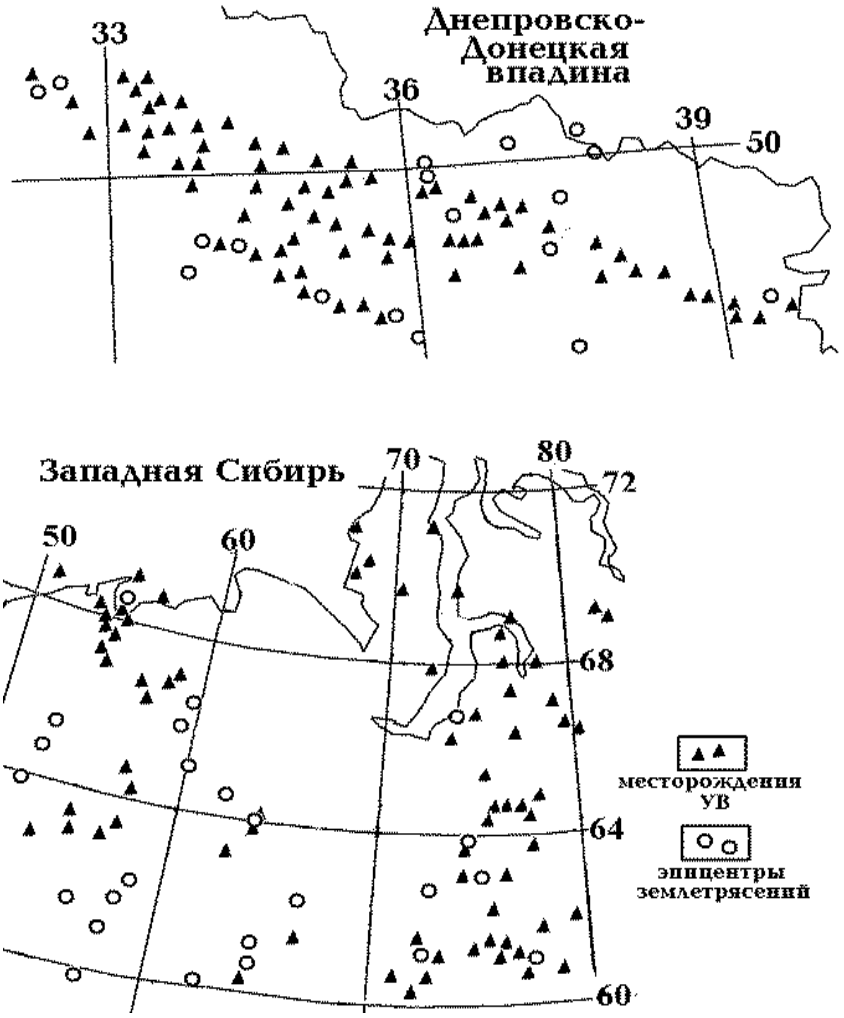


Рис. 3. Размещение месторождений УВ и эпицентров землетрясений.

Однако, подобных данных еще мало и неясно все ли зоны современной активизации сейсмичны и не согласуется ли асейсмичность с отсутствием месторождений.

Таким образом, схема формирования месторождений УВ неорганической природы представляется автору в виде трёхэтажного процесса:

1. В верхней мантии – адвективный тепломассоперенос, создающий подкоровую линзу частичного плавления.
2. В нижней и средней части коры – вторжение мантийных выплавок, вокруг вторичного очага – серпентинизация, генерирующая водород и часть УВ.
3. В верхней части коры – образование УВ при подъёме флюидов через проницаемые зоны пород, содержащих графит.
4. Перенос и накопление флюидов с УВ происходят в нужном темпе при определяющем участии местной сейсмичности в зоне современной активизации.

Литература

1. Азаров Н.Я., Анциферов А.В., Голубев А.А. и др. Ресурсы угольных газов Украины и перспективы их добычи на современном этапе. Труды УкрНИМИ. 2009. 5 (часть I), С.352-372.

2. Алтухова З.А. Алмазы в автолитах и кимберлитовых брекчиях трубки Удачная. Тезися конференции по проблеме алмазов. 2012. Киев:Теркомпринт. С.5-8.

3. Богданов Ю.А., Гурвич Е.Г., Леин А.Ю. и др. Гидротермальные рудопроявления полей Логачева и Рэйнбоу (Срединно-Атлантический хребет) - новый тип гидротермальных отложений океанских рифтов. Российский журнал наук о Земле. 2000. 2, 4.

4. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. Москва: Недра. 1973. 384с.

5. Гордиенко В.В. Тепловые процессы, геодинамика, месторождения. 2017. https://docs.wixstatic.com/ugd/6d9890_090e4a0466b94934b7d7af8c751a70bf.pdf

6. Дмитриев Л.В., Базылев Б.А., Борисов М.В. и др. Образование водорода и метана при серпентинизации мантийных гипербазитов океана и происхождение нефти. Российский журнал наук о Земле. 2000, 6.

7. Иванов А.В. Глубинная геодинамика: границы процесса по геохимическим и петрологическим данным. Геодинамика и тектонофизика. 2010. 1. С. 87-102.

8. Краюшкин В.А. Небиогенная нефтегазоносность современных центров спрединга дна Мирового океана. Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2008 3. С.19-39.

9. Лопатников С.Л. Основные уравнения теории квазидвумерной конвекции в тонких проницаемых пластах. Физика Земли. 1999. 1. С.52-62.

10. Лукин А.Е. Самородные металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов - трассеры суперглубинных флюидов. Геофиз. журнал. 2009. 2. С.61-92.

11. Майдуков Г.Л., Петенко А.В., Майдукова С.С., Метан угольных месторождений Донбасса: состояние и перспективы. Економічний вісник Донбасу. 2007. 3 (9). С. 4-13.

12. Петерсилье И.А., Припачкин В.А. Водород, углерод, азот и гелий в газах изверженных горных пород. Геохимия. 1979. 7. .С.1028-1034.

13. Петерсилье И.А., Федкова Т.Ф., Павлова А. Газы и органическое вещество в породах гранулитового комплекса архея Кольского полуострова. Геохимия. 1979. 12. С.1883-1888.

14. Родкин М.В. Пунанова С.А. Оценка влияния коровых процессов на формирование микроэлементного состава каустобиолитов. Тезисы 4-КЧ. Москва: ЦГЭ. 2015.

15. Соботович Э.В., Бартницкий Е.Н., Цьонь О.В. и др. Справочник по изотопной геохимии. Москва: Энергоиздат. 1982. 241с.

16. Ультрабазитовые формации центральной части Украинского щита. Ред. Н.П. Семененко. Киев: Наук. думка. 1979. 412с.

17. Фролов Ф.А., Лапин А.В., Толстов А.В. и др. Карбонатиты и кимберлиты (взаимоотношения, минералогия, прогноз). Москва: Природа. 2005. 540с.

18. Шкодзинский В.С. Петрология литосферы и кимберлитов (модель горячей гетерогенной аккреции Земли). Якутск: СВФУ. 2014. 452 с.

19. Barriga F., Costa I., Relvas J. et al., 1997. The Rainbow serpentinites and serpentinite-sulphide stockwork (Mid-Atlantic Ridge, AMAR segment): A preliminary report of the Flores results. EOS. v. 78. F832.

20. Gordienko V. Recent single-episode tectonic activation and oil and gas deposits. NCGT Journal. 2017. 3. P. 340-369.

21. Gu Y., Dziewonrski A., Ekstrom G. Simultaneous inversion for mantle velocity and topography of transition zone discontinuties. Geophys. J. Int. 2003. 154. P. 559-583.

22. Welhan J., Grain H. Methane and hydrogen in East Pacific rise hydrothermal fluids. Geophys. Res. Letters. 1979. v. 6. 11. P.829-831.

ПОДКОРОВЫЕ СКОРОСТНЫЕ АНОМАЛИИ В МАНТИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗОН

Гордиенко В.В., Гордиенко Л.Я.
Институт геофизики НАН Украины, tectonos@igph.kiev.ua

Эта работа представляет собой предварительный итог длительных исследований, посвященных изучению скоростных (Vp) аномалий в подкоровой мантии зон современной активизации (ЗСА), с которыми связаны месторождения углеводородов (УВ) [5-7 и др.].

Используемая авторами адвекционно-полиморфная гипотеза (АПГ) глубинных процессов в тектоносфере Земли прогнозирует в этих регионах отрицательную скоростную аномалию (по сравнению с распределением Vp в мантии неактивной древней платформы) и положительные возмущения в блоках коровых эклогитов, погружающихся в мантию до примерно 200 км. На этой глубине их свойства уравниваются со свойствами окружающих пород, аномалии исчезают. Изучаемые ЗСА распространены на докембрийских платформах, геосинклиналях и рифтах континентов, на островных дугах (по АПГ это тоже геосинклинали), в задуговых впадинах.

К настоящему времени в большинстве этих регионов проведены сейсмо-томографические исследования, построены 3D скоростные модели верхней мантии. Они предполагают гораздо большую детальность, чем достижимая при используемом авторами одномерном моделировании. В публикациях приводятся небольшие величины погрешностей. Однако методы оценки ошибок вызывают вопросы.

Не вдаваясь в их существо, приведем некоторые сведения на эту тему. Наиболее объективной оценкой погрешности представляется сравнение результатов повторных экспериментов. Во многих районах построено более одной модели, что создает условия для таких сопоставлений.

Данные по юго-востоку Европы и Черному морю [1, 9, 10, 14] обнаруживают расхождения 0.20 – 0.25 км/с. Предполагая ошибки сравниваемых моделей одинаковыми, определим типичную величину как 0.14-0.18 км/с. На Камчатке и прилегающей части океана, в сложной ситуации переходной зоны построено несколько скоростных моделей мантии [2, 11, 12]. Различия составляют около 0.15-0.3 км/с. Учитывая погрешность модели [2] в 0.05-0.06 км/с можно оценить ошибки привлеченных для сравнения в 0.14-0.29 км/с. При установленных погрешностях значительная часть выделяемых аномалий недостоверна.

Примеры подобных сравнений можно продолжить, уровень выявляемых погрешностей везде сопоставим с приведенным выше. Для контроля схем глубинных процессов эти данные неприменимы. Погрешности отвечают ошибкам в глубинных температурах не менее 300-5000С, что закрывает возможность изучения характера тепломассопереноса

Согласно АПГ скоростной разрез верхних горизонтов мантии докембрийской платформы (рассчитанный по принятому составу и PT-условиям) приведен на рис.1. Варианты соответствуют нормальной и пониженной теплогенерации в породах коры. С ним сопоставлены данные по платформенным регионам Северной Евразии [13] часть из которых относится к относительно «холодным».

Согласование расчетных и экспериментальных разрезов мантии платформы достигается в рамках, обусловленных погрешностями, что говорит о правильности выбранного состава (и минералогии) пород, принятой тепловой модели и метода учета PT-условий в мантии (рис. 1А).

На это указывают и данные табл. 1, иллюстрирующие результаты сравнения расчетной платформенной скоростной модели мантии с разрезами под платформами разных континентов. В данном случае сравнение проведено в интервале глубин от раздела Мохо до 450 км. Детали геологической истории привлеченных к рассмотрению регионов далеко не всегда известны, поэтому вероятно попадание в сравниваемые данные разрезов в зонах современной активизации платформ.

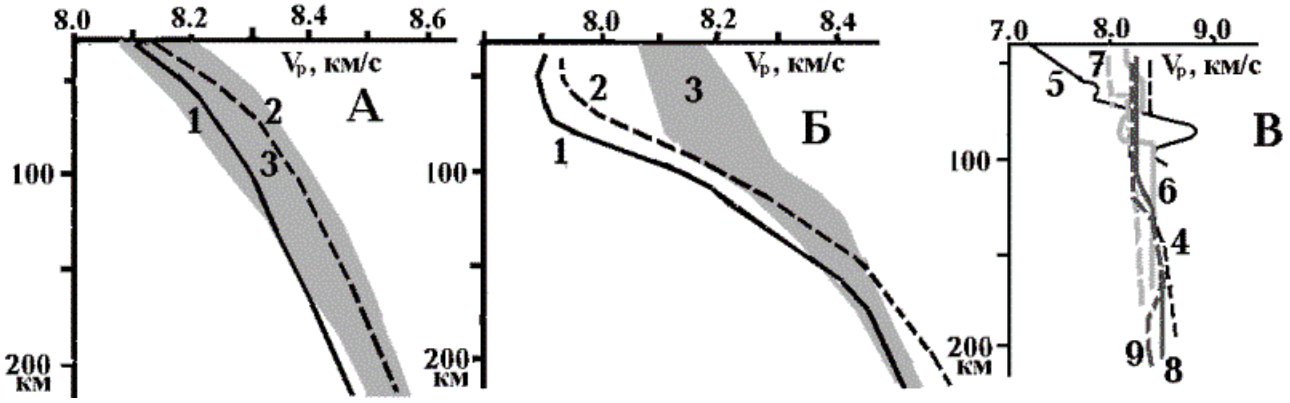


Рис. 1. А – Скоростные разрезы докембрийских платформ вне зон современной активизации. Б – В зонах современной активизации, В – Локальные разрезы в зонах активизации.
1, 2 – расчетные разрезы для нормальной (1) и пониженной (2) теплогенерации в коре, 3 – диапазон экспериментальных данных, 4 – Сибирская платформа [13], 5 – Припятский прогиб [8], 6,7 – Балтийский щит, 8, 9 – Сев. Американская платформа.

Таблица 1. Сопоставление наблюденных и расчетных разрезов платформ

Платформа	Кол-во сопоставляемых разрезов	ΔV_p, км/с
Сев. Американская	8	0.10
Вост. Европейская	15	0.09
Сибирская	12	0.08
Юж. Американская	4	0.09
Африканская	4	0.11
Индийская	4	0.13
Сино-Корейская	2	0.14
Австралийская	4	0.12
Антарктическая	3	0.14

В верхней части разрезов зон современной активизации платформ согласование значительно хуже (рис. 1Б). Экспериментальные значения в среднем заметно выше расчетных, мало отличаются от регионов вне ЗСА. Можно предположить, что это связано с неучетом в расчетных моделях попадания в подкоровую мантию высокоскоростных эклогитизированных коровых блоков. Локальные разрезы подтверждают эту гипотезу: значения Vp оказываются высокими только в отдельных интервалах глубин. Для некоторых регионов доказано присутствие в мантии заметного количества коровых эклогитов [4].

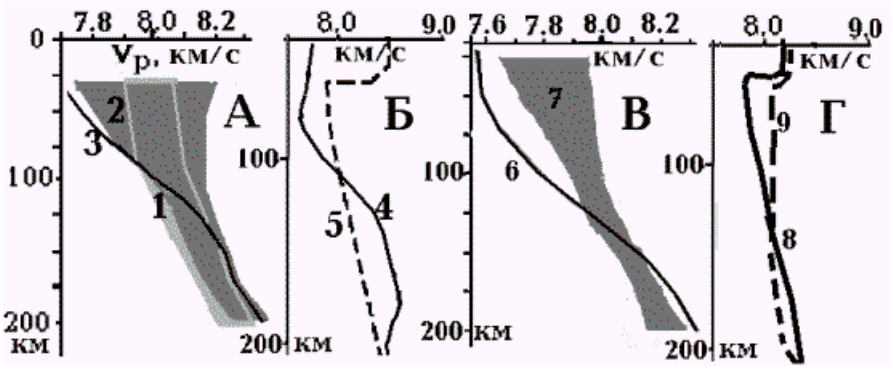


Рис. 2. А - Сравнение скоростных разрезов верхней мантии геосинклиналей Тетиса (1) и островных дуг (2) с расчетной моделью для геосинклинали по АПГ (3). Б – Локальные модели (4 – Камчатки, 5 - Карпат), В – Сравнение скоростных моделей верхней мантии континентальных и океанических рифтов (7) с расчетной по АПГ(6), Г – Локальные модели (8 – Лигурия, 9 – провинция Бассейнов и Хребтов).

Скоростные разрезы подкоровой мантии геосинклиналей представлены по многочисленным публикациям преимущественно томографическими моделями. Были отобраны скоростные разрезы основных геосинклиналей Тетиса. Они дополнены построенными авторами моделями островных дуг и береговых хребтов Пасифики [2, 5 и др.] (рис. 2А). Практически во всех случаях можно говорить об осложнении постгеосинклинального развития регионов процессом современной активизации.

Эти скоростные разрезы отличаются от расчетного, диапазон экспериментальных данных на подкоровых глубинах довольно велик. Тем не менее явно просматривается отрицательная скоростная аномалия, осложненная влиянием множества положительных. Это подтверждают и локальные модели (рис. 2Б).

Таблица 2. Отличия скоростных моделей верхней мантии под геосинклиналями Альпийско-Индонезийского пояса от расчетного [6]

Регион	ΔV, км/с	Регион	ΔV, км/с	Регион	ΔV, км/с
Атлас	0.13	Понтиды	0.09	Загрос	0.10
Апеннины	0.10	Карпаты	0.11	Гиндукуш	0.11
Альпы	0.09	Кавказ	0.12	Гималаи	0.12
Динариды	0.13	Эльбурс	0.14	Сонгпан	0.08
Эллиниды	0.13	Балканиды	0.09	Среднее	0.11

При сравнении полных (до глубины примерно 450 км) скоростных разрезов верхней мантии альпид с расчетным (табл. 2) обнаруживается приемлемая степень согласования. Т.е. на больших глубинах возмущения распространены меньше. В целом результаты сравнений можно расценить как указывающие на совпадение скоростных разрезов в рамках погрешностей.

Близкая картина получена при рассмотрении скоростных разрезов верхней мантии под континентальными и океаническими рифтами. На рис. 2 В, Г и в таблице 3 представлены авторские и взятые из литературы модели, среди которых рифты на коре океанического типа - только переходящие в континентальные. И здесь отрицательная скоростная аномалия в подкоровой мантии не вызывает сомнений как и ее искажение положительными возмущениями. Это связь подтверждается локальными разрезами.

Таблица 3. Различия расчетных и экспериментальных скоростных моделей верхней мантии под альпийскими рифтами по [7]

Регион	ΔV, км/с
Красное море, Афар, Эфиопский рифт	0.13
Центр и юг Вост. Африканской рифтовой системы	0.13
Пантелерейский рифт	0.12
Лигурия	0.13
Провинция Бассейнов и Хребтов	0.11
Рейнский грабен, Центральный массив Франции	0.13
Байкал	0.11
Рио Гранде	0.14
Момский рифт	0.09

В задуговых бассейнах информации о скоростных разрезах мантии немного [6 и др.]. Различия между экспериментальными и расчетными моделями меньше, чем в рассмотренных выше случаях. Выделить положительные аномалии в локальных разрезах в настоящее время не удается. Да и их вероятность меньше: процесс утонения коры, ведущий к массовому формированию плотных астенолитов, в этих регионах уже завершен [3 и др.].

Проверкой этого утверждения может быть сравнение сейсмичности в подкоровой мантии впадины и островной дуги. Землетрясениями должны сопровождаться движения погружающихся в верхнюю мантию эклогитизированных коровых блоков. Результаты, приведенные на рис. 3, показывают, что высказанное предположение имеет смысл.

Приведенные данные позволяют констатировать, что:

1. В мантии под регионами с месторождениями УВ присутствуют зоны пониженных скоростей сейсмических волн, связанные с высокими температурами и частичным плавлением пород.

2. Величины возмущений согласуются с представлениями АПГ.

3. Точная диагностика отрицательных скоростных аномалий затруднена присутствием в том же интервале глубин положительных, вызываемых погрузившимися в мантию блоками эклогитизированных коровых пород.

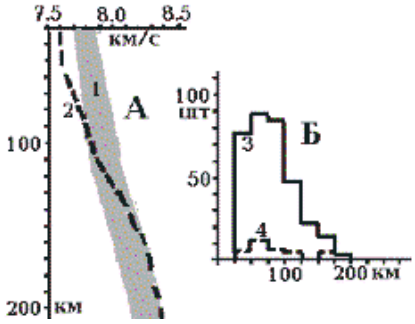


Рис. 3. А - Сравнение скоростных разрезов верхней мантии задуговых впадин Пасифики (1) с расчетной моделью по АПГ (2). Б – Гистограммы распределения по глубине гипоцентров землетрясений в мантии Камчатки (3) и Охотской впадины (4).

Литература

1. Гейко В.С., Цветкова Т.А., Санникова Н.П. и др. Региональная 3-D Р-скоростная структура мантии северо-западной Евразии. Геофиз. журнал. 1998. 3. С.67-91.

2. Гонтовая Л.И., Гордиенко В.В. Глубинные процессы и геофизические модели мантии Восточной Камчатки и Кроноцкого залива. Геология и полезные ископаемые мирового океана. 2006. 2. С.107-121.

3. Гонтовая Л.И., Гордиенко В.В., Назарова З.А. О возможной природе глубокофокусного Охотоморского землетрясения 24 мая 2013 года. Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2017. 1. вып. 33. С.46-57.

4. Гордиенко В.В. О природе аномалий скорости распространения продольных сейсмических волн в верхней мантии / Геофиз. жутнал. 2010. 3. С.43-63.

5. Гордиенко В.В., Гордиенко Л.Я. Скоростная модель верхней мантии под островными дугами и береговыми хребтами Тихого океана. Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2015. № 3. С.69-81.

6. Гордиенко В.В., Гордиенко Л.Я.. Скорости Р-волн в мантии окраинных морей. Материалы 5-КЧ. Москва. ЦГЭ. 2016. С.6-10.

7. Гордиенко В.В., Гордиенко Л.Я. Скоростные модели верхней мантии континентальных и океанических рифтов. Геофиз. журнал. 2017. 6. С.20-40.

8. Сейсмологические и геотермические исследования в Белоруссии. Минск: Наука и техника. 1985. 137с.

9. Харитонов О.М., Красовский С.С., Куприенко П.Я. и др. Литосферный трансект Вранча – Южно-Украинская АЭС. Геофиз. журнал. 1993. 5. С.23-31.

10. Яновская Т.Б., Гобаренко В.С, Егорова Т. П. Строение подкоровой литосферы Черноморского бассейна по сейсмологическим данным. Физика Земли. 2016. 1. С. 15–30.

11. Gorbatov A., Widiyatoro S., Fukao Y., Gordeev E. Singature of remnant slabs in the North Pscific from P-wave tomography. Geoph. J. Int. 2000. 142, 1. P. 27-36.

12. Jiang G., Zhao D., Zhang G. Seismic tomography of the Pacific slab edge under Kamchatka // Tectonophysics. 2009. 465. P.190-203.

13. Pavlenkova G.A., Pavlenkova N.I. Upper mantle structure of Northern Eurasia from peaseful nuclear explosion data. Tectonophysics. 2006. 416. P.33-52.

14. Zaharia, B., Enescu, B., Radulian, M. et al..Determination of the lithospheric structure from Carpathians Arc bend using local data. Romanian Reports in Physics. 2009. 61. 4. P.748-764.

ПРОБЛЕМЫ ЕСТЕСТВЕННОГО ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Горюнов Е.Ю.[1], Трофимов В.А.[2], Нестерова А.Е.[3], Чесалова Е.И.[4]

1 - Российский Государственный Геологоразведочный Университет, Москва
2 - АО «Центральная геофизическая экспедиция»
3 - Московский Государственный Университет
4 - Государственный геологический музей РАН, Москва

Анализ динамики запасов нефти месторождений Волго-Уральской НГП в сопоставлении с объемами добычи, а также свойств и параметров нефтей, проведенный по данным Государственного баланса, позволил выявить зоны, где происходит современное восполнение запасов, установить, что эти зоны приурочены к известным региональным разломам, выявить закономерности изменения свойств нефтей, также подтверждающих гипотезу о современном подтоке глубинных углеводородных флюидов. Сопоставление сейсмических временных разрезов с картами свойств и параметров нефтей показало, что месторождения с высокими содержаниями растворенного газа четко приурочены к тектонически нарушенной зоне. Показано, что региональная изменчивость плотности нефти, содержания в ней серы, парафинов, смол и асфальтенов определяются, главным образом, латеральной зональностью и мало зависят от возраста и литолого-фациального состава комплексов. Выявленные закономерности изменения свойств и параметров нефтей, вместе с данными сейсморазведки и неотектоники могут стать основой для прогнозирования месторождений, на которых естественное восполнение запасов будет наиболее вероятным. Даны рекомендации по дальнейшему решению проблемы.

Сравнительный анализ динамики запасов нефти и объёмов добычи

Гипотеза о естественном восполнении запасов (или о современной подпитке) нефтяных месторождений, высказанная в работе Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой в 1993 году (Соколов, 1993), в дальнейшем получила развитие в трудах многих ученых. При этом под восполнением запасов понимается поступление в разрабатываемую залежь промышленно значимых объемов углеводородов (УВ) в относительно короткие сроки, сопоставимые со временем разработки - первые десятки лет.

К.Б. Ашировым с соавторами был сделан вывод о возможных поступлениях новых порций УВ на основании анализа динамики изменения во времени запасов на ряде месторождений Самарской области (Аширов, 2000). Им было отмечено превышение объемов суммарной добычи нефти над первоначально подсчитанными запасами, что обусловило необходимость их пересчета (табл. 1). Как видно из приведенной таблицы, запасы на всех отмеченных К.Б. Ашировым месторождениях за прошедшее после публикации статьи время выросли, и в ряде случаев существенно.

Аналогичные явления отмечаются в Восточной Башкирии. Так, старейшее в регионе Ишимбайское месторождение, введение в разработку в 1932 году, эксплуатируется до настоящего времени. При этом подсчёт запасов на месторождении производился трижды. Накопленная добыча дважды превысила утверждённые ранее извлекаемые запасы. В настоящее время на месторождении продолжается добыча нефти.

Еще более показательна ситуация в группе месторождений Кинзебулатовского типа, включающую Карлинское, Буруновское, Цветаевское, Салиховское и Кинзебулатовское месторождения нефти и газа, расположенных в виде цепочки, вытянутой с севера на юг в пределах Гафурийского и Ишимбайского районов Республики Башкортостан. Здесь спустя 30 лет после окончания эксплуатации на Карлинском месторождении были замечены нефтепроявления на устьях ликвидированных и законсервированных в 60-х годах скважин (Халимов, 2013).

Таблица 1. Результаты пересчётов балансовых и извлекаемых запасов нефти на разрабатываемым месторождениях Самарской области по Аширову К. Б (2000) с дополнением данных по запасам на 01.01.2013 г.

Месторождения	Запасы нефти категории АВС, тыс. т						
	По первоначальному подсчёту		Пересчёт		Дополнительный пересчёт		Запасы на 01.01.2013г.
	Геол. / извлек.	Год утверждения в ГКЗ	Тыс. т	Год утверждения в ГКЗ	Геол. / извлек.	Год утверждения в ГКЗ	Геолог. / извлек. Тыс. т
Ново-Ключевское	10365 / 5730	1961	22323 / 9965	1992			25172 / 12190
Южно-Неприховское	4500 / 1590	1980 ЦНИЛ	19327 / 6277	1987	36349 / 14230	1998	62754 / 30545
Никольско-Спиридоновское	4073 / 1804	1974	6504 / 3055	1982	7841 / 3262	1993	12113 / 6406
Софинско-Дзержинское	4670 / 1670	1980	13343 / 5310	1982	19183 / 7103	1994	25108 / 8533
Подъем-Михайловское	2265 / 1133	1971	4136 / 2309	1993			8611 / 4969
Радаевское	64751 / 30595	1967	78227 / 35085	1994			107612 / 41206
Яблоневское	36408 / 13794	1954	56608 / 17321	1995			57778 / 17516
Верхне-Ветлянское	20645 / 9808	1980	28498 / 11466	1996			49246 / 25355
Винно-Банновское	14230 / 5739	1968	17089 / 5841	1996			19385 / 9117
Зольненское	1483 / 446	1959	1823 / 547	1997			35952 / 23598
Евгеньевское	2819 / 1099		4619 / 2091	1991			15912 / 7476
Утевское	13617 / 4942	1979	16904 / 5969	1995			19991 / 7302
Белозерско-Чубовское	26650 / 18650	1959	72207 / 38304	1986			81245 / 44067
Ново-Запрудненское	60607 / 34217	1962	82372 / 46543	1986			86394 / 49825
Кудиновское	1090 / 550	1980	13905 / 8225	1982	26623 / 16821	1998	28306 / 17189
Красноярское	4000 / 3000	1956	34900 / 23203	1958	56351 / 32596	ЦКЗ, 1990	56082 / 35211
Козловское	41180 / 20716	1966	43092 / 23408	1991			44448 / 27478
Сологаевское	4572 / 1574	1992	11448 / 5431	1992			16208 / 8551

Проведенные на некоторых расконсервированных скважинах исследования показали практически полное восстановление пластового давления, наличие высокого столба нефти над водонефтяным контактом. Пробная откачка из этих скважин подтвердила возможность продолжения разработки с дебитами, близкими к начальным значениям. Это послужило основанием для введения Карлинского месторождения в повторную разработку. Кроме Карлинского, в последнее время в повторную эксплуатацию введены Малышевское, Цветаевское и Салиховское месторождения этой группы (Халимов, 2013).

На площади считающегося выработанным Кинзебулатовского месторождения в настоящее время отмечаются нефтепроявления на дневной поверхности не только на устьях скважин, но и на пойменной террасе реки Тайрук (Халиков, 2014).

Проведенный анализ динамики эксплуатации месторождений показал, что примерно в 10% нефтяных месторождений Волго-Урала наблюдаются признаки подтока углеводородных флюидов, а для 69 месторождений накопленная добыча превысила не только извлекаемые, но и геологические запасы (Табл. 2, рис. 1).

Табл.2 Месторождения, в которых накопленная добыча превысила геологические запасы

Месторождение	Отношение накопленной добычи к геол. запасам	Месторождение	Отношение накопленной добычи к геол. запасам	Месторождение	Отношение накопленной добычи к геол. запасам
Архангельское - Н	1,424	Колыванское - Н	1,199	Подгорненское - Н	1,374
Бавлинское - Н	1,230	Кочевненское - Н	1,000	Подъем-Михайловское	1,013
Балкановское - Н	1,000	Красногородецкое - Н	1,291	Покровское - Н	1,218
Краснооктябрьское - Н	1,135	Красноярское - Н	1,950	Попазненское - Н	1,064
Белозерско-Чубовское - Н	1,802	Зюзеевское - Н	1,184	Радаевское - Н	1,149
Дачное	1,111	Купешовское - ГН	1,289	Росташинское - Н	1,149
Бондюжское - Н	1,293	Курманаевское - Н	1,033	Сарбайско-Мочалеевс	1,062
Герасимовское - Н	1,521	Кыпасовское - ГН	1,216	Сидоровское - Н	1,623
Елгинское - Н	1,565	Лоховское - Н	1,340	Соколовогорское - ГН	1,900
Гражданское - Н	1,007	Малышевское - Н	1,569	Сорочинско-Никольск	1,385
Грековское - Н	1,134	Михайловско-Коханско	1,358	Сосновское - ГН	1,047
Гуселское - Н	1,323	Мухановское - Н	1,639	Стрельненское - Н	1,410
Дерюжевское - ГН	1,679	Неклюдовское - ГН	1,630	Сургутское - Н	1,227
Дмитриевское - ГН	1,851	Ново-Аманакское - Н	1,158	Сызранское - Н	1,224
Долговское - Н	1,197	Ново-Елховское - Н	1,211	Таныпское - Н	1,393
Екатериновское - Н	1,047	Ново-Запрудненское -	1,652	Тверское - Н	1,598
Есенейское - ГН	1,939	Озеркинское - Н	1,322	Туймазинское - Н	1,209
Заборовское - Н	1,100	Орлянское - Н	1,081	Урицкое - НГК	1,000
Зольненское - Н	2,337	Павловское - ГН	1,120	Хилковское - Н	1,091
Байданкинское - Н	2,132	Падунское - Н	1,200	Чашкинское - Н	1,121
Ишуевское - Н	1,190	Пионерское - НГК	1,558	Южно-Неприковское -	1,621
Казаковское - Н	1,051	Подгорненское - Н	1,374	Южно-Орловское - Н	1,086
Козловское - Н	1,096	Подъем-Михайловское	1,013	Яблоневый Овраг - Н	1,726
Колотовское - НГК	1,426	Пионерское - НГК	1,558		

На рис.1 выделены находящиеся в длительной эксплуатации месторождения, в которых накопленная добыча превысила не только извлекаемые, но как это не парадоксально, даже геологические запасы. В большинстве случаев такие месторождения приурочены к разломам, что наиболее четко видно в юго-западной части схемы (Жигулевский вал и субпараллельные ему дислокации).

Многими исследователями отмечалось (Муслимов, 2004; Муслимов, Глумов, Плотникова и др., 2006; Корчагин, Трофимов, 2002; Горюнов, Игнатов и др., 2015 и др.), что важнейшими признаками наличия подтока являются:

- существенное превышение накопленной добычи над первоначально подсчитанными запасами;
- длительные сроки разработки месторождений, превышающие нормативные в несколько раз.

Рис.1. Нефтяные месторождения, в которых накопленная добыча превышает первоначальные геологические запасы (красные звёздочки)

Ярким примером тому являются Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения, где накопленная добыча нефти превысила извлекаемые запасы по категориям А+В+C_1 в 2,65 и 2,8 раза соответственно.

В пределах самих месторождений наблюдается резкая неравномерность в работе эксплуатационных скважин. Так, на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения по данным Р.Х. Муслимова кластерным анализом были выявлены десятки скважин с аномальными параметрами и высокой накопленной добычей, из которых каждая дала более 1 млн т нефти. Также выявлены сотни скважин с инверсией дебитов (долговременное падение «вдруг» без видимых причин сменяется их ростом), что резко противоречит «закону» падающей добычи нефти. (Муслимов, 2006). Причем, как показал сравнительный анализ этих данных с результатами сейсморазведки (Трофимов, 2013), аномальные скважины располагались на площади достаточно закономерно и были приурочены к тектонически нарушенным зонам – возможным нефтеподводящим каналам.

Без учёта современного поступления углеводородных флюидов в нефтегазоносные комплексы региона не сходится баланс между прогнозными ресурсами УВ и суммарной накопленной добычей. Так, по данным И.Н. Плотниковой, Р.Х. Муслимова, в пределах Татарстана доманикиты, которые по традиционным представлениям являются главным источником нефти для всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, могли произвести лишь 709 млн. тн нефти. В то же время из недр месторождений этой республики уже извлечено более 3 млрд. тн нефти.

До настоящего времени среди геологов, сталкивающихся с этой проблемой, существуют несколько точек зрения на причины несоответствия добычи и начальных запасов. В соответствии с одной из них, такое несоответствие связано с ошибками в определении геологической модели конкретного месторождения и подсчётных параметров (Базаревская, 2006 и др.). В соответствии с другой, на подобного рода месторождениях в ходе их эксплуатации, происходит перераспределение углеводородов в пределах залежи за счёт поступления УВ из малопроницаемых пород, объёмы которых не учитывались при подсчёте (Халимов, Лозин, 2013). Не отрицая в принципе возможности ошибок при подсчете запасов и перераспределения углеводородов в процессе или после временной остановки эксплуатации, еще раз обратим внимание на явную неравномерность распределения

«аномальных» месторождений по территории Волго-Уральской НГП, а именно их приуроченность к известным разломам (Рис. 1) (Горюнов, 2014).

Третья точка зрения, сторонниками которой являются авторы, заключается в том, что подпитка месторождений осуществляется углеводородами, поступающими из глубинных очагов генерации по системам разломов и зон трещиноватости.

Если для месторождений, находящихся на заключительных стадиях разработки для того чтобы выявить наличие современного восполнения запасов достаточно просто сравнить объём накопленной добычи с ранее подсчитанными запасами, что само по себе является важным результатом. Но есть и другая сторона проблемы: существует ли принципиальная возможность оценки наличия современного восполнения запасов на начальных стадиях эксплуатации месторождений? И более того, до начала разработки? В то же время, очевидно, что наличие или отсутствие подтока существенно влияет на оценку запасов месторождения, на технологию и сроки его разработки и, соответственно, его стоимостную оценку, что делает решение данного вопроса чрезвычайно актуальным. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

Оценка возможностей прогноза месторождений вероятного восполнения запасов

С целью изучения возможностей прогноза месторождений, где наиболее вероятно восполнение запасов (для краткости - назовём такие месторождения «аномальными»), а также для получения дополнительных аргументов «за» или «против» наблюдаемого на ряде месторождений феномена, авторами был выполнен анализ некоторых свойств и параметров нефтей большинства залежей Волго-Уральской НГП, а также уточнение геолого-тектонического положения «аномальных» месторождений. Для этого на базе Государственного баланса был создан геоинформационный проект и на его основе проведён анализ региональных закономерностей изменения температурного поля и распределения некоторых параметров нефтей в Волго-Уральской НГП.

Область исследований охватывает территорию площадью 421597 км^2, включающую Самарскую, Оренбургскую области, республики Татарстан, Башкортостан, Удмуртию, Пермский край.

В основе анализа и всех построений лежат официальные данные, характеризующие параметры нефтей, приведённые в Государственном балансе по состоянию на 01.1.2014 г., включая информацию по глубине залегания залежей, их стратиграфическому положению, пластовым температурам, плотностям нефти, содержанию в них серы, смол и асфальтенов и парафинов. Всего использовано более 13 тысяч записей по 12600 залежам и 1472 месторождениям. Следует заметить, что использование современных геоинформационных технологий позволило с одной стороны включить в расчеты значительный массив данных и, тем самым, избежать субъективности при построениях, и с другой - более отчетливо выявить региональные закономерности.

Известно, что значения названных параметров существенно варьируют как на региональном, так и локальном уровнях и могут изменяться в процессе разработки месторождений. Это существенно усложняет наблюдаемую картину, придавая ей мозаичный характер и затрудняет выявление общих закономерностей.

В своих построениях авторы исходили из того, что свежие, «молодые» нефти должны характеризоваться низкими значениями плотности, содержания серы, смол и асфальтенов и напротив, в залежах, где современный подток отсутствует, нефти обладают повышенными значениями этих параметров. Это положение основано на многочисленных наблюдениях, отмеченных разными авторами (Успенский, 1947, Корчагин, Трофимов, 2002, Горюнов, 2014). Г.П. Былинкиным, на основе обобщения значительного массива данных по разным нефтегазоносным бассейнам мира построен график зависимости плотности сепарированных нефтей и конденсатов от глубины погружения (Былинкин, 2006), на котором отчётливо видно, что на глубинах, превышающих 4 км, их плотности близки (около 800 кг/м^3) и они являются изначально однородной флюидной системой. По мере уменьшения глубин, и, следовательно, пластовых температур и давлений, с одной стороны происходит

выпадение из системы высококипящих фракций и снижение плотности конденсатов, а с другой, в результате гипергенных процессов – увеличении плотности нефтей.

Эта же закономерность выполняется и для Волго-Уральской провинции в целом. При значительном разбросе значений, причины которого будут рассмотрены ниже, в целом наблюдается закономерное уменьшение плотности нефти с глубиной (Рис.2).

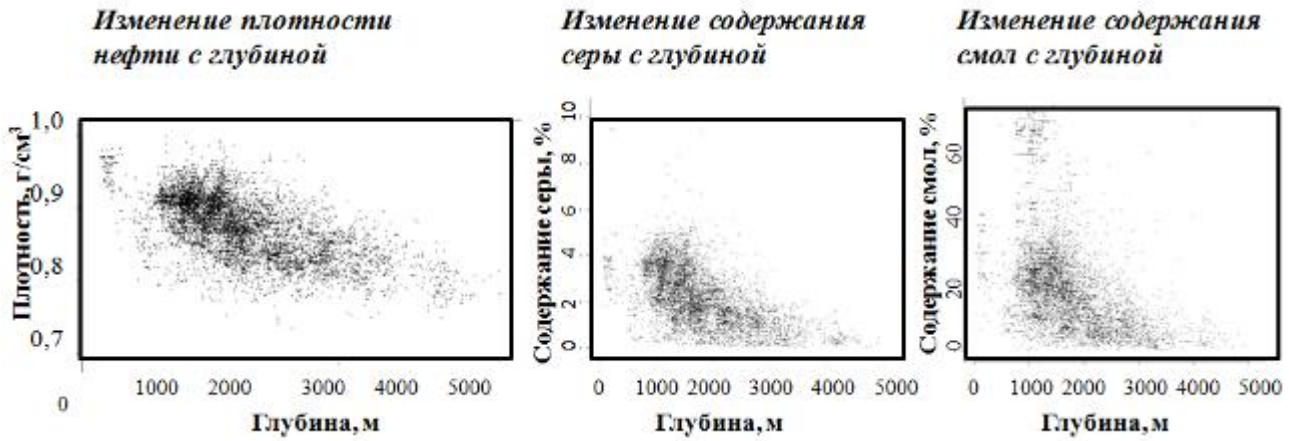


Рис. 2. Волго-Уральская НГП. Зависимость плотности нефтей, содержания серы и смол от глубины залегания залежей

О молодом возрасте нефтей так же может свидетельствовать низкое содержание в «молодых» нефтях серы, смол и асфальтенов.

Так, согласно В.А. Успенскому степень осернения нефти прямым образом коррелирует с увеличением их удельного веса, обогащением асфальтово-смолистыми компонентами, повышением содержания ароматических углеводородов и убыванием содержания метановых углеводородов. Все эти изменения происходят в результате «... процесса, согласно которому основным фактором изменения свойств нефтей является анаэробное окисление их за счет восстановления сульфатов в водах, омывающих залежь» (Успенский, 1947).

Действительно, на приведённых выше графиках, построенных по всем залежам нефти региона, отчётливо наблюдается тенденция увеличения содержание серы и смол с уменьшением глубины, то есть в направлении увеличения интенсивности гипергенных процессов (Рис. 2).

Другим важнейшим параметром, характеризующим степень гипергенной преобразованности нефтей, является содержание в них парафинов, поскольку, как известно, они состоят из углеводородов метанового ряда, наименее устойчивых к процессам биодеградации.

Исходя из этих закономерностей, можно предположить, что распределение этих параметров в регионе в относительно узких интервалах глубин позволит выявить их площадные неоднородности и тем самым выявить ареалы распространения разновозрастных нефтей, в то числе и «молодых». С этой целью авторами построены серии карт указанных параметров:

1. Карты значений плотности, содержания серы, смол и асфальтенов, парафинов в первом нефтегазоносном комплексе (эйфельско-среднефранский, преимущественно терригенный);
2. Карты значений плотности, содержания серы, смол и асфальтенов, парафинов в третьем нефтегазоносном комплексе (нижневизейский терригенный комплекс);
3. Карты значений плотности в диапазоне глубин 1400 – 2100 м;
4. Карты содержания серы в диапазоне глубин 1400 – 2100 м;
5. Карты содержания парафинов в диапазоне глубин 1400 – 2100;

6. Карты отклонения значений плотности от среднего интервального значения в диапазоне глубин 1400 – 2100 м;

7. Карты отклонения значений содержания смол и асфальтенов от среднего интервального значения в диапазоне глубин 1400 – 2100 м;

8. Карты пластовых температур в диапазоне глубин 1400 – 2100 м;

9. Карты отклонения пластовых температур от среднего интервального значения в диапазоне глубин 1400 – 2100 м;

10. Карта изменений значений плотности с глубиной;

11. Карта изменений содержания смол и асфальтенов с глубиной;

12. Карта изменений содержания серы с глубиной;

13. Карта изменений пластовой температуры с глубиной.

Все карты, за исключением 10-13 рассчитывались по соответствующим выборкам из базы данных в программном пакете ArcGis с использованием алгоритма inverse distance weighted (IDW). Значительный интерес представляют карты изменения рассматриваемых параметров с глубиной (10 – 13), поскольку они характеризуют не только неоднородность их площадных распределений, но и различную направленность флюидодинамических и геохимических процессов в различных частях региона.

Для их расчетов было использовано приложение GeoDataNetwork, разработанное А.Е. Нестеровой в процессе реализации данного проекта, которое позволило рассчитать:

- углы наклона линейных моделей, приближающих изменение расчетных параметров с глубиной (глубинный градиент) в окне стороной 1° по широте и долготе на регулярной сети с шагом 0,5° по широте и долготе;
- отклонение величины угла наклона от среднего, выраженное в количестве квадратичных отклонений, для каждого узла регулярной сети.

Был реализован следующий порядок выполнения расчетов:

1. Импорт данных из .csv файла, полученного из Excel.
2. Подготовка данных (конвертация нечисловых значений в числовые; удаление значений, не попавших в промежуток между минимально и максимально допустимыми значениями, не числовых данных);
3. Подбор оптимальной ширины окна расчета для обеспечения наличия не менее 100 значений в большинстве окон расчета для всех параметров;
4. Построение регулярной сети, покрывающей рассматриваемую область, с шагом, равным половине ширины окна расчета.
5. Для каждого параметра:

5.1. Выборка значений, попавших в окно расчета для каждого узла регулярной сети;

5.2. Для каждого узла регулярной сети производилось построение линейной модели, аппроксимирующей соответствующую выборку;

5.3. Запись данных в формате: координаты узла регулярной сети, значение коэффициента наклона полученной линейной модели для данного узла, количество данных в выборке;

5.4. Расчет среднего значения коэффициента наклона для всей области расчета;

5.5. Расчет среднеквадратичного отклонения коэффициента наклона для всей области расчета;

5.6. Для каждого узла регулярной сети производился расчет отклонения соответствующего коэффициента наклона линейной модели от среднего, делённое на среднеквадратичное отклонение. Данный подход позволяет сравнивать между собой коэффициенты наклона линейных моделей разных параметров.

5.7. Запись результирующих данных в формате: координаты узла регулярной сети, значение в этом узле отклонения коэффициента наклона линейной модели от среднего, делённое на среднеквадратичное отклонение;

5.8. Визуализация полученных данных;

5.9. Импорт полученных данных в .csv файл, которые в дальнейшем использовались при построении карт изменения значений соответствующих параметров с глубиной

Обсуждение результатов

Для выяснения поведения исследуемых параметров в нефтегазоносных комплексах региона авторами были построены и проанализированы карты указанных параметров по первому (эйфельско-среднефранскому преимущественно терригенному) и третьему (нижневизейскому терригенному) нефтегазоносным комплексам Волго-Уральской НГП (рис. 3).

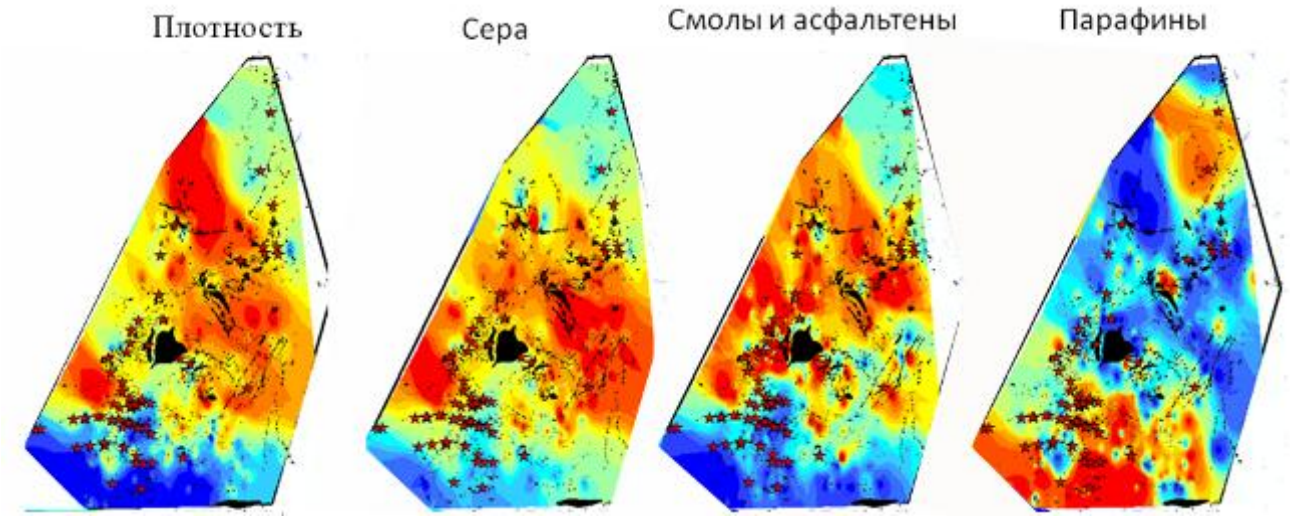


Рис. 3. Первый нефтегазоносный комплекс. Карты значений плотности, содержания серы, смол и асфальтенов, парафинов. («тёплыми» цветами отмечены области с повышенными значениями соответствующих параметров, «холодными» - пониженные)

На полученных картах отчётливо выделяются три зоны, различающиеся значениями параметров; две – юго-западная и северо-восточная которые охарактеризуются пониженными значениями плотности, содержанием серы и смол и центральная с их повышенными значениями. Следует отметить, что региональные изменения плотности нефтей в залежах, локализованных в разновозрастных нефтегазоносных комплексах, главным образом определяются латеральной зональностью и не зависят от возраста и литолого-фациального состава вмещающих пород (Горюнов, 2014). Эту же закономерность можно наблюдать и на картах содержаний серы, смол и парафинов. На картах комплексов положение зон увеличенных и уменьшенных значений содержаний серы, смол и асфальтенов, также, как и парафинов, принципиально не меняется, то есть не зависит от возраста и литологического состава пород. Характерно, что закономерное увеличение содержание парафинов наблюдается в зонах с пониженными содержаниями серы, смол и асфальтенов, свидетельствующее об относительной молодости нефтей в этих зонах.

Месторождения, с аномально высокой накопленной добычей тяготеют к зонам пониженных плотностей и содержания серы и смол.

Как отмечалось выше, были построены карты плотности нефтей для узких диапазонов (100 м) в интервале глубин 1400 – 2100 м (рис. 4). На приведённых картах, также, как и на соответствующих картах по нефтегазоносным комплексам, выделяются юго-западная и северо-восточная зоны пониженных значений плотности. Однако, в отличие от последних, в центральной части территории - в районе Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений, так же выделяется зона пониженных значений. По мнению авторов, этим зонам соответствуют ареалы современного поступления новых порций «молодых» нефтей, о чём свидетельствует и рассмотренный ниже анализ пластовых температур. Кроме описанных карт, в соответствии с приведённой выше методикой, для изучаемых параметров были рассчитаны градиенты их изменения с глубиной и построены соответствующие карты (Рис. 5).

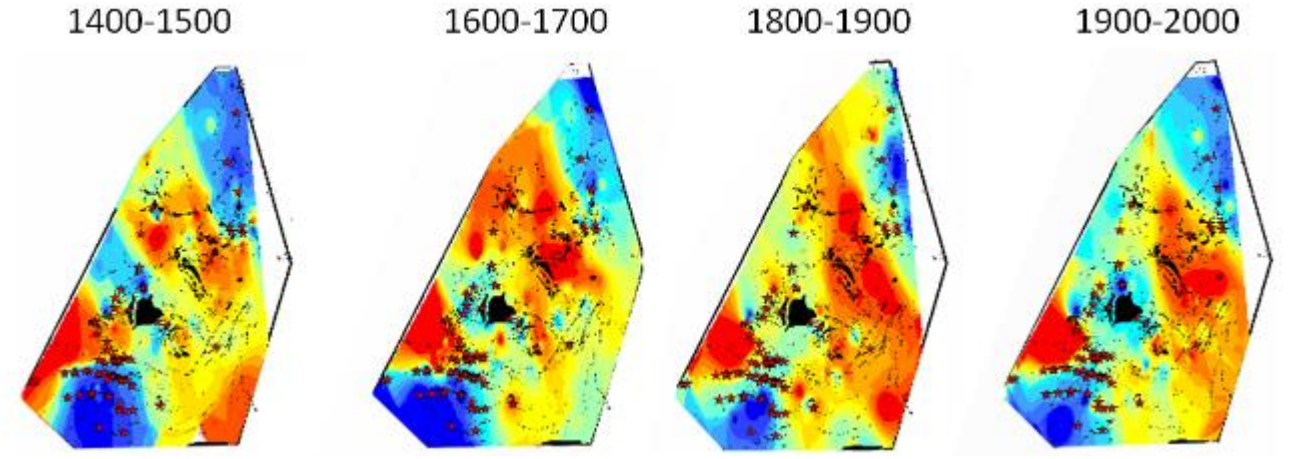


Рис. 4. Карты значений плотности в диапазоне глубин 1400 – 2000 м

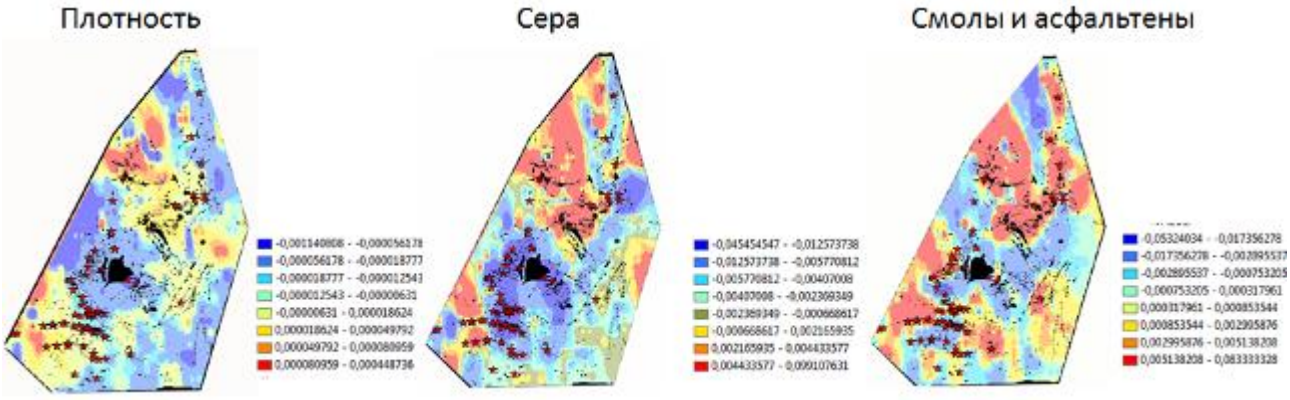


Рис. 5. Карты изменений параметров нефтей с глубиной

Карты характеризуют изменение значений параметров нефти с глубиной залегания залежей. Отрицательные значения градиентов (голубые тона) соответствуют убыванию значений с глубиной; положительные (жёлтые и розовые тона) – возрастанию. Как видно, поведение плотности, содержания серы, смол + асфальтенов носит сложный характер. Выделяются зоны, где значения этих параметров закономерно убывают с увеличением глубин, но есть зоны, где они парадоксально возрастают. Пока этот феномен не получил удовлетворительного объяснения. В качестве гипотезы можно предположить наличие не только восходящих флюидальных потоков, характеризующихся нормальными вертикальными градиентами, но и нисходящих, с обратными значениями градиентов. Несомненно, что этот феномен требует дальнейшего изучения и объяснения. Одновременно с геохимическими параметрами нефтей изучались пластовые температуры залежей, для чего были проведены расчеты в диапазоне глубин 1400-2100 м с интервалом 100 м (Рис.6).

Поле пластовых температур характеризуется как региональными, так и локальными неоднородностями. На картах во всех рассматриваемых диапазонах глубин выделяются три крупные области – юго-западная, относительно высокотемпературная с температурами 47-67^{o}; восточная, относительно низкотемпературная (26-39^{o}) и центральная, характеризующаяся средними значениями пластовых температур (40-46$^{o)}$. Наличие юго-западной, относительно прогретой зоны обусловлено, как это показано Н.Н.Христофоровой (Христофорова, 2004), влиянием высокотемпературного потока со стороны Прикаспийской впадины (Рис. 7). Характерно, что значительная часть месторождений, с добычей, превышающей геологические запасы, тяготеют к зоне повышенного глубинного теплового потока.

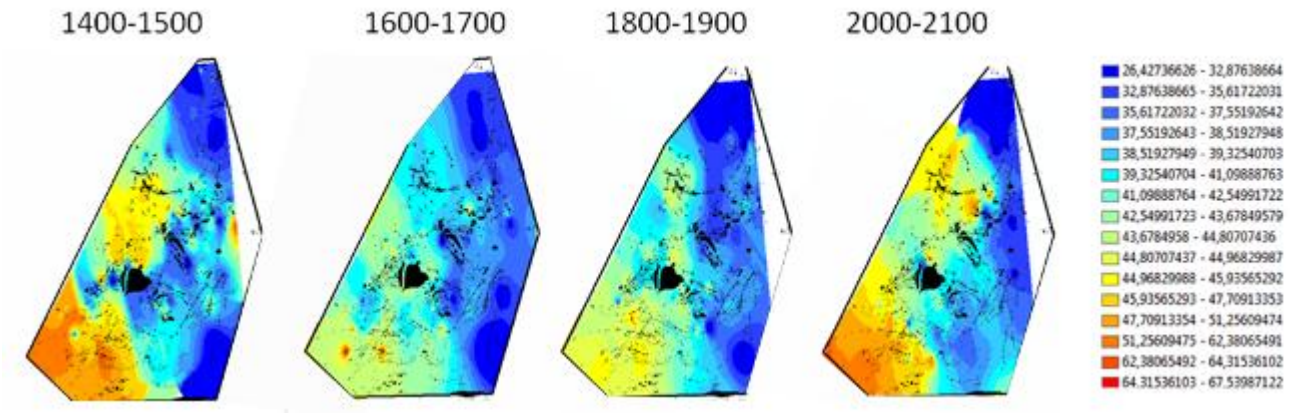


Рис. 6. Карты пластовых температур в интервалах глубин 1400-1500, 1600-1700, 1800-1900, 2000-2100 м.

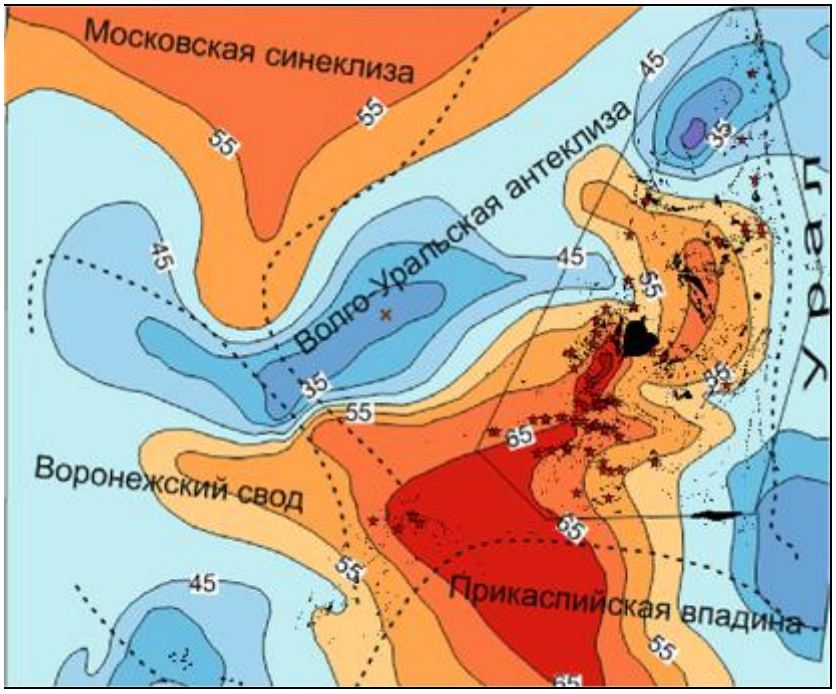


Рис. 7. Карта глубинного теплового потока (по Н.Н. Христофоровой, 2004)

Различие в температурном режиме разных частей изучаемой территории вызваны, по мнению авторов, в различии их расположения относительно крупных активных в геодинамическом отношении структур – Прикаспийской впадины с горячим Аралсорским мантийным выступом на юге и относительно холодным Предуральским прогибом на востоке и северо-востоке.

Важнейшим параметром температурного поля является температурный градиент, характеризующий возрастание пластовой температуры с глубиной. Авторами была построена карта температурного градиента (рис. 8) в регулярном окне со сторонами 33,4Х19 км, которая характеризует его площадную неоднородность. Во-первых, выделяются две крупные области – одна, характеризующаяся относительно высоким температурным градиентом, занимающая всю южную, юго-западную и центральную части территории и вторая, с низкими значениями градиентов, охватывающая восточную и северо-восточную части. Во-вторых, поле крайне неоднородно, выделяются как положительные, так и отрицательные локальные аномалии. В положении большего числа нефтяных месторождений, каких-либо закономерностей не просматривается, однако подчеркнём, что месторождения с аномальными объёмами добычи преимущественно локализованы в зонах повышенного градиента (рис.8).

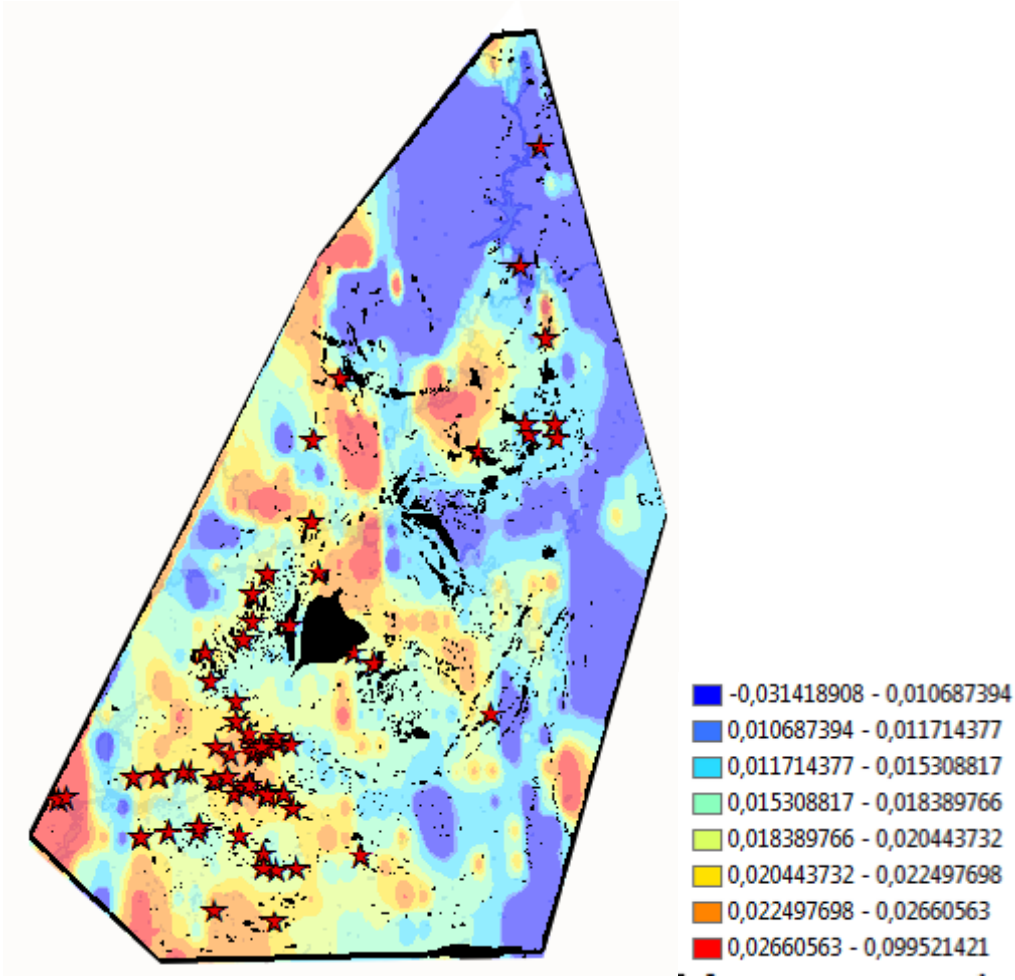


Рис. 8. Карта температурного градиента, град/м.

Как известно, важнейшей характеристикой нефтей является величина, определяющая содержание в них растворённых газов – газовый фактор, который в первую очередь зависит от степени дегазации нефтей и тем самым, является показателем их относительного возраста. «Молодые», нефти, по мнению В.А. Успенского (Успенский, 1947) характеризуются высоким газовым фактором и, соответственно «зрелые» - низким. С этой точки зрения показательно пространственное совпадение зон повышенных значений пластовых температур с полосой развития залежей с высоким содержанием растворённого газа (рис. 9).

Таким образом, выполненные построения подтверждают высказанное предположение о наличии глубинных подтоков углеводородов, а рассмотренные параметры нефти могут являться индикаторами подпитки.

Анализ тектонического строения территории показывает, что вероятными каналами миграции УВ могут служить региональные разломы и зоны трещиноватости, ограничивающие крупные тектонические блоки (рис. 10), как это видно на приведённом временном разрезе (рис. 11).

Этот вывод согласуется с точкой зрения многих исследователей, изучающих нефтегазоносность региона. Так по мнению Б.М. Юсупова, «нефть месторождений Татарстана миграционная и все ее месторождения находятся на пути региональной миграции флюидов» (Юсупов, 1973).

И.Н. Плотникова отмечает, что «в настоящее время в руках исследователей находятся лишь многочисленные улики, свидетельствующие о масштабных процессах миграции нефтегазонасыщенных флюидных систем через породы фундамента по его зонам разуплотнения и трещиноватости» (Плотникова, 2004).

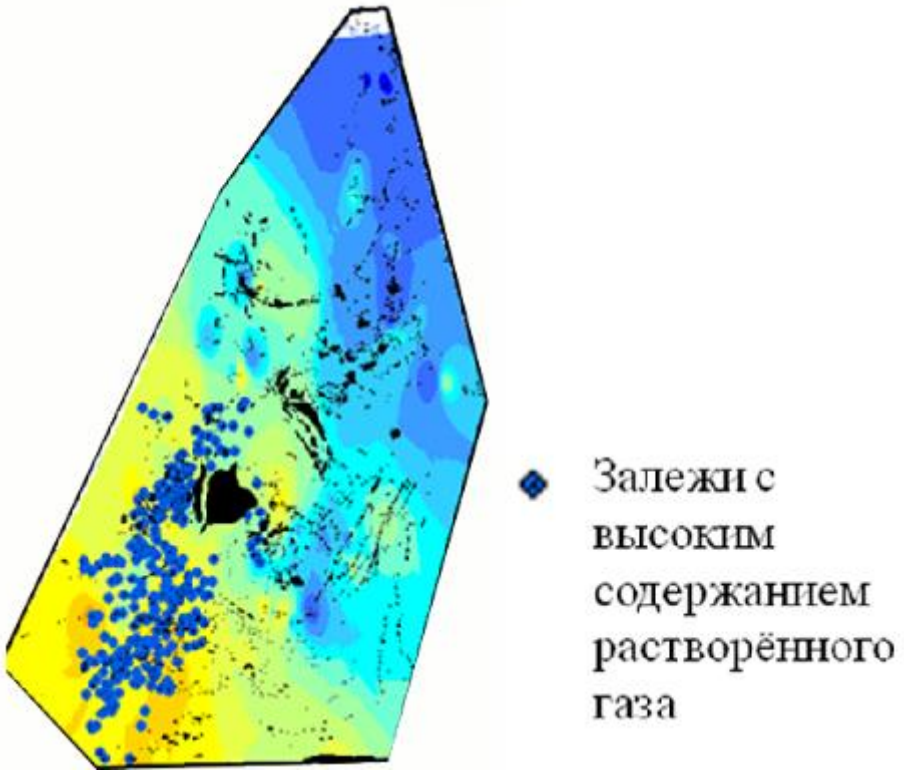


Рис. 9. Карта пластовых температур в интервале глубин 1700-1800 м, совмещённая с картой залежей с высоким содержанием растворённого газа

По мнению И.М. Шахновского скопления УВ региона имеют молодой возраст, о чём свидетельствуют результаты многолетних повторных нивелировок на ряде геодинамических полигонах, где установлено, что большинство месторождений связано с зонами нарушений, характеризующихся наиболее высокими значениями современных движений земной поверхности. (Шахновский, 1994).

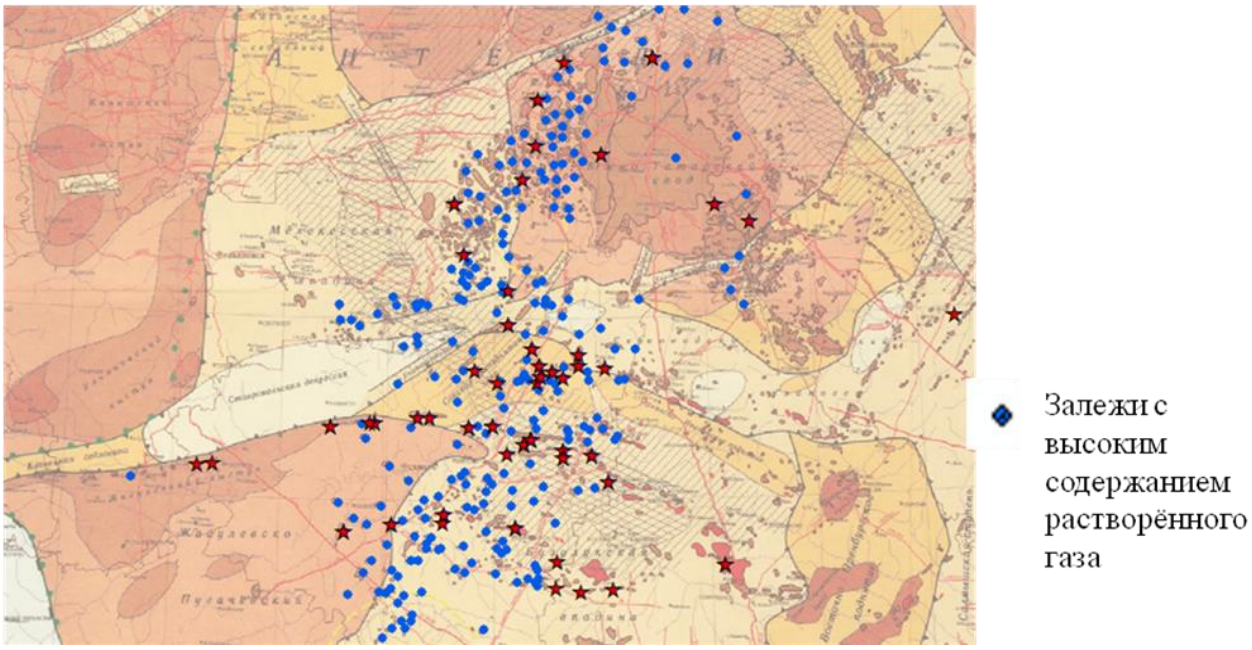


Рис. 10. Положение залежей с высоким содержанием растворенного газа в тектонической структуре региона.

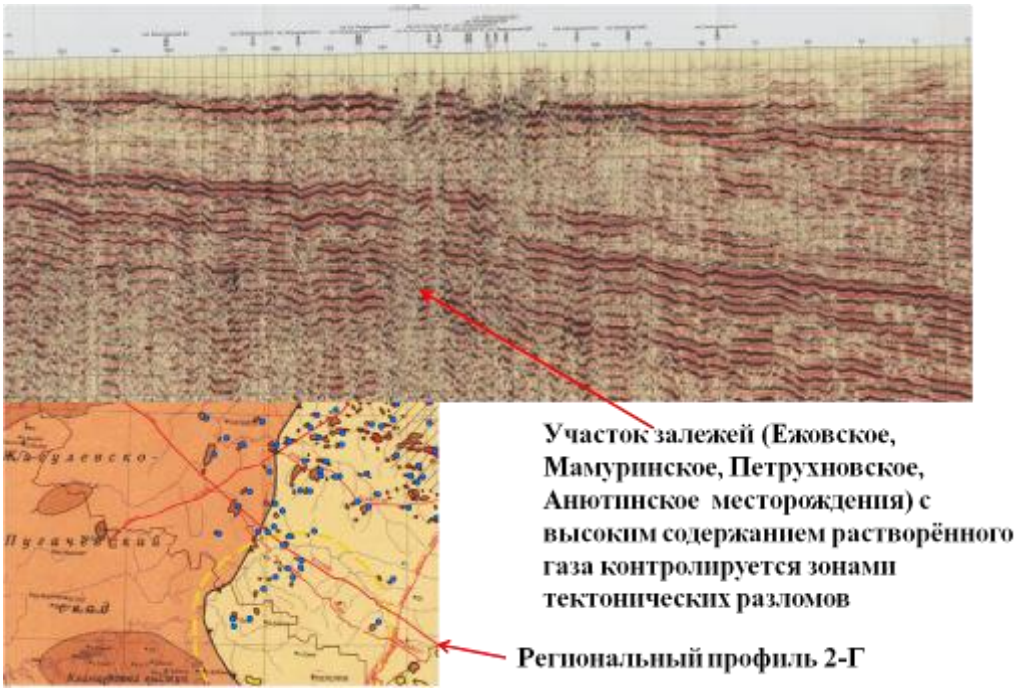


Рис. 11. Фрагмент регионального профиля 2.

Для выявления и определения параметров каналов современного поступления УВ необходимо пересмотреть с новых позиций геологические модели месторождений, на которых наблюдаются признаки восполнения запасов, для чего провести либо переинтерпретацию (как минимум) сейсмических материалов, либо дополнительные полевые сейсморазведочные работы.

Выводы

1. В Волго-Уральской НГП примерно в 10% месторождений наблюдается современная подпитка нефтяных месторождений и естественное восполнения их запасов;

2. Установлено, что месторождения с накопленным объёмом добычи, превышающим геологические запасы, приурочены

- к границам крупных тектонических блоков;
- к региональным разломам;
- к полосе месторождений с высоким газовым фактором;
- к зонам относительно повышенных пластовых температур;
- к зонам пониженных значений содержаний серы, смол и асфальтенов.

3. Региональная изменчивость плотности нефти, содержания в ней серы, парафинов, смол и асфальтенов определяются, главным образом, латеральной зональностью и не зависят от возраста и литолого-фациального состава нефтегазоносных комплексов.

4. Выявленные закономерности

- являются еще одним аргументом в пользу наличия современной подпитки нефтяных месторождений и естественного восполнения их запасов;
- свидетельствуют о значительных масштабах генерации углеводородных флюидов и их поступления в породы осадочного чехла;
- могут стать критериями или признаками для прогнозирования месторождений, на которых наиболее вероятно естественное восполнение запасов;

5.Очагов генерации и источников, поступающих в Волго-Уральскую НГП углеводородов может быть несколько. Одними из вероятных из них могут быть глубокопогруженные зоны Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. Более точная их локализация может быть осуществлена с использованием данных глубинной сейсморазведки МОГТ.

6. Путями миграции потоков углеводородов (нефтеподводящими каналами) являются древние разломы, активизировавшиеся на неотектоническом этапе.

Для доказательства гипотезы о современной подпитке нефтяных месторождений и перевода ее в теорию необходимо создание принципиально новых моделей месторождений, базирующихся на постановке комплексных геолого-геофизических, геодинамических, геохимических и промысловых исследований и, главное, на новом идеологическом подходе.

Литература

1. Аширов К. Б. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области //Известия Самарского научного центра Российской академии наук, т.2, №1, 2000.

2. Базаревская В.Г. Уникальное Ромашкинское месторождение Татарстана – неиссякаемый источник прироста запасов нефти // Георесурсы, №2(19), 2006. - С. 9-11.

3. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов. Геология нефти и газа, № 2, 2006. С.55-66

4. Валяев Б.М. О темпах формирования и восполнения залежей нефти и газа. В сб.: Актуальные проблемы геологии нефти и газа / под ред. В.П.Гаврилова. М. РГУНГ им. И.М. Губкина, 2005. С.100-116

5. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях //Геология нефти и газа, № 1, 2008. С.56-64

6. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Климентьева Д.Н., Чесалова Е.И. «Закономерности пространственного распределения типов нефтей и их характеристик в нефтегазоносных комплексах на территории Волго-Урала» Геология нефти и газа. 2014. №2. С. 27-37;

7. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Климентьева Д.Н., Халиков А.Н., Кравченко М.Н. «Проявление современных подтоков углеводородов в нефтегазовые комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции» //Геология нефти и газа. 2015. №5. С.62-69;

8. Корчагин В.И., Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: ГЕОС, 2002. С. 369-371;

9. Муслимов Р.Х. Стратегия воспроизводства запасов углеводородного сырья в старых нефтегазодобывающих районах //Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезисы в системе горючих ископаемых М.: ГЕОС, 2006. С. 164-167.

10. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения в завершающей стадии разработки. Казань. «Новое знание». 2004.

11. Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. Мат-лы Межрег. совещ. «Роль новых геологических идей в развитии «старых» нефтедобывающих…». Москва. Геология нефти и газа. 2004. с. 43-49.

12. Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. Недра. Санкт-Петербург. 2004;

13. Соколов Б.А., Гусева А.В. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа// ВЕСТН. МОСК. УН-ТА. СЕР. 4, ГЕОЛОГИЯ. 1993. № 3.

14. Трофимов В.А. Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов. Георесурсы, №4, 2013.- С. 75-77.

15. Успенский В.А., Радченко О.А. К вопросу генезиса типа нефтей. - Труды ВНИГРИ, новая серия, вып. 19, 1947.

16. Халимов Э.М., Лозин Е.В. Вторичная разработка нефтяных месторождений Башкортостана. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – 182 с.

17. Халиков А.Н., Горюнов Е.Ю., Моторин И.В. О восполнение запасов нефти на группе месторождений «Кинзебулатовского типа» (Башкортостан)// Геология нефти и газа. 2014. №6. С. 29 - 33

18. Христофорова Н.Н, Непримеров Н.Н., Христофоров А.В., Николаев А.В., Христофорова М.А. Тепловой режим и оценка перспектив нефтегазоносности Приволжского региона // Георесурсы №1, 2004 г.

19. Шахновский И.М. Еще раз о нефтегазоносности пород фундамента // Геология нефти и газа. 1994. №9. С. 29-35.

20. Юсупов Б.М., Веселов Г.С. Размещение нефтяных месторождений Татарии. Наука. М. 1973.

21. Ягафаров Ю.Н., Галлямов И.И., Гумеров Р.Р., Султанова Л.П. Повторный ввод в разработку ранее ликвидированных месторождений «Кинзебулатовского типа».

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ В ПОРОДАХ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА БЕЛАРУСИ

Грибик Я.Г.
Институт природопользования НАН Беларуси, Минск
E-mail: yaroslavgribik@tut.by

Высокая освоенность ресурсного потенциала традиционного углеводородного сырья Припятского НГБ, ухудшение его структуры в части увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, а также все более убедительно расширяющееся доказательство о глубинном углеводородном генезисе определяет направление геологоразведочных работ по изучению и оценке пород кристаллического фундамента, особенно регионов, находящихся на поздней стадии разработки. Показательный пример решения этого вопроса демонстрируется геологическими результатами, полученными в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ).

В настоящее время на северном борту ДДВ установлено более 60 месторождений нефти и природного газа, среди которых – 14 месторождений, где нефть и газ залегают в кристаллическом фундаменте и осадочной толще, 17 месторождений в кристаллическом фундаменте. Промышленные притоки нефти, газа, конденсата получены из пород кристаллического фундамента до 336 м ниже его кровли, а нефтепроявления выявлены в 760 м ниже его кровли [3].

В Припятском прогибе единственном НГБ Беларуси установлено к настоящему времени 84 месторождения нефти. Все они располагаются в разрезе осадочного чехла. Изучение разрезов пород кристаллического фундамента выполняется в основном эпизодически за исключением исследований, проведенных в 1977-1985 гг. по инициативе и обосновании геологоразведочных специалистов Украины и Беларуси [4, 5]. По подготовленной Программе в восточной части Припятского прогиба пробурено 4 параметрические скважины на Осташковичском и Барсуковском месторождениях нефти во вскрытием пород кристаллического фундамента на глубину до 343-726 м (таблица). По результатам этих работ из пород кристаллического фундамента притоков нефти не получено, так как вскрытый разрез характеризуется преимущественно низкоемкими пластами. Однако по результатам анализа пробуренных глубоких скважин на Осташковичском и Барсуковском месторождениях можно отметить следующие особенности:

– во вскрытом разрезе отмечаются углеводородные проявления в виде выпотов нефти в керне (скв. 75 Барсуковская) или газосодержания углеводородного газа при испытании скв. 123 Осташковичская (состав C_1 – C_2 – ТУ), а также восстановление давления ближе к пластовому. По современному видению такие пласты-коллекторы следует относить к низкоемким пластам нетрадиционного типа, в разрезе которых развита емкость трещиноватого типа.

Скважины, пробуренные с достаточным интервалом вскрытия пород кристаллического фундамента (таблица), закладывались в районе нефтяных месторождений исходя из контакта фундамента приподнятого крыла с осадочной толщей по разлому с опущенными участками.

По результатам анализа геолого-геофизических данных значимых скважин, вскрывших породы кристаллического фундамента Беларуси вскрытый разрез характеризуется отсутствием пластов-коллекторов. Только в единичных случаях получены притоки пластовых вод (таблица). Однако, отсутствие притока – это косвенный признак отсутствия пластов-коллекторов. Более достоверной представляется информация, полученная по ГИС, изучаемая вскрытый разрез широким комплексом геофизических методов исследования. По данным обработки материалов ГИС по программе ИНГЕФ (Л.П. Машара, 2012) во вскрытых частях разреза скважин, представленных в таблице, установлены пласты-коллекторы трещинного типа. Отдельные из них несут характеристику о емкостных свойствах по интенсивности восстановления пластового давления при испытании, а для некоторых для получения притока флюида потребуется применение современных технологических методов воздействия.

Таблица – Значимые скважины, вскрывшие кристаллический фундамент Беларуси

Площадь, скважина	Бурение по фундаменту, интервал, мощность, м	Испытано объектов	Вскрытый разрез
Осташковичская, 123	3645-4305 660	12	Гнейсы амфиболитовые
Барсуковская, 60	3308-3930 622	13	Гнейсы гранат-биотитовые
Барсуковская, 61	3274-4000 726	4	Плагиограниты
Барсуковская, 76	3318-3661 343	7	Плагиограниты с единичными выделениями нефти
Городокская, 4	2408-3007 599	7*	Гнейсы биотитовые
Паричская, 1	1012-1600 588	10*	Граниты среднекристаллические
Южно-Борецкая, 1	1200-1720 520	4	Граниты крупнокристаллические
Борецкая, 2	1207-1700 493	5*	Граниты крупнокристаллические
Ящицкая, 108	1513-1900 387	4*	Гранит, диорит

* - единичные объекты с притоком пластовой воды

По результатам геологоразведочных работ в последние годы спектр проявлений углеводородов расширен за пределы осадочного чехла. Выявление признаков нефти в скважинах Котельниковская 1 (3203-3253 м), Вышемировская 9, Речицкая 101, Шумятичская 1, Прибор 1 свидетельствует о том, что установленные нефтепроявления имеют более широкое поле распространения как по площади, так и по разрезу. Из последних проявлений заслуживают внимания следующие факты.

Поисковая скважина Шумятичская 1 (рисунок), заложенная в западной части Северной зоны Припятского прогиба. Скважиной установлены залежи нефти в семилукском, саргаевском, старооскольском горизонтах в осадочной части разреза и получены положительные факты перспективности вскрытых на глубине 4919-5101 м пород кристаллического фундамента. Разрез сложен плотными породами. Пористость пород фундамента по материалам ГИС составляет 2-6%. По результатам испытания в колонне получен приток пластовой воды с пленками нефти дебитом 1,51 $м^3$/сут.

В единичных участках разреза пород фундамента (Паричская, Ящицкая, Городокская площади) установлены пласты-коллекторы, из которых также получены притоки пластовых вод.

В 2018 г. получены представительная информация по площади Прибор, расположенной в пределах Североприпятского плеча (рисунок). При бурении параметрической скважины 1 после вскрытия осадочно-вулканогенной части разреза на глубине 969 м вскрыты породы кристаллического фундамента, представленные массивными, крепкими, крупнокристаллическими, трещиноватыми серо-розовыми гранитами. С глубины примерно 994 м по газовому каротажу зарегистрировано повышение газопоказаний на один порядок выше, а с глубины примерно 1010 м до глубины 1050 м газопоказания возросли на два порядка и составили до 0,0073% при фоновых значениях до глубины 1010 м составляющих 0,000011%.

При испытании объектов в интервалах 953-1009 м и 1015-1054,6 м притока пластового флюида не получено, но установлено давление в пробоотборнике испытателя до 3,5 и 0,5 МПа соответственно. По результатам лабораторного анализа испытанием в открытом стволе установлен углеводородный состав, состоящий из метана (до 78%), тяжелых

углеводородов (до 5%), азота + редкие (12,8%). Скважина закончена бурением на глубине 1200 м без выяснения природы газопроявления испытанием в обсаженном стволе. Это газопроявление представляет особую геологическую ценность, так как в тектоническом плане приурочено к северному борту Припятского прогиба продуктивному по породам фундамента в ДДВ.

Одним из перспективных регионов, представляющих интерес с позиций оценки перспектив нефтеносности ниже осадочной части разреза представляет Оршанская впадина. Осадочный разрез представлен верхнепротерозойско-палеозойским комплексом пород мощностью до 1,5-1,6 км. Невысокая степень геологической изученности региона не позволяет определиться с однозначной оценкой перспектив нефтеносности осадочного чехла. По результатам анализа последних геофизических материалов (сейсморазведка, гравиразведка, магнитометрия) представляет интерес кристаллический фундамент, изученный в 2011 г. по сейсмическому профилю V-V. В средней его части установлен участок, характеризующийся гравитационным и магнитным минимумом, связанный с участком разуплотнения пород фундамента, к которому приурочена углеводородная газовая аномалия, зарегистрированная по данным полевых геохимических исследований. Определяемый в качестве перспективного Оршанский участок (рисунок) представляет с этих позиций интерес для регионального изучения, включая бурение параметрической скважины глубиной 1300 м, со вскрытием пород фундамента на глубину 200-250 м.

В настоящее время заслуживают также внимание результаты работ, полученные в 1982-1985 гг. при изучении сравнительной характеристики геохимическими методами Припятского прогиба и Белорусской антеклизы (БА). В процессе работ изучен Припятский прогиб по трем геохимическим профилям и БА – также по трем профилям. Производился отбор грунта из подпочвенного горизонта на газометрический микробиологический и литохимический анализы по соответствующей методике (исполнитель А.Н. Лысенко) с лабораторным исследованием проб (Е.Ф. Никуленко). Работы выполнялись в БелНИГРИ Управления геологии БССР. Мощность осадочного чехла на участках профилей БА изменяется от 180 до 500 м. В его строении принимают участие отложения венда, среднего девона, верхнего мела и антропогена.

Профиль IV-IV проходил в 20-25 км севернее г.Минска в направлении Смолевичи-Радошковичи. Профили V-V и VI-VI расположены в южной части БА в 60 км и 85 км на юго-запад от г. Минска (рис.1).

Анализ средних значений показал значительные различия по средним значениям исследуемых профилей. В направлении от профиля VI-VI к профилю V-V и далее к IV-IV закономерным образом возрастает газонасыщенность пород (соответственно от 79,05 до 260,19), в этом же направлении возрастает содержание неуглеводородных компонентов (N_2, O_2, CO_2, H_2), а также углеводородов, включая метан и его гомологи. В целом содержание углеводородов в направлении от профиля VI к V и IV возрастает на 2-3 порядка.

Таким образом, в направлении от VI к V-IV профилям параллельно увеличению газонасыщенности пород возрастает содержание неуглеводородных и углеводородных газовых компонентов. При этом, если содержание неуглеводородных компонентов возрастает в 5-10 раз, то содержание углеводородов и, в первую очередь, гомологов метана возрастает на 1-3 порядка. Следует отметить, что содержание $C_{орг.}$ также возрастает в этом направлении.

Сделан вывод о том, что основной УВ фон в пределах БКМ создается органическим веществом, относительно невысокой степени преобразования. В составе УВ газа БА возрастает значительная роль в составе ТУ, этана, на долю которых в составе ΣТУ приходится 81%. Этот показатель даже выше, чем для газовой составляющей Припятского прогиба, в пределах которого для C_2 в составе ΣТУ составляет только до 26%.

Авторами исследований природа повышенных концентраций ТУ на территории БА объясняется повышенным содержанием ОВ. Правда, мощность осадочного чехла в районе БА составляет не более 500 м. Кристаллический фундамент разбит многочисленными тектоническими нарушениями, в том числе и суперрегиональными.

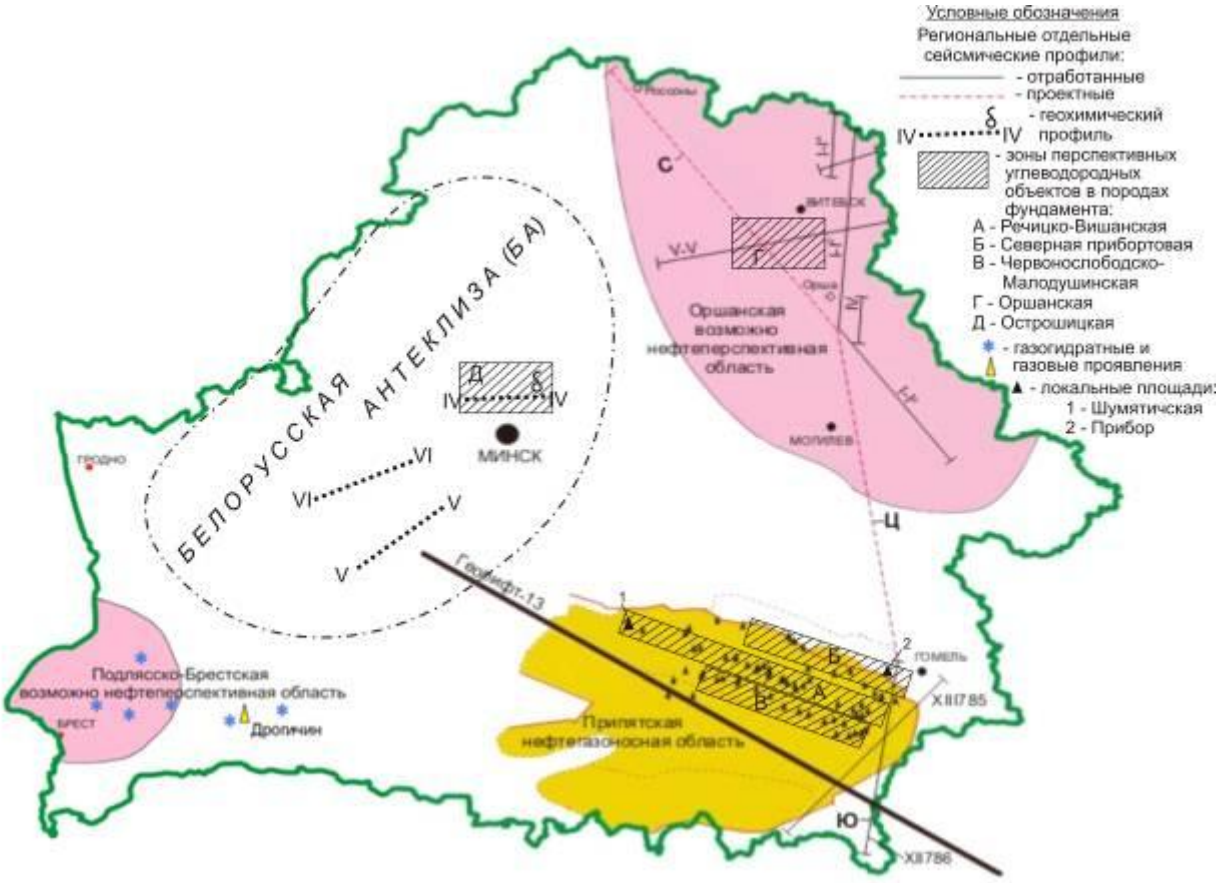


Рис.1. Карта перспективных углеводородных объектов в породах кристаллического фундамента Беларуси

С целью выяснения природы геохимических аномалий по нашей инициативе выполнено в 2012 г. атмогеохимическими исследованиями изучение восточной части профиля IV-IV. К сожалению, по техническим причинам не удалось изучить геохимическое поле современными методами по всему профилю IV-IV, но аномальная концентрация углеводородов в его восточной части подтверждена.

Основная природа повышенных газовых показателей (аномалий) по геохимическим исследованиям профиля IV-IV приурочена к пересечению им в восточной части Минского регионального глубинного разлома, являющегося каналами поступления в осадочную часть разреза БА глубинных УВ газовых флюидов. По другим геохимическим профилям V-V и VI-VI установлены фоновые газопоказания с единичными незначительными аномалиями.

По результатам приведенных выше данных изучение перспектив нефтеносности пород кристаллического фундамента определяется степенью геологической изученности соответствующего региона:

для *Припятского прогиба:*

- изучение пород фундамента в пределах Речицко-Вишанской, Червонослободско-Малодушинской, Северной прибортовой зон геофизическими методами, бурением параметрических скважин, доуглублением пробуренных скважин на месторождениях в верхнюю часть кристаллического фундамента учитывая определенную взаимосвязь залежей нефти с глубинным строением Припятского прогиба [1, 2];

для *Оршанской впадины*:

- изучение Оршанской зоны геофизическими методами (сейсмика, гравитационный, магнитометрический метод), геохимическими методами с бурением параметрической скважины, в том числе вскрытием отражающих горизонтов в верхней части кристаллического фундамента;

для *Белорусской антеклизы*:

- зональное геолого-геофизическое и атмогеохимическое обследование Острошицкого объекта для выяснения природы газовых подпочвенных аномалий.

Литература

1. Грибик Я.Г. Связь нефтеносности Припятского прогиба с глубинным геологическим строением // Докл. НАН Беларуси. 2004. Т. 8, № 8. – С.87-89.

2. Гузик С.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности пород кристаллического фундамента и осадочного чехла опущенных крыльев несогласных глубинных разломов Припятского нефтегазоносного бассейна / 1-е Кудрявцевские чтения, Москва, ЦГЭ, 22-25 октября 2012.

3. Краюшкин В.А. К проблеме небиогенной природы нефти и природного газа / В.А. Краюшкин, Н.Б. Шевченко. Геологія и корисні копалины Світового океану. 2018, № 2. – С.65-84.

4. Порфирьев В.Б. Перспективы поиска залежей нефти в кристаллическом фундаменте Припятской впадины / В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин, Н.С. Ерофеев и др. Геологический журнал, 1977. Т. 37, вып. 5. – С.8-27.

5. Чебаненко И.И. Нафтогазоперспективні об’екти України. Нафтогазоносність фундаменту осадїових бассейнів / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, П.Ф. Гожик и др. Киев, Наукова думка. 2002. 295 с.

ОПЫТ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ГЛУБИННОЙ КОНЦЕПЦИИ ИХ ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Губерман Ш.А., Пиковский Ю.И.

Успешность поискового бурения на нефть и газ более 150 лет, несмотря на существенный прогресс в технологии геологоразведочных работ, остается на низком уровне, особенно в новых, мало разведанных районах. Для выхода из такого положения необходима смена парадигмы поисковых работ: от диагностики «нефтематеринских» пород и картирования возможных ловушек для нефти и газа к выявлению реальных каналов миграции, по которым в толщи осадочных горных пород внедрялись и образовывали углеводородные залежи глубинные потоки флюидов. В статье приводятся результаты локального прогнозирования крупных месторождений нефти и газа по альтернативной парадигме. Прогноз каналов миграции углеводородов включает моделирование современной блоковой структуры земной коры по морфоструктурным данным и распознавание в ней узлов крупного нефтегазонакопления. Использованная технология проверена, как путем предварительной публикацией прогноза в научной печати, так и ретроспективным прогнозированием месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах мира. На примере ряда крупных бассейнов показано, что в распознанных узлах радиусом 30-75 км успешность поискового бурения повышается до 75-80% и более. Опубликованный в 1986 г. прогноз по бассейнам Анд Южной Америки в дальнейшем полностью оправдался: за 25 лет после публикации в прогнозных морфоструктурных узлах с радиусом 75 км, занимающих 0,2 площади бассейнов, были открыты 82% новых крупных месторождений, в том числе все гигантские.

Введение

Поиск крупных месторождений нефти и газа, особенно в малоизученных бассейнах, неизменно связан с большим риском получить отрицательные результаты. При существующей во всём мире парадигме поисков, основанной на биогенной концепции происхождения нефти, успешность буровых работ в новых районах более 150 лет остается на стабильно низком уровне. «Успешность открытий для различных нефтегазоносных бассейнов лежит на уровне 10-30%, и никакой прогресс технологий не приводит к ее росту» (Тимурзиев, 2017, с. 108). Только с открытием (большей частью случайным) крупного месторождения успешность поискового бурения на окружающей территории увеличивается. Несмотря на многолетние усилия геологов по разработке способов прогноза месторождений нефти и газа и прогресс техники геологоразведочных работ, сведения о наличии или отсутствии месторождения можно получить только в результате бурения поисковой скважины, заложенной в месте предполагаемой ловушки.

Научный выход из создавшейся ситуации может состоять только в смене парадигмы поисков месторождений нефти и газа.

Существующая «органическая» парадигма поисков базируется на трех не связанных между собой направлениях поисковых работ: картировании, в основном, по сейсморазведочным данным, структурных форм осадочных слоев и выявление разных типов ловушек, оценке нефтематеринского потенциала горных пород и предположений о путях миграционных потоков углеводородов в осадочной толще. Ни одно из этих направлений не дает обоснованного локального прогноза скоплений углеводородов.

Альтернативная «глубинная» парадигма геолого-поисковых работ на нефть и газ основывается на выявлении возможных каналов вторжения в осадочные бассейны глубинных флюидов с растворенными в них углеводородами. В зонах таких каналов надо ожидать самую высокую плотность углеводородных ресурсов («узлы нефтегазонакопления»), где целесообразно сосредоточить первоочередные геофизические и геохимические исследования

для обнаружения продуктивных ловушек и выбора точек поискового бурения. Таким образом, поисковые операции на предварительном этапе геологоразведочных работ проводятся не «от ловушки к внутреннему источнику нефти», а «от нефти из внешнего источника к ловушке», что существенно уменьшит риск, сроки и стоимость открытия месторождений.

Практические поиски каналов миграции глубинных углеводородов предпринимались, в основном, геофизическими методами, включая глубинное сейсмическое зондирование, региональные сейсмические исследования методом общей глубинной точки – МОГТ (Трофимов, 2014), интерпретацию результатов площадных гравиметрических и магнитометрических исследований. Предпринимался линеаментный анализ космических снимков и др. На основе региональных геофизических данных разрабатывается «глубинно-фильтрационная модель нефтегазообразования и нефтегазонакопления» (Тимурзиев, 2012).

Не умаляя значения геофизических методов, отметим, что их недостаточно для решения проблемы локального прогнозирования скоплений углеводородов, особенно, молодых залежей. Одними геофизическими методами не легко отличить новейшие каналы, ответственные за нефтегазоносность бассейнов, от каналов, существовавших в ранние геологические эпохи. С помощью одной сейсморазведки не всегда можно точно установить современные границы блоков, поскольку литологические неоднородности, связанные с движениями земной коры в новейшее время, еще недостаточно консолидированы. Кроме того, площадное геофизическое обследование больших территорий требует немалого времени и значительных затрат.

На региональном этапе работ – выборе и оценке возможных зон нефтегазонакопления, помимо регионального сейсмического профилирования, существенная информация может быть получена путем изучения данных о структуре земной поверхности. К таким данным относится морфоструктура: характер рельефа, рисунок эрозионной сети, ландшафтные особенности и т.д., отражающие современные тектонические движения земной коры (Герасимов, 1993; Мещеряков, 1981; Герасимов, Ранцман, 1973).

Для использования морфоструктурных данных с целью прогноза мест с наиболее высокой геодинамической активностью Е.Я. Ранцман разработала для горных территорий *метод морфоструктурного иерархического районирования по формализованным признакам* (Гельфанд и др., 1972; Ранцман, 1979; Ранцман, Гласко, 2004).

По данным районирования для разных регионов мира были сделаны прогнозы возможных мест сильных землетрясений. В 1974-1984 гг. из 15 происшедших сильных землетрясений мира с M>6 в прогнозных местах оказалось 14 землетрясений. Сделанные прогнозы подтверждались и в последующие годы (Губерман, 1987; Guberman, 2008).

Метод морфоструктурного районирования был применён авторами совместно с Е.Я. Ранцман и М.П. Гласко для моделирования современной блоковой структуры осадочных бассейнов и прогнозирования крупных скоплений углеводородов, как в горных, так и равнинных территориях континентов, а также морских шельфах (Губерман и др., 1986; Гласко, Ранцман, 1991, Ранцман, Гласко, 2004). Совершенствование и проверка технологии проводились при участии М.П. Жидкова, В.В. Максимова, П.В. Максимова.

Задача технологии – получить до проведения полевых сейсморазведочных и буровых работ данные о расположении зон возможного нефтегазонакопления, в которых существует наиболее высокая вероятность открытия крупных углеводородных ресурсов.

Такой прогноз основывается на следующих теоретических положениях.

1. Формирование всех нефтяных и газовых месторождений на Земле обусловлено одним и тем же механизмом – внедрением по дискретным субвертикальным каналам в осадочные бассейны литосферы нефтегазового глубинного флюида. Этот процесс носил глобальный характер и происходил всюду, где имелись условия для сохранения скоплений УВ.

2 Каналы миграции углеводородов выделяются в блоковой структуре осадочного бассейна, как места пересечения границ блоков земной коры, выраженных тектоническими нарушениями (разломами). Обычно это места сочленения границ трех и более блоков. Наиболее значительные каналы миграции углеводородов приурочены к дизъюнктивным узлам – пересечению крупных разломов, уходящих корнями в мантию.

3. Процесс формирования существующих месторождений нефти и газа происходил в новейшую тектоническую эпоху (N- Q). Залежи нефти и газа в большинстве имеют молодой (постальпийский) возраст. В полной мере это относится к крупным и гигантским месторождениям. Поэтому для прогнозирования крупных месторождений имеет значение блоковая структура, сформировавшаяся в новейшую геологическую эпоху, то есть во время формирования рельефа современной земной поверхности.

4. Современная блоковая структура земной коры отражена в лике земной поверхности (рельеф, речная сеть, ландшафты). Процессы формирования месторождений оставляют в блоковой структуре «следы», которые можно распознать по комплексу морфоструктурных и геологических признаков.

В статье приведены результаты исследований по решению этой задачи, а также данные по тестированию новой технологии локального прогноза крупных месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах.

1. Методология прогнозирования

1.1. Моделирование современной блоковой структуры земной коры

В морфоструктурном районировании использованы формы рельефа и дренажной сети тектонической природы, а также особенности геологической структуры бассейна. Исходными материалами для моделирования служат топографические, геологические и тектонические карты разных масштабов, космические снимки, региональные геологические материалы. Все операции по моделированию формализованы и могут быть компьютеризированы.

В картографической модели современной блоковой структуры земной коры выделяются:

а) *блоки* разных иерархических уровней – относительно стабильные участки земной коры, геодинамическая жизнь которых, отличалась от смежных блоков; внутренний облик блоков разного иерархического уровня в ландшафтном отношении относительно однороден;

б) границы блоков – линейные зоны (*морфоструктурные линеаменты*), соответствующие иерархии блоков; границы проводятся по существенным изменениям информативных признаков рельефа, речных долин и других элементов ландшафта.

в) *морфоструктурные узлы* – места пересечения или сочленения границ блоков разных рангов, наиболее активные элементы блоковой структуры, представляющие собой некоторые раздробленные области вокруг пересечений границ блоков; морфоструктурные узлы – основные объекты прогнозирования.

Морфоструктурные узлы интерпретируются как активизированные в новейшую и современную геологические эпохи тектонические дизъюнктивные узлы. В морфоструктурных узлах, активизируются не только поверхностные, но и глубинные процессы, способствующие вертикальной миграции глубинных флюидов. Морфоструктурные узлы идентифицируют не только каналы поставки вещества в осадочные бассейны, но и зоны повышенной раздробленности (мелкоблоковости) на всех этажах бассейна, где создаются структурные и литологические ловушки для аккумуляции углеводородов.

Все части морфоструктурной модели блоковой структуры представляют собой элементы единой иерархической системы и не могут интерпретироваться независимо.

Для прогнозирования размещений крупных и гигантских месторождений нефти и газа создаются два уровня картографических моделей современной блоковой структуры земной коры: региональный и локальный.

Региональная модель строится для осадочного бассейна в целом или геоморфологически единой его части в масштабах от 1:2500000 до 1:500000. По этой модели прогнозируется размещение узлов крупного нефтегазонакопления радиусом 30-100 км, в зависимости от размеров бассейна и количества узлов. На региональной модели выделяются три ранга блоков: наиболее крупные из них *макроблоки (*в горах – *горные страны)*, имеют границы 1-го ранга; макроблоки разделяются на менее протяженные *мезоблоки*, с границами 2-го ранга; мезоблоки делятся на *блоки* с границами 3-го ранга.

Схождениями (стыковками) границ разных рангов создают *морфоструктурные узлы* – наиболее геодинамически активные элементы блоковой структуры.

Морфоструктурный узел на земной поверхности представляет собой мелкоблоковую территорию разных размеров. Границы морфоструктурного узла предварительно определяются условным кругом км вокруг токи пересечения границ блоков на карте. Существенно при этом, чтобы площади кругов занимали в сумме не более 50% площади районирования. В крупном бассейне обычно имеется до нескольких десятков морфоструктурных узлов. Морфоструктурные границы территории узла устанавливаются на картах более крупного масштаба, чем рабочие карты.

Локальные модели создаются в масштабе 1:300 000 — 1: 50 000 для территорий морфоструктурных узлов, распознанных в качестве перспективных. Цель локального моделирования – выделить каналы миграции углеводородов внутри узла крупного нефтегазонакопления, и тем самым сократить территорию поисков. Моделирование мелкоблоковой структуры узла проводится по той же методике, по которой создается региональная модель.

В качестве элементов блоковой структуры территории морфоструктурного узла выделяются: узел в целом (4-й ранг), группы мелких блоков (5-й ранг), мелкие блоки (6-й ранг). Соответственно определяется и ранг границ мелких блоков. На сочленении границ мелких блоков разных рангов выделяются *внутренние морфоструктурные узлы*. Морфоструктурные границы узлов проводятся по началу дробления блоков. Это дробление может быть связано с гидравлическим эффектом поднимающихся флюидов. Реальный узел может располагаться несимметрично относительно геометрического центра узла и выходить за пределы условной границы — окружности, проведенной из точки пересечения осей линеаментов.

1.2. Объекты прогноза и распознавание узлов крупного нефтегазонакопления

Объекты прогноза на региональных моделях боковой структуры – это морфоструктурные узлы, отвечающие современным дизъюнктивным узлам и представляющие собой возможные места вторжения и разгрузки мантийных флюидов в осадочных бассейнах. Установлено, что *крупные месторождения нефти и газа в бассейне приурочены к морфоструктурным узлам*, но не ко всем. Задача прогнозирования – распознать среди морфоструктурных узлов на региональной блоковой модели бассейна *перспективные морфоструктурные узлы,* в которых имеется наиболее высокая по сравнению с окружающей территорией плотность запасов углеводородов. В перспективных узлах с большой вероятностью находятся самые крупные в бассейне месторождения нефти газа.

В работе использовались два метода распознавания перспективных узлов. Первый метод «с обучением» может быть применён в бассейнах, где уже есть открытые крупные месторождения нефти и газа. В этом случае перспективные узлы распознаются с помощью обучающейся программы распознавания образов. Программа отбирает признаки, характерные только для узлов с крупными месторождениями, и делает прогноз по остальным узлам. Второй метод «без обучения» применяется для бассейнов, в которых месторождения углеводородов еще не открыты или известны только мелкие месторождения. В этом случае используются признаки, установленные для бассейнов с крупными месторождениями, адаптированные в виде алгоритма, учитывающего характер рельефа земной поверхности. Оба метода по эффективности вполне сопоставимы.

Набор критериев, по которым распознаются перспективные морфоструктурные узлы, связан, в основном, с геодинамической характеристикой территории узла, выраженной через его морфоструктурные особенности. В качестве основных критериев прогноза крупных месторождений нефти и газа эмпирически были выбраны следующие показатели:

- признаки растяжения земной коры (средняя высота рельефа на площади узла);
- интенсивность вертикальных движений (величина разброса высот рельефа в пределах площади узла);

- проницаемость узла в виде раздробленности блоков (количество морфоструктурных линеаментов, формирующих узел);
- глубина возможных каналов миграции углеводородов (чем выше ранг, тем глубже вертикальная граница блока);
- интенсивность дегазации Земли (положение узла относительно глобальных поясов сейсмотектонической активности);
- условия сохранности углеводородных скоплений (мощность осадочной толщи бассейна в окрестностях узла не менее 2 км).

Ни один из этих критериев нефтегазоносности не содержит данные о результатах разведки и об известных месторождениях на данной территории. Это означает, что, во-первых, прогнозирование можно проводить на территориях, где месторождения нефти и газа еще не открыты. Во-вторых, технологию прогноза можно объективно проверять ретроспективно на территориях с известными месторождениями нефти и газа.

Региональные модели современной блоковой структуры земной коры позволяют наиболее рационально ориентировать главные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. Распознанные в блоковой структуре перспективные морфоструктурные узлы представляют собой на всем своем протяжении территории и акватории с высокой плотностью углеводородных ресурсов в недрах.

3. Опыт прогноза крупных месторождений нефти и газа по моделям современной блоковой структуры земной коры

Технология локального прогноза крупных месторождений нефти и газа по картографическим морфоструктурным моделям современной блоковой структуры земной коры проверялась на примере многих крупных нефтегазоносных бассейнов мира. Рассмотрим некоторые из этих результатов.

3.1. Бассейны межгорных и предгорных территорий горного пояса Анд Южной Америки

Впервые метод распознавания мест крупных месторождений нефти и газа по картам современной блоковой структуры земной коры был применён к бассейнам горного пояса Анд Южной Америки (Губерман и др. 1986). Схема морфоструктурного районирования Анд была составлена М.П. Жидковым по методу и под руководством Е.Я. Ранцман для проекта прогноза мест сильных землетрясений этого региона, и опубликована в 1981 и 1982 гг. (Жидков, 1981; Габриэлов и др., 1982). На схеме морфоструктурного районирования горного пояса Анд выделены территориальные единицы - блоки 1 и 2 и 3 рангов с ограничивающими их линеаментами, а также главные сдвиги, которым присвоен первый ранг. На пересечении линеаментов разных рангов выделены морфоструктурные узлы, которые стали объектом прогноза мест сильных землетрясений. Опубликованная схема современной блоковой структуры горного пояса Анд без каких-либо изменений была использована для тестирования новой технологии прогнозирования крупных месторождений нефти и газа этого региона (рис. 1). Границы узлов определялась условно — кругом радиусом 75 км с центром в точке пересечения морфоструктурных линеаментов. Оказалось, что 16 из 17 наиболее крупных для каждого бассейна месторождений нефти и газа расположены не далее 75 км от морфоструктурных узлов (табл. 1).

При случайном равномерном распределении в этом регионе в узлы должны были попасть менее половины месторождений. Таким образом, на рассматриваемой территории крупнейшие месторождения нефти и газа, приурочены к морфоструктурным узлам (но не к одним и тем же). Полученный результат позволил поставить задачу на распознавание — разделение узлов на два класса: содержащие и не содержащие крупных месторождений нефти и газа.

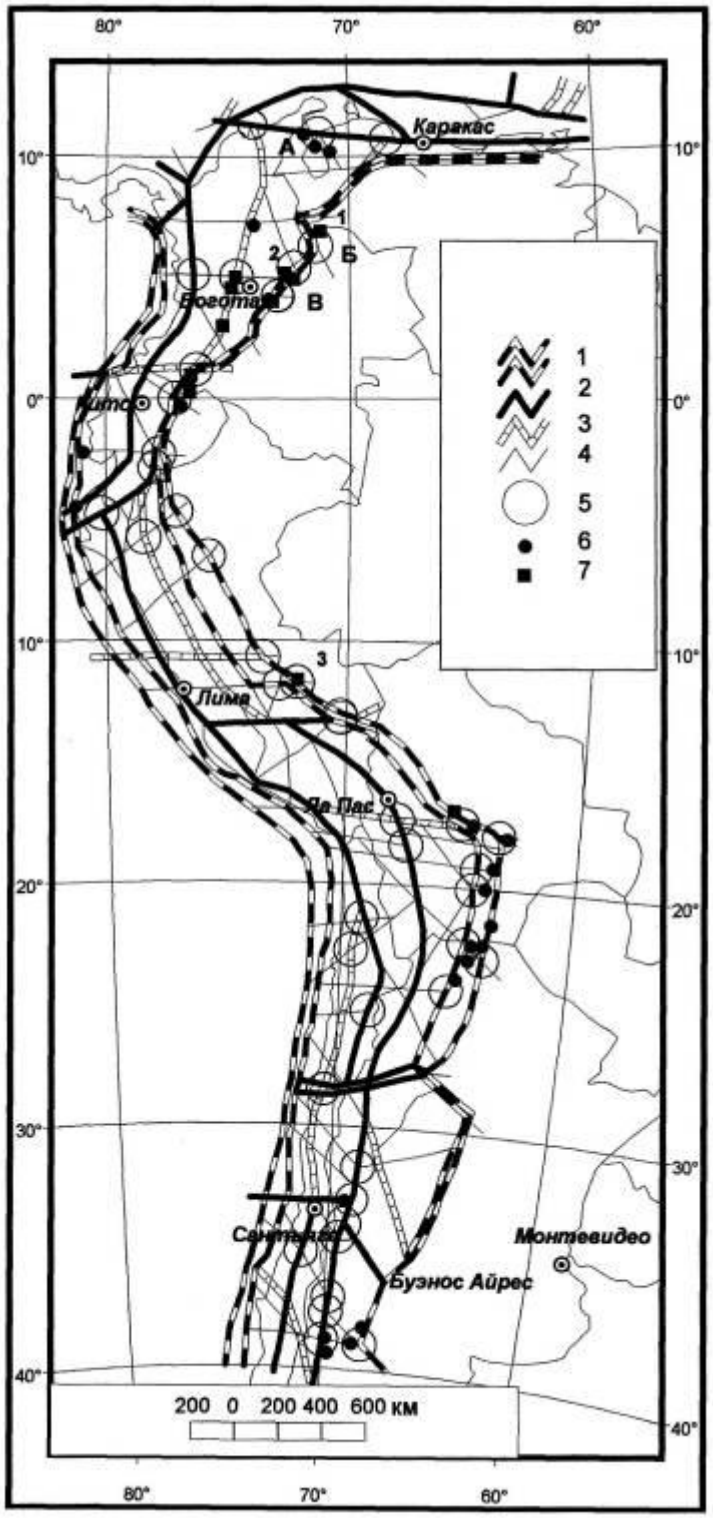


Рис. 1. Результаты распознавания мест крупных месторождений нефти и газа в бассейнах горного пояса Анд в 1986 г. (по Губерман и др., 1986; Губерман, Пиковский, 2004). Обозначения: 1-4 – элементы современной блоковой структуры: 1-2 – надранговые границы и границы горных стран (1 ранг); 3 – границы мезоблоков (2 ранг); 4 – границы блоков (3 ранг); 5 – условные границы перспективных морфоструктурных узлов радиусом 75 км; 6 – крупные месторождения, открытые до 1986 г.; 7 – крупные месторождения, открытые в 1986-2000 гг.: 1- Кано-Лимон, 2- Кузиана и Купиагуа, 3- Камисеа; перспективные морфоструктурные узлы, для которых проведён локальный прогноз: (А – Маракаибский, Б – Лльянос- СЕ6; В – Лльянос-СЕ7).

Распознавание проводилось среди 80 морфоструктурных узлов, лежащих в пределах осадочных бассейнов. 37 узлов приходились на бассейны, где такие месторождения известны не были. Задача распознавания решалась с помощью программы “Кора-3”, которая описана в работах (Губерман, 1987; Guberman, 2008). Для обучения были использованы характеристики 9-ти узлов, в которых имелись крупные месторождения нефти, и 30-ти узлов, в которых месторождений нефти и газа известно не было. По найденным признакам были протестированы характеристики всех узлов, взятых для распознавания. В результате тестирования на территории межгорных и предгорных бассейнов Анд (общая площадь 2,9 млн кв. км) к нефтегазоносным было отнесено 38 морфоструктурных узлов.

Таблица 1. Расстояние от самых крупных в нефтегазоносных бассейнах месторождений нефти и газа до ближайшего морфоструктурного узла горного пояса Анд (до составления прогноза)

Название месторождения	**Страна**	**№ узла**	**Расстояние до центра узла, км**
Маракаибский бассейн			
Боливар	Венесуэла	C13	85
Ла-Пас	Венесуэла	C13	40
Бассейн Верхней и Средней Магдалены			
Ла-Сира-Инфантас	Колумбия	CO7	55
Верхнеамазонский бассейн			
Орито	Колумбия	C11	60
Сача	Эквадор	C12	55
Бассейн Гуаякиль-Прогрессо			
Анкон	Эквадор	JH2	65
Амистад	Эквадор	CH7	55
Ла-Бреа-Паринас	Перу	CKJ	35
Центрально-Предандийский бассейн			
Санта-Крус	Боливия		0
Камири	Боливия		65
Бассейн Сальта			
Кампо-Дуран	Аргентина	V08	75
Каймансито	Аргентина	V07	75
Бассейн Мендоса			
Тупунгато	Аргентина	PQ5	55
Барранкас	Аргентина	PQR	40
Бассейн Неукен			
Пуэсто-Эрнандес	Аргентина	RS2	40
Эстастион	Аргентина	ES1	30
Пласа Уинкуль	Аргентина	RS3	55

Общая площадь распознанных узлов составляла около 19 % от площади осадочных бассейнов этого региона в пределах границ районирования. Среди них 12 узлов уже содержали крупные месторождения нефти, а в остальных разведка еще не была проведена или закончена. Прогноз (рис. 1) был впервые опубликован в 1986 г. (Губерман и др., 1986).

С 1986 по 1999 г. в бассейнах Анд было открыто около 70 месторождений нефти и газа. В их числе было несколько нефтяных гигантов в бассейнах Льянос, Колумбия (Кано-Лимон, Кузиана, Купиагуа, Вулканера, Касталья, Восточный Апай), Укаяли, Перу (Камисеа) и др. 80% вновь открытых месторождений, включая все самые крупные, оказались приуроченными к морфоструктурным узлам, распознанным по карте современной блоковой структуры как потенциальные узлы крупного нефтегазонакопления (см. рис. 1). Таким

образом, еще в 1986 г. на прогнозной карте были показаны места всех будущих крупных открытий, которые позднее были сделаны в бассейне Лльянос и других бассейнах региона.

Представляет интерес сравнение количества месторождений нефти и газа Латинской Америки на картах в *International Petroleum Encyclpedia за 1984 и 2010 гг.*, по отношению к прогнозным перспективным узлам, опубликованным в 1986 г. (табл. 2). Нанесённые на карты месторождения – это не все открытые месторождения, а наиболее крупные, которые помещены на мелкомасштабных картах в источнике. Можно видеть, что большинство новых месторождений в разных странах (от 75 до 100%) открывались в распознанных перспективных узлах.

Таблица 2. Количество месторождений Латинской Америки, нанесённых на карты в Международной нефтяной энциклопедии 1984 т 2010 гг. по отношению к прогнозным перспективным узлам, опубликованным в 1986 г.

	Колумбия Эквадор	**Перу**	**Боливия**	**Аргентина**	**Все страны**
Число ПУ	9	7	7	9	32
Площадь ПУ	160000	124000	124000	160000	568000
Площадь бассейнов	479150	574150	1431000	501000	2984000
% площади ПУ от площади бассейнов	33,3	21,6	8,6	32,0	19,0
IPE-1984					
К-во м-ний в ПУ	31	22	16	26	95
К-во м-ний вне ПУ	48	9	11	3	71
% м-ний в ПУ	39	71	59	89	57
IPE-2010					
К-во м-ний в ПУ	63	26	21	32	142
К-во м-ний вне ПУ	55	10	11	5	81
% м-ний в ПУ	53	72	66	84	64
Месторождения, открытые 1985-2010 гг. (добавлены на карту в IPE-2010)					
К-во м-ний в ПУ	32	4	5	6	47
К-во м-ний вне ПУ	7	1	0	2	10
% м-ний в ПУ	82	80	100	75	82

ПУ – перспективные узлы. Источники: IPE-1984- карта в International Petroleum Encyclpedia 1984 г. IPE-2010- карта в International Petroleum Encyclpedia 2010 г.

Бассейны молодых платформ. Западная Сибирь

Тесная пространственная связь месторождений нефти и газа с морфоструктурными узлами отчётливо прослеживается в крупнейшем нефтегазоносном бассейне мира — Западно-Сибирском (Ранцман, 1989). Современный структурный каркас в блоковой структуре Западно-Сибирского бассейна составляют четыре макроблока: Пур-Тазовский, Нижнеобский, Обско-Иртышский и Приуральский. Макроблоки разделяются на структуры 2-го порядка — мезоблоки, а те, в свою очередь, на структуры 3-го порядка — блоки (рис. 3).

Естественный характер такого расчленения хорошо подчёркивает современная речная сеть территории. Границы макроблоков и мезоблоков — морфоструктурные линеаменты 1-го и 2-го порядков — как пространственно, так и по ориентации хорошо корреспондируются с положением грабенов триасовой рифтовой системы Западной Сибири на участках ее активизации в современную эпоху. В блоковой структуре Западно-Сибирского бассейна (за исключением Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей, которые не районировались) на площади 1,9 млн кв. км выделено 50 морфоструктурных узлов, созданных пересечениями границ блоков — линеаментов первого, второго и третьего рангов.

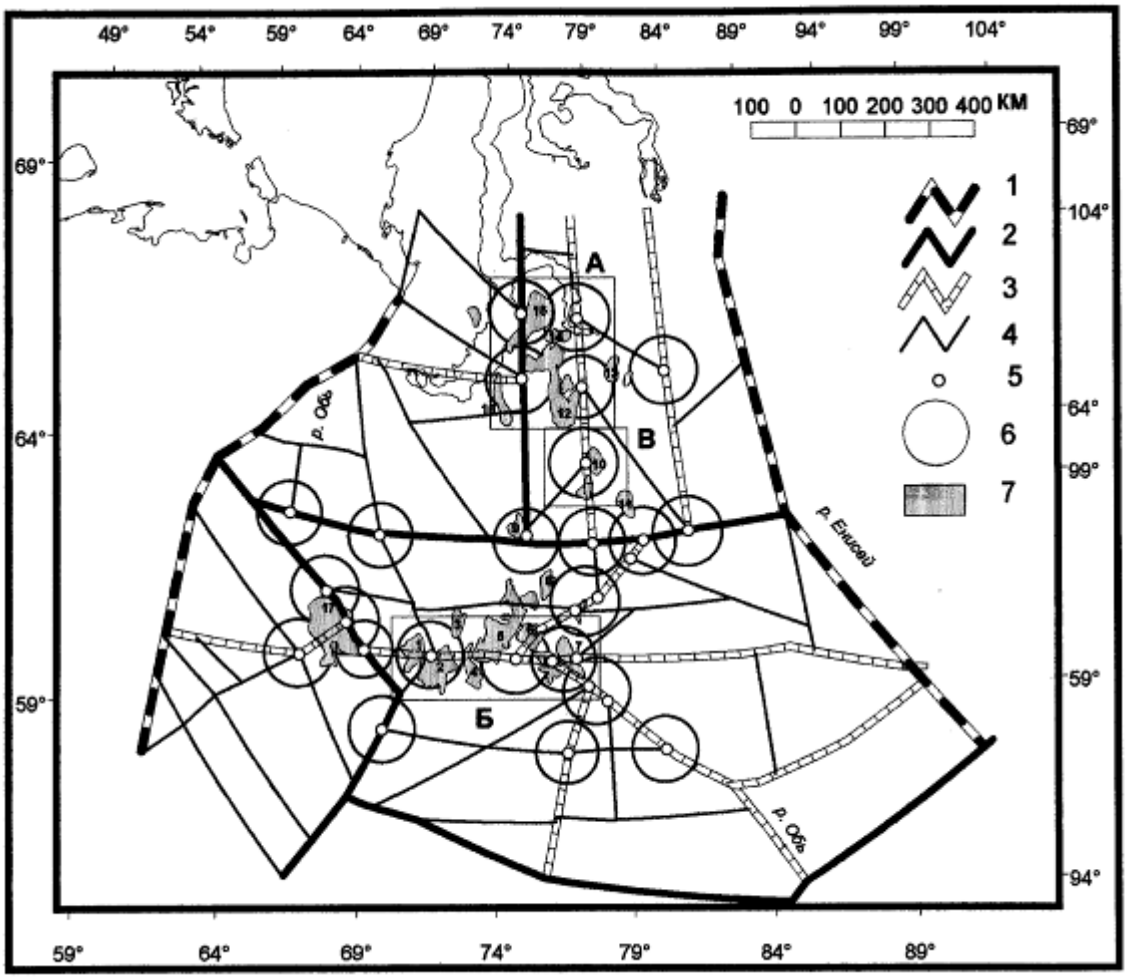


Рис. 2. Региональная современная блоковая структура Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и ретроспективный прогноз перспективных морфоструктурных узлов (по Ранцман, Гласко, 2004; Губерман, Пиковский, 2004). Обозначения: 1–4 – элементы блоковой структуры (см. рис. 1); 5 – центры распознанных перспективных морфоструктурных узлов; 6 – площади перспективных узлов с радиусом 75 км; 7 – крупнейшие месторождения нефти и газа Западной Сибири: 1– Приобское, 2– Салымско-Правдиское, 3 – Лянторское, 4 – Усть-Балык-Мамонтовское, 5 – Федоровское, 6 – Покачевское; 7 – Самотлорское, 8 – Повховское, 9 – Сутормнское, 10 – Восточно-Таркосалинское, 11 – Харампурское, 12 – Уренгойское, 13 – Заполярное, 14 – Северо-Уренгойское, 15 – Ямбургское, 16 – Медвежье; 17- Красноленинское. Группы морфоструктурных узлов, по которым тестировался локальный прогноз по мелкоблоковой структуре перспективных узлов: А – северная группа, Б– Среднеобская группа, В – Пурский узел.

По морфоструктурным и геологическим признакам распознано 24 перспективных узла с радиусом 75-80 км. В этих узлах на 24% площади бассейна находятся 26 из 30 (около 86%) гигантских месторождений нефти и газа Западной Сибири с геологическими запасами более 500 млн т в нефтяном эквиваленте. Вероятность случайного попадания месторождений в прогнозную зону в такой выборке крайне мала.

Древние платформы. Западно-Канадский бассейн

Картографическая модель современной блоковой структуры платформенной равнины Канады (Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн) составлена Е.Я. Ранцман и М.П. Гласко методом формализованного морфоструктурного районирования в масштабе 1:2500 000. Западная и восточная границы платформы проходят по линеаментам высшего ранга, отделяющим плато от горного пояса Кордильер на западе и Канадского щита на востоке.

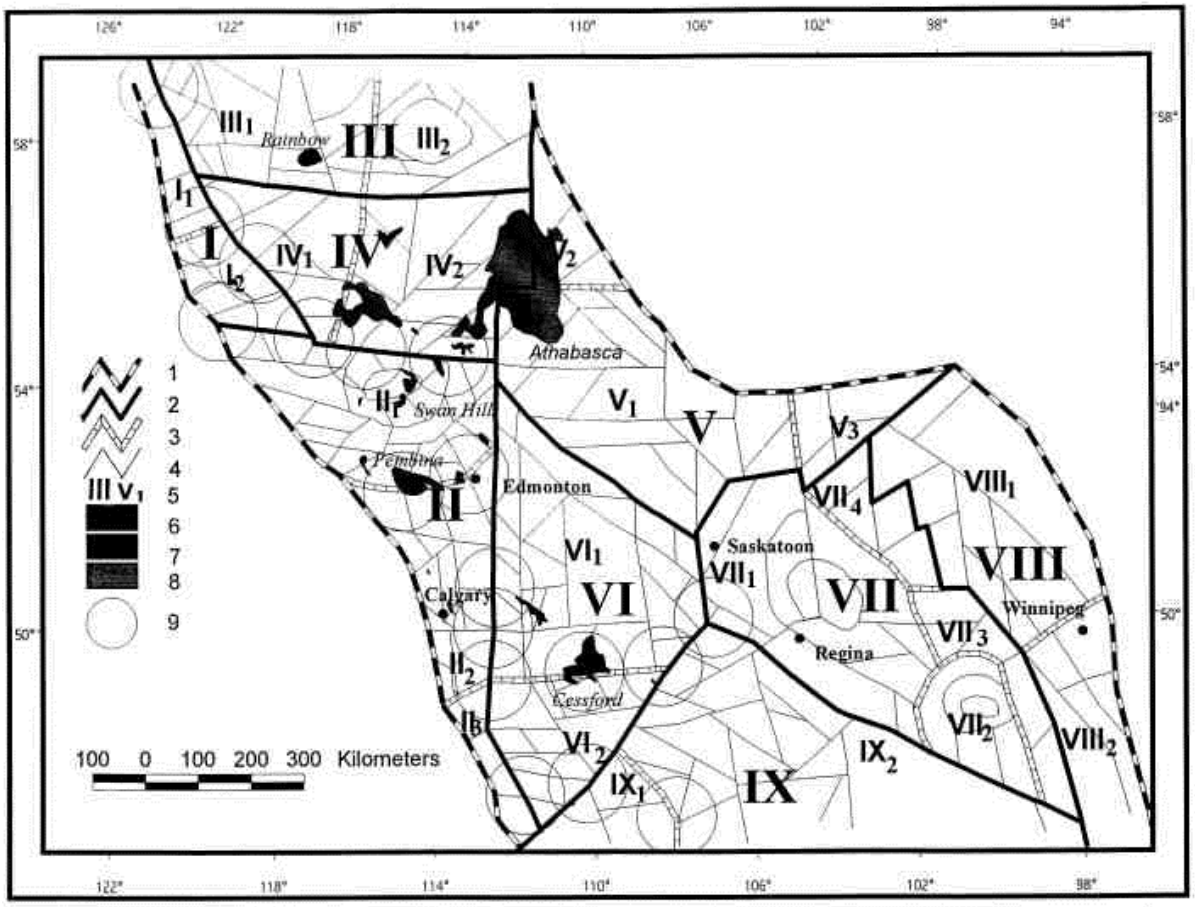


Рис. 3 Современная блоковая структура земной коры и узлы нефтенакопления Западной Канады. Условные обозначения: 1–4 границы блоков *(м*орфоструктурные линеаменты): 1 — высшего ранга; 2 — первого ранга; 3 — второго ранга; 4 — третьего ранга; 5 — территориальные единицы (макроблоки и мезоблоки); 6-8 — крупнейшие месторождения: 6 — нефти; 7 — природного газа; 8 — асфальтовых песков; 9 — морфоструктурные узлы (радиус 75 км), распознанные как перспективные для разведки крупных месторождений нефти и газа.

На севере и юге исследовавшая территория как геоморфологически единая область не заканчивается. Северная граница доходит до 60° северной широты, а южная — до границы Канады и США. На исследованной территории площадью 1 500 000 кв. км в современной блоковой структуре выделяются восемь крупных макроблоков, которые разделяются, в свою очередь, на структуры 2-го (мезоблоки) и 3-го (блоки) рангов. Несмотря на то что по площади эта территория сравнима с Западно-Сибирским бассейном, она гораздо больше раздроблена, особенно на уровне блоков третьего ранга. В современной блоковой структуре Западно-Канадского бассейна распознано в качестве узлов крупного нефтегазонакопления 58 перспективных морфоструктурных узлов. Эти узлы группируются в четыре протяженные зоны нефтегазонакопления вдоль западной части бассейна, прилегающей к Кордильерам (рис. 7). Общая площадь этих зон примерно 320000 кв. км, что составляет 21% от исследованной территории. Двенадцать наиболее крупных нефтяных и газовых месторождений Канады с запасами не менее 50 млн т в нефтяном эквиваленте находятся не далее 50 км от центров распознанных узлов. Это Сван Хиллс, Пембина, Ледюк, Редуотер, Мицу, Тюмер Вэлли, Медисин Халл, Эдсон, Бонни Глен, также крупнейшее месторождение нефтяных песков Пис-Ривер. Морфоструктурный узел, лежащий в пределах площади крупнейшего в мире месторождения нефтяных песков Атабаска, также имеет все морфоструктурные признаки узлов крупного нефтегазонакопления. Однако вследствие малой мощности осадочных пород в районе этого месторождения (меньше 1 км), не позволяют сохраниться в них большим скоплениям жидких и газообразных УВ.

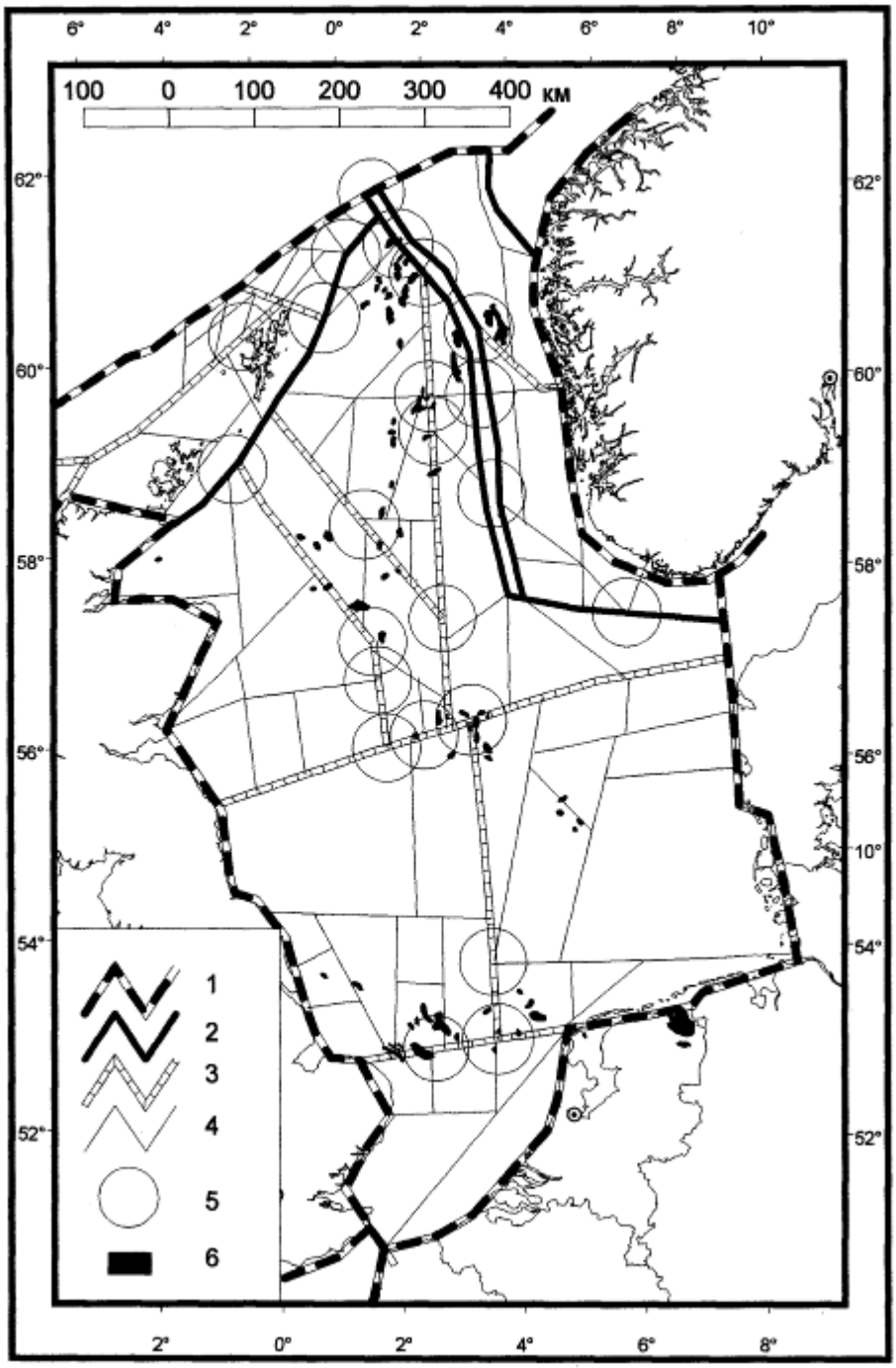


Рис. 4. Ретроспективное прогнозирование месторождений нефти и газа в современной блоковой структуре земной коры шельфа Северного моря. Условные обозначения: Обозначения: 1-4 – элементы современной блоковой структуры: 1– надранговые геоморфоогичекие границы бассейна; 2 –границы макробоков (1 ранг); 3 – границы мезоблоков (2 ранг); 4 – границы блоков (3 ранг); 5 – условные границы перспективных морфоструктурных узлов радиусом 40 км; 6 – наиболее крупные месторождения нефти и газа Северного моря.

Морские шельфы. Северное море

Метод морфоструктурного районирования по формализованным признакам оказался пригодным для моделирования блоковой структуры земной коры шельфа с использованием рельефа морского дна. Такое исследование было проведено на примере шельфа Северного

моря, совпадающего в пространстве с Североморским нефтегазоносным бассейном (Ранцман, Гласко, 2004).

Данных для проведения моделирования блоковой структуры несравненно меньше, чем для работы на поверхности. Во-первых, полностью исключается использование космических снимков. Во-вторых, слой современных осадков сглаживает современный рельеф морского дна, что затрудняет использование контрастности высотных характеристик. Тем не менее инструментарий морфоструктурного районирования дал возможность с такой задачей справиться. Морфоструктурное районирование дна Северного моря проводилось на основе батиметрической карты дна с изобатами через 20 м. Информативными признаками рельефа служили значения глубины дна и рисунок изобат – ориентация и сочетание линий в овальной или линейной форме. Геоморфологические данные поддерживались использованием тектонических схем, позволивших выявить соотношение древних рифтов и элементов современной блоковой структуры морского дна. Описание составления схемы районирования имеется в работе Е.Я Ранцман и М.П. Гласко (2004).

Основные элементы структуры дна Северного моря – это три макроблока: Цетральный, Западный и Восточный. Центральный макроблок с глубинами до 200 м представляет собственно шельф и занимает почти всю площадь дна Северного моря. Глубины двух других макроблков опускаются до 300 м. Центральный макроблок делится на семь мезоблоков на границах которых расположены основные перспективные морфоструктурные узлы с радиусом 40 км. В распознанных узлах оказались 20 из 25 месторождений нефти и газа Северного моря с запасами больше 50 млн. т., в том числе 14 из 18 месторождений с запасами больше 100 млн. т. в нефтяном эквиваленте. Общая площадь перспективных зон примерно 150000 кв. км, что составляет около 25% общей исследованной площади шельфа Северного моря.

Среди крупных нефтяных месторождений, оказавшихся в перспективных узлах, Статфьорд, Брент, Осеберг, Ниниан, Галлифакс, Снорре, Магнус, газовое месторождение Тролл, находящиеся в северо-западной зоне нефтегазонакопления. В центральной части Северного моря на северо-востоке распознанной широтной зоны нефтегазонакопления находится группа крупнейших месторождений Экофиск. На юго-западе Североморского шельфа вокруг распознанного морфоструктурного узла группируются такие газовые гиганты, как Леман, Викинг, Индефа-тигебл, Геветт.

Таким образом, применённая методика морфоструктурного анализа для моделирования современной блоковой структуры земной коры даже на таком ограниченном материале, как рельеф дна морского шельфа, дает результат, позволяющий успешно проводить на его основе эффективный прогноз месторождений углеводородного сырья.

Заключение

Выявлено важное свойство морфоструктурных узлов — приуроченность к ним крупных месторождений нефти и газа.

Распознавание перспективных морфоструктурных узлов в современной блоковой структуре земной коры показало, что в таких узлах, локализуются от 75 до 100% имеющихся в бассейне крупнейших месторождений нефти и газа (таблица 3). Суммарная площадь перспективных узлов составляет в примерно 1/5 территории бассейна. Критерии распознавания в разных бассейнах мира отражают только свойства узлов как каналов миграции флюидов, их геодинамические особенности, и не зависят от возраста и типа бассейнов. Это свидетельствует, что нефть бассейне имеет внешние источники, имеющие глобальное распространение.

В основе глубинной парадигмы поисков крупных скоплений углеводородов лежит модель современной блоковой структуры земной коры осадочного бассейна, которая позволяет выявить каналы миграции глубинных флюидов. Морфоструктурная блоковая модель отражает глубинное строение и геодинамику осадочных бассейнов, влияющую на миграцию углеводородов и формирование их скоплений. По сути – это бассейновое моделирование.

Таблица 3. Примеры ретроспективного прогнозирования узлов крупного нефтегазонакопления в осадочных бассейнах мира по моделям современной блоковой структуры земной коры.

Регион	**Северо-Западные Анды (Колумбия, Эквадор, Перу)**	**Западная Сибирь**	**Бассейн Альберта (Западная Канада)**	**Северное море**
Общая площадь бассейнов, тыс. км	800	1900	1500	600
Количество распознанных перспективных морфоструктурных узлов с радиусом 40-75 км	15	24	22	32
Процент суммарной площади распознанных узлов от площади бассейнов	20	22	21	23
Количество гигантских месторождений нефти и газа, открытых в бассейне на момент прогноза	12	30	8	21
Количество гигантских и крупных месторождений, в распознанных перспективных узлах	12	26	6	19

Только это не то традиционное «бассейновое моделирование», которое основано на оценке «нефтематеринского потенциала» горных пород, а *новое бассейновое моделирование*, состоящее в составлении карт современной блоковой структуры земной коры бассейнов и выявлении в этой структуре тех дизъюнктивных каналов, по которым происходит разгрузка в осадочных бассейнах глубинных флюидов, их разделение на фазы и образование нефтяных и газовых месторождений. На картах морфоструктурного районирования дизъюнктивные узлы выражены морфоструктурными узлами – сочленением границ крупных современных блоков с соответствующими геодинамическими характеристиками.

Технология локального прогноза крупных месторождений нефти и газа, дает возможность быстро и надёжно решить до *начала полевых и буровых работ* задачу выявления в осадочном бассейне узлов крупного нефтегазонакопления радиусом 30-75 км, а внутри них идентифицировать локальные участки с крупными месторождениями нефти и газа.

Геофизические методы исследований в комплексе с геохимическими целесообразно сосредоточить в распознанных морфоструктурных узлах на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ для идентификации объектов поискового бурения и уменьшения геологического риска.

Литература

1. Габриэлов А.М., Гвишиани А.Д., Жидков М.П. Формализованное морфоструктурное районирование горного пояса Анд. – В кн.: Математические модели строения Земли и прогноза землетрясений. Вычислительная сейсмология. Вып. 14. – М.: Наука, 1982. С. 38-56.

2. Гельфанд И.М., Губерман Ш.А., Извекова М.Л., Кейлис-Борок В.И., Ранцман Е.Я. О критериях высокой сейсмичности. – Докл. РАН, 1972, т. 202, № 6. С. 1317-1320.

3. Герасимов И.П. Структура и динамика природы Земли (избанные труды по геоморфологии и региональной географии – М.: Наука, 1993. 336 с. –

4. Герасимов И.П., Ранцман Е.Я. Морфоструктура горных стран и их сейсмичность // Геоморфология, 1973, № 1. С. 3-13.

5. Гласко М.П., Ранцман Е.Я. Географические аспекты блоковой структуры земной коры // Изв. РАН, серия геогр., 1991, № 1. С. 5-19.
6. Губерман Ш.А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике. М.: Недра, 1987. 261 с.
7. Губерман Ш.А., Жидков М.П., Пиковский Ю.И., Ранцман Е.Я. О некоторых критериях нефтегазоносности морфоструктурных узлов (Анды Южной Америки) // Доклады АН СССР, 1986. Т. 291. № 6. С. 1436-1440.
8. Губерман Ш.А., Пиковский Ю.И. Прогноз крупных месторождений нефти и газа по современной блоковой структуре земной коры. – В кн.: Ранцман Е.Я., Гласко М.П. Морфоструктурные узлы – места экстремальных природных явлений. М.: Медиа-Пресс, 2004. С. 168-188.
9. Жидков М.П. Поперечные морфоструктурные линеаменты Анд // Геоморфология, 1981, № 2. С. 47-54.
10. Мещеряков Ю.А. Рельеф и современная геодинамика. М.: Наука, 1981.– 278 с.
11. Ранцман Е.Я. Места землетрясений и морфоструктура горных стран. – М.: Наука, 1979.– 172 с.
12. Ранцман Е.Я. Морфоструктурное районирование Западно-Сибирской равнины по формализованным признакам в связи с локальным прогнозом месторождений нефти и газа // Геоморфология, 1989, № 1. С. 30-39.
13. Ранцман Е.Я., Гласко М.П. Морфоструктурные узлы – места экстремальных природных явлений. М.: Медиа-Пресс, 2004. 224 с.–
14. Сидоров В.А., Багдасарова М.В., Атанасян С.В. и др. Современная геодинамика и нефтегазоносность – М.: Наука, 1989. – 200 с.
15. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 2. М.: Недра, 1976. 584.
16. Тимурзиев А.И. Миф энергетического голода от Хабберта и пути решения глобальной энергетической проблемы на основе реализации проекта «Глубинная нефть» // Недропользование XXI век, 2017, № 5(68). С. 106-121.
17. Тимурзиев А.И. Современное состояние методологии и практики поисков нефти. – В кн.: Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина) – М.: ГЕОС, 2012. – с. 467-487.
18. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 2014. – 202 с.
19. Guberman Sh. Unorthodox Geology and Geophysics. Oil, Ores and Earthquakes. Milano: Polimetrica, 2008. 312 p
20. International Petroleum Encyclopedia, 1984., 2010.
21. Guberman S (2008) Unorthodox geology and geophysics. Polimetrica, Milano
22. Guberman S, Pikovsky Y, Rantsman E (1997) Methodology for Prediction of the Locations of Giant Oil and Gas Reservoirs: Field Results. Proceedings. Society of Petroleum Engineers (U.S.) Western Regional Meeting. SPE 38293.

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ СТРУКТУР ПРИПЯТСКОГО ПАЛЕОРИФТА

Губин В.Н.
Белорусский государственный университет, Минск, Беларусь
E-mail: vngubin@mail.ru

На современном этапе развития неорганического направления в нефтяной геологии особое внимание уделяется выявлению связи нефтегазоносности недр с мантийными очагами генерации глубинных углеводородов (УВ) и зонами их локализованной разгрузки в земной коре. При этом важную роль играют научно обоснованные выводы выдающегося ученого XX века Н.А. Кудрявцева о мантийно-дегазационном генезисе нефти и роли глубинных разломов в вертикальной миграции УВ-флюидов в осадочный чехол и образовании нефтегазовых месторождений [5]. Придерживаясь актуальной в настоящее время научной точки зрения Н.А. Кудрявцева поиски залежей УВ в нефтегазоносных бассейнах весьма перспективно вести в зонах мантийных разломов и прилегающих к ним кольцевых структурах земной коры на основе комплексного анализа данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса и геолого-геофизической информации.

Припятский палеорифтовый бассейн, расположенный на западе Восточно-Европейской платформы, является зоной листрического раскалывания земной коры, образованной под воздействием процессов рифтогенеза в позднедевонскую эпоху герцинского геотектонического этапа. В это время геодинамическая обстановка растяжения палеорифта сопровождалась формированием высокоамплитудных разломов мантийного заложения, интенсивным проявлением магматизма и галогенеза. Флюидально-газовая активизация в зонах глубинных листрических разломов земной коры являлась определяющим фактором формирования нефтяных залежей в палеорифтовом бассейне [2-4].

В пределах Припятского палеорифта непосредственно примыкающи**е** к глубинным разломам кольцевые структуры земной коры обнаруживают связь с каналами разгрузки мантийных флюидопотоков в платформенный чехол и размещением залежей нефти в девонских и верхнепротерозойских отложениях. В результате геолого-геофизической интерпретации данных ДЗЗ из космоса достигается возможность картирования активных на неотектоническом этапе флюидопроводящих кольцевых структур и выявления перспективных объектов для проведения поисковых работ на нефть в палеорифтовом бассейне.

При прогнозировании нефтегазоносности Припятского палеорифта важное значение приобретает выяснение геофлюидодинамических особенностей Полесской кольцевой структуры, северный сегмент которой охватывает Южный нефтегазоперспективный район (рис.1). Кольцевая мегаструктура имеет диаметр около 260 км. Следует отметить, что сходные по размерам и геологической природе подобного типа кольцевые структуры в пределах нефтегазоносных платформенных регионов создают благоприятные условия для миграции глубинных УВ-флюидов в верхнюю часть земной коры и формирования залежей нефти. Еще Д.И. Менделеев, придерживаясь неорганической теории происхождения нефти, обратил внимание на размещение нефтяных месторождений «по дугам больших кругов, отображающих линии разломов». К нефтегазоносным объектам относится, например, Уренгойская кольцевая структура диаметром порядка 350 км, расположенная в северной части Западно-Сибирской плиты [6]. С внешним кольцевым сегментом Уренгойской мегаструктуры связаны крупнейшие Медвежье и Ямбургское газовые месторождения, а также залежи нефти и газоконденсата. В связи с этим особую актуальность приобретает оценка перспектив нефтегазоносности северного сегмента Полесской кольцевой структуры с позиций абиогенного генезиса УВ.

Полесская мегаструктура представляет собой мантийно-коровую кольцевую систему, характеризующуюся высокой степенью вертикальной тектонической расслоенности литосферы.

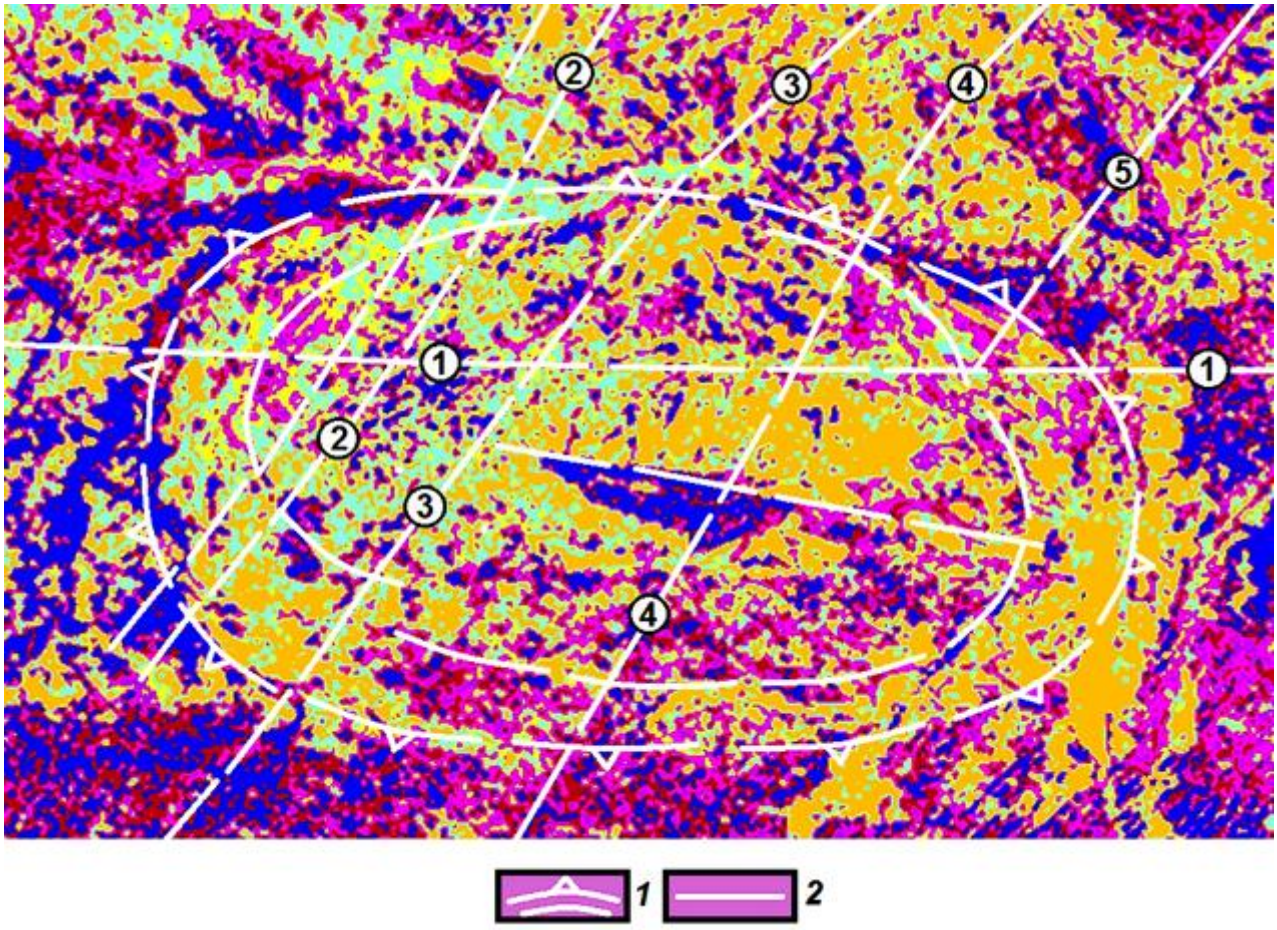


Рис.1. Отображение Полесской кольцевой структуры и глубинных разломов на классифицированном космическом снимке: 1– дугообразные линеаменты Полесской кольцевой структуры, 2 – линеаменты, отражающие неотектонически активные разломы (цифры в кружках): 1 – Южно-Припятский; 2– Малынско-Туровский; 3 – Пержанско-Симоновичский; 4 – Первомайско-Заозерный; 5 – Лоевский.

На основе интерпретации сейсмических материалов в пределах северного сегмента кольцевой мегаструктуры установлено уменьшение мощности земной коры и по поверхности Мохоровичича выделены поднятия изометричной формы. По-видимому, северный сегмент Полесской мегаструктуры отражает контур литосферного пространства со значительным объемом разуплотненной разогретой подкоровой мантии, способной перемещаться вверх, приподнимая при этом поверхность Мохоровичича. Это позволяет предположить, что кольцевые линеаменты рассматриваемой мегаструктуры по аналогии с мантийными разломами, возможно, насыщены глубинными УВ-флюидами и контролируют размещение зон возможного нефтегазонакопления.

В Припятском палеорифте потенциально перспективными в нефтегазоносном отношении являются участки, расположенные в зонах пересечения северного сегмента Полесской кольцевой структуры Малынско-Туровским, Пержанско-Симоновичским, Лоевским, Первомайско-Заозерным, Сколодинским, Буйновичско-Наровлянским и Выступовичским разломами (рис.2). Такие узловые зоны или кентрогенные структуры [8] отличаются повышенной флюидально-газовой активизацией. К Сколодинскому, Буйновичско-Наровлянскому и Выступовичскому разломам приурочены одноименные зоны потенциального нефтегазонакопления, включающие криптодиапировые поднятия по поверхности верхнесолеиосных отложений девонской толщи, образованные процессами галокинеза в позднедевонское время. Соляные купола отличаются высокой активизацией в позднеолигоцен-четвертичное время и отражаются на космических снимках (КС) в виде локальных кольцевых структур диаметром около 3-4 км.

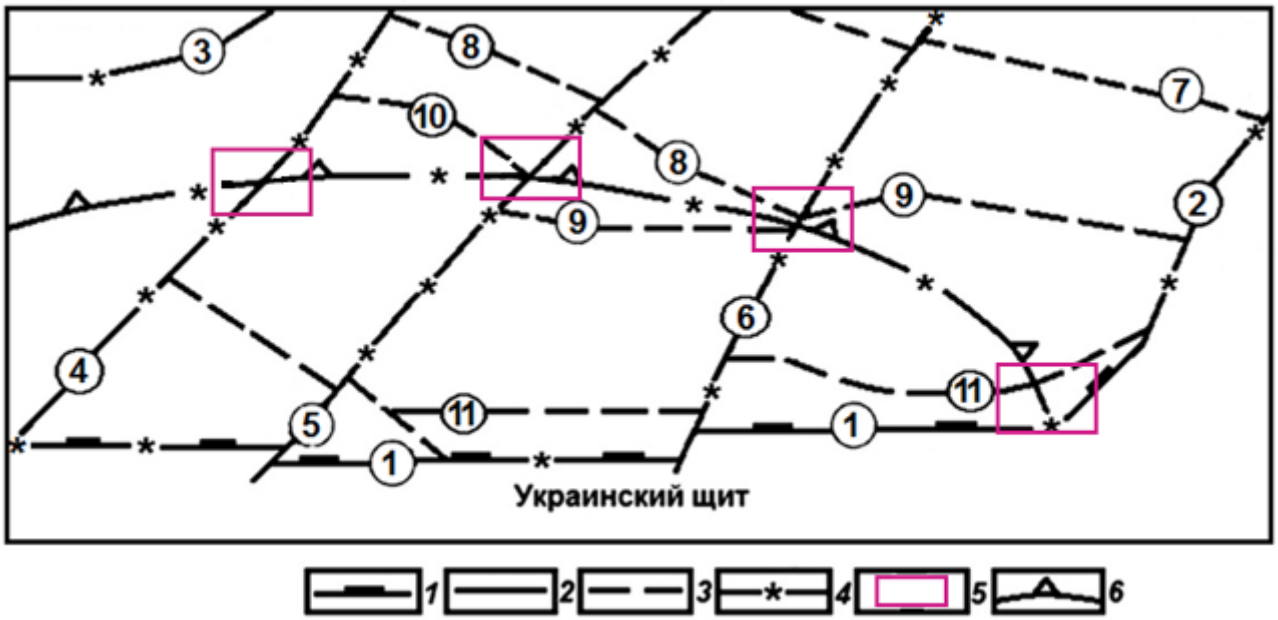


Рис. 2. Схема оценки перспектив нефтегазоносности в пределах северного сегмента Полесской кольцевой структуры: 1 – 3 – листрические разломы [2, 4]: мантийные суперрегиональный (1) и региональные (2), коровые (3); 4 – неотектонически активные разломы; 5 – участки, перспективные для проведения нефтепоисковых работ; 6 – северный сегмент Полесской кольцевой структуры; разломы (цифры в кружках): 1 – Южно-Припятский; 2 – Лоевский; 3 – Микашевичский; 4 – Малынско-Туровский; 5 – Пержанско-Симоновичский; 6 – Первомайско-Заозерный; 7– Азерецко-Великоборский; 8 – Шестовичско-Гостовский; 9 – Буйновичско-Наровлянский;10 – Сколодинский;11– Выступовичский.

Благоприятная геодинамическая обстановка для формирования нефтяных залежей в неотектонически активных криптодиапировых поднятиях, по-видимому, связана с дегазацией мантии и восходящей миграцией УВ-флюидов в осадочную толщу земной коры с последующей их генерацией в соляных куполах. Улучшенными коллекторскими свойствами обладают пласты на сводах и присводовых участках криптодиапиров.

В галитовой субформации и брекчии кепрока отдельных соляных куполов отмечаются проявления УВ. В Сколодинской зоне потенциального нефтегазонакопления по данным сейсморазведки и поискового бурения выявлена залежь нефти в пределах Каменского криптодиапирового поднятия (рис.3).

При постановке дальнейших нефтепоисковых работ в Сколодинской, Буйновичско-Наровлянской и Выступовичской зонах потенциального нефтегазонакопления следует обратить внимание на прогноз залежей нефти как в сводовых частях соляных структур, так и в пределах нижних участков продуктивных горизонтов в подсолевых и межсолевых отложениях, экранированных криптодиапирами верхнесоленосной толщи. В связи со слабой геолого-геофизической изученностью рассматриваемых участков важно оценить перспективы их нефтегазоносности на основе комплексного анализа результатов структурного дешифрирования КС и данных сейсмического зондирования.

В Припятском палеорифтовом бассейне к активным на неотектоническом этапе глубинным разломам и зонам нефтегазонакопления тяготеют локальные кольцевые структуры тектоногенной природы диаметром от 2–3 до 15 км. Кольцевые объекты нередко осложнены системами линеаментов с высокой плотностью их распределения по площади, что свидетельствует о повышенной трещиноватости отдельных участков нефтеносных структур, прилегающих к мантийным разломам. Оперяющие глубинные разломы трещинные зоны способствуют локализованной разгрузке мантийных флюидопотоков в земной коре и образованию залежей нефти в осадочной толще [5, 7].

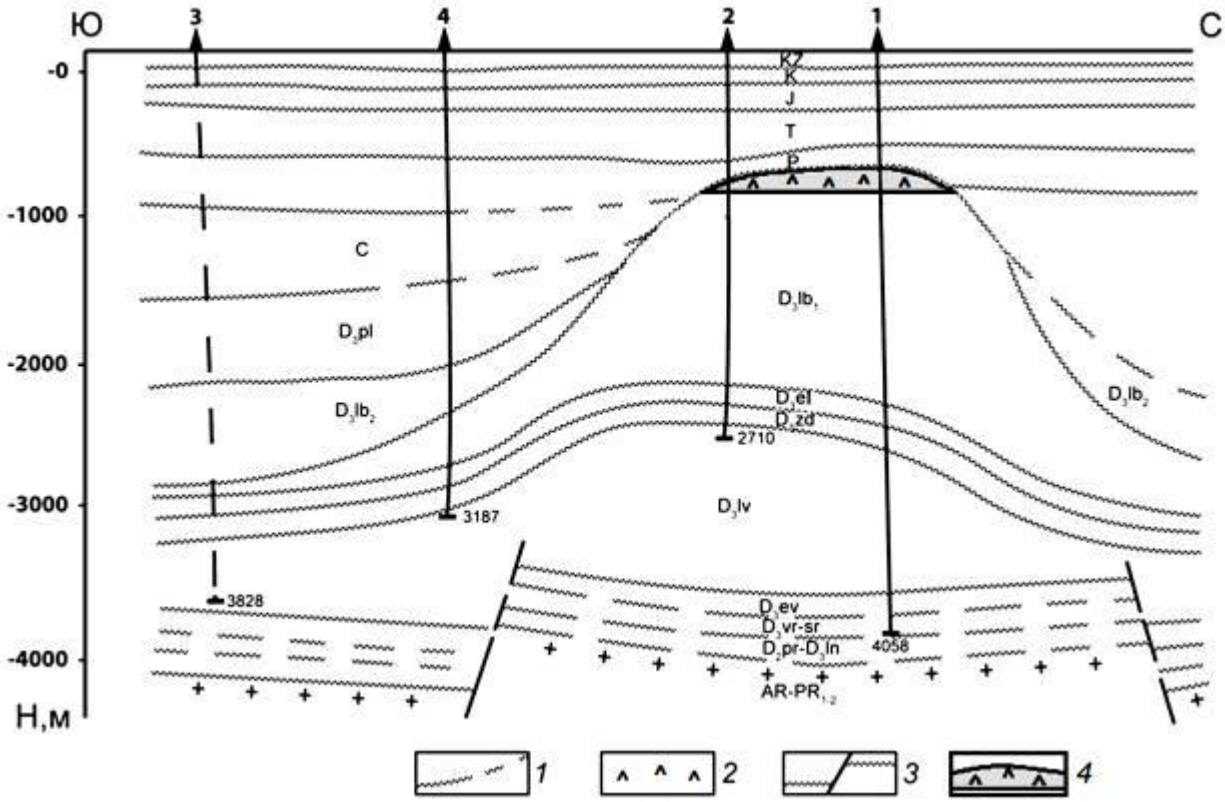


Рис.3. Каменское криптодиапировое поднятие платформенного чехла. Геологический разрез: 1 – стратиграфические границы; 2 – брекчия кепрока; 3 – разрывные нарушения; 4 – залежь нефти

В Северном нефтегазоносном районе Припятского палеорифта в результате геолого-геофизической интерпретации данных ДЗЗ из космоса в пределах Судовицко-Березинской зоны нефтегазонакопления, примыкающей к Северо-Припятскому и Глусско-Березинскому глубинным разломам, выявлены локальные кольцевые структуры, контролирующие тектонически и литологически экранированные залежи УВ. На площади Геологического месторождения нефти оконтурена кольцевая структура, плановое расположение которой согласуется с Центральным блоком, динамически выраженным в сейсмогоризонтах по кровле и подошве межсолевого комплекса (2D и 2Dп) верхнедевонских отложений. Кольцевая структура отчётливо прослеживается по поверхности верхнесоленосной глинисто-галитовой толщи верхнего девона (сейсмогоризонт I), имеющей пликативный характер. В пределах Центрального блока промышленная нефтеносность межсолевого комплекса доказана по материалам разведочного бурения. Тектонически экранированная нефтяная залежь выявлена в петриковском горизонте межсолевого комплекса верхнедевонских отложений.

В Припятском палеорифтовом бассейне особую актуальность приобретает выяснение геологической природы и нефтепоискового значения локальных кольцевых структур на площадях, прилегающих к разрабатываемым нефтяным месторождениям. Формирование новых залежей УВ вблизи действующих месторождениям нефти, возможно, связано с подтоком глубинных УВ-флюидов в зонах региональных мантийных разломов. В пределах приподнятых и опущенных крыльев разломов УВ могут быть генерированы в блоковых и блоково-пликативных структурных формах, испытывающих активизацию в позднеолигоцен-четвертичное время и выраженных на КС в виде локальных кольцевых объектов.

Таким образом, в Припятском палеорифте на основе геолого-геофизической интерпретации данных ДЗЗ из космоса установлены кольцевые структуры земной коры, прилегающие к мантийным разломам и обнаруживающие связь с каналами разгрузки потоков УВ-флюидов в осадочный чехол и зонами нефтегазонакопления. Перспективными в нефтегазоносном отношении являются участки пересечения северного сегмента Полесской

кольцевой структуры глубинными разломами и локальные кольцевые объекты, непосредственно примыкающие к разломам мантийного заложения. Картирование кольцевых структур флюидально-газовой активизации земной коры имеет важное значение при проведении дальнейших нефтепоисковых работ в Припятском палеорифтовом бассейне.

Литература

1. Айзберг Р.Е., Старчик Т.А. Синрифтовая геодинамика Припятского прогиба. Минск: Беларуская навука, 2013. 146 с.

2. Гарецкий Р.Г., Клушин С.В. Листрические разломы в Припятском палеорифте // Геотектоника. 1989. № 1. С. 48–60.

3. Грибик Я.Г. Связь нефтеносности Припятского прогиба с глубинным геологическим строением //Доклады НАН Беларуси. 2004. Т.8. № 5. С. 87–69.

4. Губин В.Н. Новейшая активность и флюидодинамика глубинных разломов Припятского прогиба // Вестник БГУ. Сер. 2. 2016. № 3. С. 113–117.

5. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.

6. Смирнова М.Н. Нефтегазоносные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения // Геология нефти и газа.1997. №9. С.51-55.

7.Тимурзиев А.И., Шумейкин С.А., Шумейкин А.С. Методы и технологии оценки перспектив нефтегазоносности территорий на основе комплексного анализа потенциальных полей, данных сейсморазведки, топогеодезической и космической съемки. Электронный журнал «Глубинная нефть». 2014.Т.2.№3.С.307-340.URL:http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-3-2014_Timurziev-Shumeikin-Shumeikin_2-3-2014.pdf

8.Трофимов Д.М. Об узлах пересечения разрывных дислокаций и их роли в строении земной коры // Методы дистанционных исследований для решения природоведческих задач. Новосибирск. 1986. С. 9–12.

ИЛЛЮЗИИ НАБЛЮДАЕМЫХ «ПРЕДВЕСТНИКОВ» СИЛЬНЫХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ, ВЫЗВАННЫХ ВОДОРОДНОЙ ДЕГАЗАЦИЕЙ

Гуфельд И.Л.[1] , Новоселов О.Н.[2]
1 - Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва
E-mail: igufeld@korolev-net.ru
2 - Московский Государственный технический университет им. Н.Э. Баумана, Москва
E-mail: on-aa@yandex.ru

Роль водородной дегазации недооценивается во многих процессах. Вот некоторые из них. Обсуждается связь с водородной дегазацией с формированием гигантских месторождений нефти и газа и восстановлением их резервуаров, которые нельзя объяснить биогенными моделями, дегазация в значительной мере может контролировать климатические особенности и изменения в биосфере и функционировании биоты. Однако дегазация планеты играет злую шутку с проблемами физики и предвестниками землетрясений. К настоящему времени накоплен более чем критический объем наблюдательных данных, показывающих, что водородная дегазация контролирует состояние предельно энергонасыщенной геологической среды. Водородная дегазация отражается во многих наблюдениях вариаций параметров, прежде всего структурно чувствительных скоростях сейсмических волн, от верхней мантии до верхней коры.

Перечислим их.

1. Скорости тектонических деформаций имеют порядок приливных деформаций. При этом в сейсмоактивных и асейсмичных регионах плотность потока слабых землетрясений различается на три порядка, а вариации объемного деформирования, с которым связывают подготовку землетрясений, лежат в пределах одного порядка (М.В. Невский [1]).

2. При мониторинге различных полей в сейсмоактивных и асейсмичных зонах наблюдалась непрерывная изменчивость параметров среды, представляемая набором гармоник с периодами от часов – суток до многих лет. Причем эти вариации параметров полей происходят в условиях квазипостоянных градиентов литостатического давления и температуры [2]. Это происходит в условиях предельной энергонасыщенности среды.

3. В.В. Адушкин с сотрудниками [3] обнаружили вариации времен пробега продольных сейсмических волн на трассах подземных ядерных взрывов (штат Невада, США) – сейсмическая станция Боровое (сейчас это республика Казахстан) с периодами 6-7 и 9-11 лет. Показано с использованием в качестве источников упругих волн ядерных взрывов, что независимо от тектонической активности региона в параметрах сейсмических волн в литосфере наблюдаются гармонические составляющие с периодами 4-6 лет.

4. Было показано чередование зон с повышенными и пониженными скоростями продольных сейсмических волн в пределах глубин 80-300 км.

Очевидно, что таким неуловимым для мониторинга фактором могли быть только восходящие потоки водорода, взаимодействующие со средой и перманентно изменяющие ее параметры. Однако и сама геологическая среда имеет определенные особенности, существенно отличающую ее от лабораторных образцов.

С глубин около 5-7 км за счет литостатического давления среда переходит в трещиноватое состояние, на этой глубине достигается уже предел упругости. При наличии флюида происходит дополнительное микроразрушение. Более высоких напряжений достичь нельзя, поэтому не может идти и речь о накоплении дополнительных напряжений, среда уже находится в почти предельном по упругой энергии напряжении [4]. Большинство сильнейших сейсмических актов происходит на уже существующих границах блоков и плит за счет быстрой подвижки блоков или отдельностей относительно друг друга. Понимание того, что сейсмический акт не разрыв или трещина, которые происходят в предельно энергонасыщенной и перманентно изменчивой геологической среде, ставило принципиальным вопрос об изменении подходов к поиску так называемых предвестников сильных землетрясений. Однако это не происходит многие годы.

Сейсмологи, полагая, что землетрясения связаны с подготовкой локального разрыва среды, предвестником конкретного землетрясения считали возмущения всех полей, которые могли быть вызваны локальным процессом подготовки землетрясения. Подготовку события связывали с деформацией среды. Однако большинство предвестников, за исключением сейсмологических, искали в поверхностном и не нагруженном слое литосферы, поэтому они в принципе не могли быть предвестниками конкретного сейсмического события.

Для геологической среды была характерна другая ситуация, которая не учитывалась. Контролируемые возмущения различных полей в поверхностном слое литосферы отражали активизацию сейсмотектонического процесса на большой территории и в широком диапазоне глубин, где положение эпицентра (или гипоцентра) возможного сильного землетрясения, также, как и его краткосрочный возможный период опасности, заранее не известны. Этот мониторинг не контролирует развитие самого сейсмотектонического процесса, однако отражает его. Что происходит в среде мы не знаем, сам процесс не контролируется. Поэтому мы не можем прогнозировать развитие различных ситуаций для долгосрочного и среднесрочного периода опасности. Реально можно говорить только о региональной потенциальной сейсмической опасности по многолетним данным статистического анализа. Для предупреждения населения необходима, как известно, краткосрочная оценка ситуаций с указанием на эпицентральную зону.

Приведем в качестве примеров результаты некоторых измерений параметров среды, предшествующие сильным землетрясениям на примере Камчатского региона, подтверждающие эти выводы. Для теста подходят десятилетний опыт мониторинга на Камчатском полигоне и, конкретно, Жупановское землетрясение (глубина гипоцентра 180 км), мониторинг которого осуществляли несколькими методами.

1. Регистрация объемной активности подпочвенного радона проводилась на глубине около 3.5 м (пункт ПРТ) в зоне полного влагонасыщения в период 2000 – 2016 годы [5]. Тренды увеличения объемной активности наблюдались с мая 2003 по декабрь 2005 года, в течение 2010 года и с ноября 2012 по февраль 2015 года. Эти тренды заканчивались спадом активности почти до фонового уровня, в период которого произошли землетрясения: Олюторское, 20.04.2006г. с M7.6, Симуширские события 15.11.2006 г. и 13.01 2007 г. с магнитудами 8.3 и 8.1; событие Тохоку (Япония) 11.03.2011 г. с M9.0; Жупановское событие 30.01.2016 г. с M7.2. Заметим, большинство событий коровые. Удивительным является то, что одна точка мониторинга в поверхностном слое континентальной коры оказалась чувствительной для долговременных процессов, протекающих от нее на севере в континентальной коре на расстоянии около 1500 км, на юге в океанической коре – до 2500 км и события, развивающегося с глубины 180 км в океанической коре.

2. Многолетние уровнемерные измерения в скважинах Е-1 и ЮЗ-5 [6]. Были показаны два типа особенностей изменения уровня воды. Первый – долговременный тренд понижения уровня воды (1991-1997 и 2011-2016 годы) в периоды которого на расстояниях до 300 км произошли землетрясения с магнитудами 6.9 – 7.8, включая Жупановское землетрясение. Очевидно, что этот тренд отражал геодинамическую ситуацию регионального плана и указывал на повышенную вероятность реализации сильных землетрясений. Второй – быстрые изменения уровня воды непосредственно перед рядом землетрясений, включая Жупановское, для которого наблюдалось повышение уровня воды на скважине ЮЗ-5 примерно за 3.5 месяца и понижение уровня воды за 21 сутки на скважине Е-1, причем амплитуды изменения уровня и периоды восстановления фонового уровня на двух скважинах близки. По быстрым изменениям уровня воды был дан правильный **региональный прогноз**, в период которого произошло Жупановское событие.

3. Скважинный мониторинг геоакустической эмиссии и электрического сопротивления прискважинной зоны в период Жупановского землетрясения [7]. В июле и октябре месяцев 2015 г. наблюдались «одновременно резкие изменения в характерах рядов геоакустической эмиссии (ГАЭ) и удельного сопротивления пород в зоне скважины Г-1, предположительно связанные с быстрыми изменениями поля механических напряжений в зоне скважины Г-1», эти изменения в зоне скважины Г-1 «послужили основанием для подачи в октябре 2015 г. заключения о сейсмической опасности для Камчатского края»…[7]. Это заключение

продлевалось до 20.01.2016 г. включительно, а в период с 21.01 по 28.01.2016 г. заключение не подавалось. Однако 28.01.2016 г. «по двум частотным каналам был зарегистрирован аномально быстрый и значительный рост удельного сопротивления пород на интервале глубин до 2250 м (от поверхности – уточнение авторов) в зоне скважины Г-1, означающий резкое увеличение скорости деформационных процессов в зоне Петропавловск-Камчатского геодинамического полигона». На основе этого 29 января 2016 г. было направлено заключения о повышенной вероятности сейсмической опасности «для Камчатского края» на период с 29 января 2016 г. по 5 февраля 2016 г. включительно ([8], стр.346, 2 строка снизу). Типичное содержание заключения: …о повышенной вероятности землетрясений магнитуды M≥6.5 в зоне радиусом R≤300 км от центра Петропавловска-Камчатского или…. землетрясений магнитуды M≥7.0 в зоне R≤550 км с глубиной очагов менее 150 км на период….. На основе такого скважинного акустического мониторинга объявлялась **региональная сейсмическая опасность для ряда событий**.

Однако наиболее интересна ситуация в период события Тохоку (Япония, 11 марта 2011 г.). В этот период прогнозная оценка еще не выполнялась. За несколько месяцев до события наблюдалась активизация геоакустической эмиссии, которая практически деградировала после события Тохоку. Расстояние между эпицентром события и точкой мониторинга более 2000 км.

4. Наблюдения крупномасштабных линейных облачных структур, приводимых Л.Н. Дода с коллегами [8], которые предшествовали многим сильным событиям. Расстояния эпицентров событий от этих облачных структур могли достигать 1000 и более километров. Линейные структуры в зоне события Тохоку простирались на 8 – 10 градусов. Здесь также неоднократно объявлялась краткосрочная сейсмическая опасность для больших территорий.

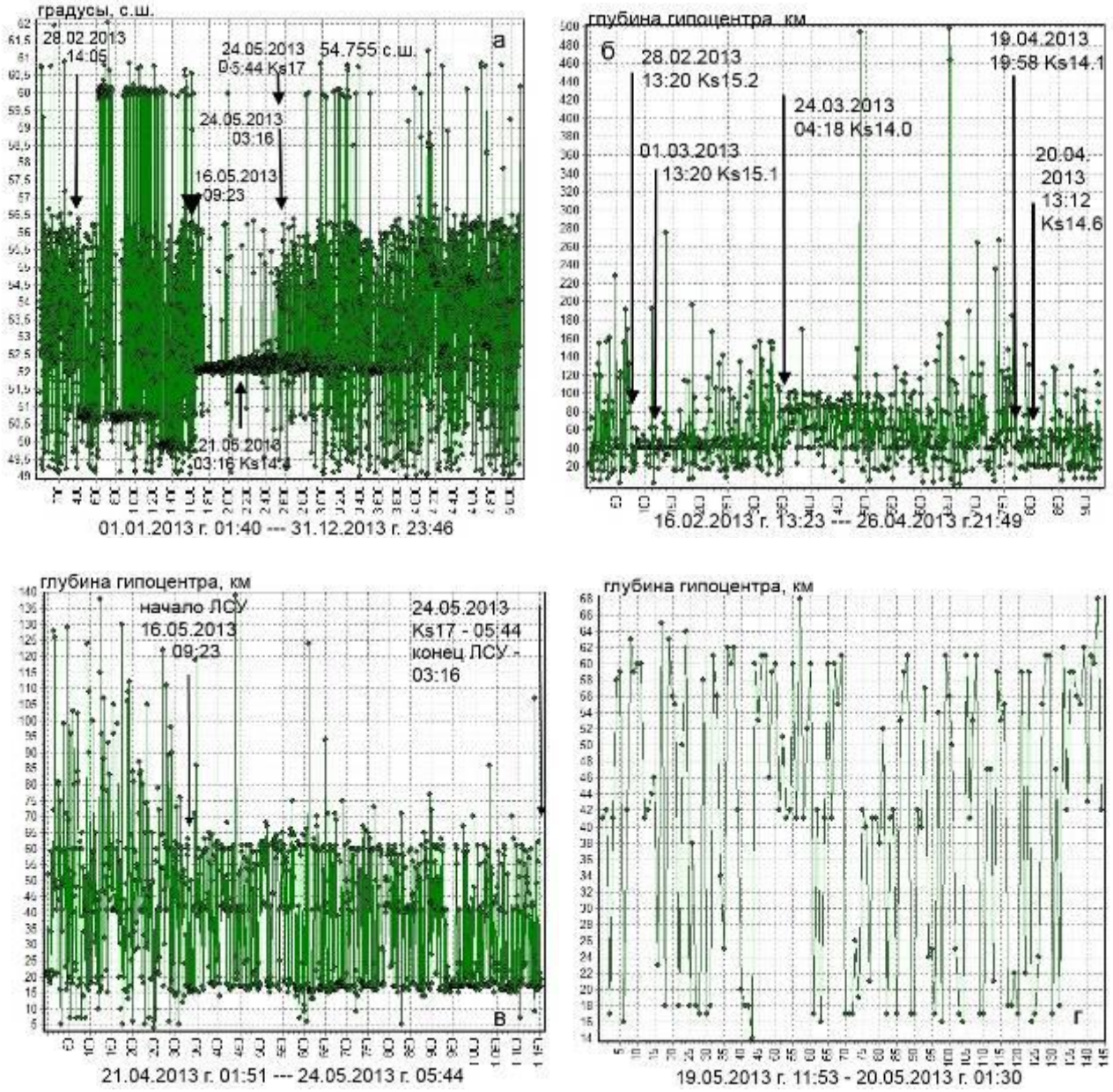
Многолетний мониторинг представленных параметров носит объективный характер. Из этого опыта следует вывод, что по данным локального мониторинга параметров тектонически ненагруженного поверхностного слоя континентальной коры может контролироваться сейсмотектоническая активизация региона, где события происходят в континентальной коре и океанической плите и **на различных расстояниях от станций мониторинга. Возбуждение среды носит региональный и даже больший масштаб.** Причем положение гипоцентров наблюдали выше границы Мохо, так и существенно ниже, в том числе их нужно было рассматривать как глубокофокусные. Отсюда следует еще один вывод, имеющий фундаментальный характер. Среда находится в предельно энергонасыщенном состоянии по всей глубине за счет непрерывной и накачки ее упругой энергией внутренними всплывающими источниками, какими могут быть только восходящие потоки водорода (гелия) по междоузельному механизму. Это реально отражается на движениях поверхности, блистательно представленных в работах Ю.О.Кузьмина [9], источники которых расположены на глубинах от 2 до 12 км как в сейсмоактивных, так и асейссмичных регионах. Очевидно, что возбуждение среды на этих глубинах обусловлено переменными потоками водорода и его влиянии на флюидодинамику.

Активизации сейсмотектонического процесса на большой территории, указывает на потенциальную опасность этой территории в среднесрочной перспективе. Но этот опыт не позволяет объявить о реальной опасности для инфраструктурных объектов. Тем более, что сейсмический процесс не является детерминированным. **Наблюдаемые возмущения различных полей нельзя считать предвестниками, т.к. положение эпицентральной зоны и краткосрочного периода сейсмической опасности не могут быть определены из этого опыта.**

Насколько сложна текущая сейсмотектоническая ситуация можно показать на примере зоны субдукции Камчатского региона за 2013 год. 24 мая 2013 г. произошло Охотоморское глубокофокусное землетрясение, а перед ним в этой зоне произошли серии событий с магнитудами больший 5. Мы представляем динамику ситуаций в координата широта – время и глубина (гипоцентр) – время, причем точками отмечены каждое событие со своим временем. Такое представление позволяет показать пространственную динамику горизонтальных и вертикальных «движений» гипоцентров (сейсмических актов), отражающие особенности процессов, не укладывающихся в механические модели [10]. Такой подход целесообразен для зоны с внутренними источниками упругой энергии и представляющей единое целое.

Ниже на рисунках а, б, в, и г представлены: а - а – пространственное распределение сейсмичности в зоне субдукции за 2013 г., перетяжки на сейсмичности в узкой зоне по широте - предкатастрофическое состояние среды, период ЛСУ; б, в, г – положение гипоцентров в фоновый период – б, в период ЛСУ – в и г.

Рисунок. а – пространственное распределение сейсмичности в зоне субдукции за 2013 г., перетяжки на сейсмичности в узкой зоне по широте - предкатастрофическое состояние среды, период ЛСУ.



Литература

1. Невский М.В., Морозова Л.А., Фьюз Г.С. Длиннопериодные деформационные волны// Дискретные свойства геофизической среды. М.: Наука.1994. С.18-33.

2. Динамические процессы в геофизической среде. Под ред. А.В. Николаева. М.: Наука. 1994. 255с.

3. Адушкин В.В., Ан В.А., Каазик П.Б., Овчинников В.М. О динамических процессах во внутренних геосферах Земли по временам пробега сейсмических волн// Доклады РАН. 2001. Т.381. №6. С.822-824.

4. Николаевский В.Н. Земная кора, дилатансия и землетрясения // Дж. Райс. Механика очага землетрясения. М.: Мир, 1982. С. 133–215.

5. Фирстов П.П., Копылова Г.Н., Соломатин А.В., Серафимова Ю.К. О прогнозировании сильного землетрясения в районе полуострова Камчатка// Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2016. №4. Выпуск 32. С.106-114.

6. Болдина С.В., Копылова Г.Н. Эффекты Жупановского землетрясения 30 января 2016 г., M_w =7.2, в изменениях уровня воды в скважине ЮЗ-5 и Е-1, Камчатка// Геодинамика и тектонофизика. 2017. Т.8. №4. С.863-880.

7. Гаврилов В.А. Воздействие переменных электромагнитных полей на геоакустические процессы: эмпирические закономерности и физические механизмы. Диссертация на соискание ученой степени доктора ф.-м. наук. М.: ИФЗ РАН. 2017. 385с

8. Дода Л.Н., Натяганов В.Л., Шопин С.А. Результаты прогнозного эксперимента на Камчатке// Доклады Академии Наук. 2016. Том 469. №6. С. 729-733.

9. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика разломных зон // Физика Земли. 2004. №10. С.95-111.

10.Гуфельд И.Л., Новоселов О.Н. Мониторинг состояния среды зоны субдукции. Возможности краткосрочной оценки сейсмической опасности// Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2017. №2. Выпуск 34. С.77- 89.

ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ИМПАКТНЫХ СТРУКТУР МЕТОДИКОЙ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ (СТАГИ)

Дубосарский В.Р.
Институт геологических наук, г.Киев
E-mail: dvr2569@ukr.net

За свою историю развития Земля не раз подвергалась метеоритным бомбардировкам с различной периодичностью, последствием которых было:

1. Нарушение монолитности земной коры и образование повышенной трещиноватости в месте удара и окружающей среде (закратерном и подкратерном пространстве).
2. Возникновение в месте удара тепловых аномалий, не вызванных проявлением деятельности недр и исчезающих через некоторое время.
3. Появление неглубоких центров плавления и заполнения впадин (кратера) продуктами инициированного вулканизма.
4. Перераспределение и перемещение вещества коры и мантии (при неглубоком залегании последней) и достаточной энергии возникшей при ударе.

По списку приведенному на сайте ИОМиМГ СВ РАН А.В. Михеевой http://labmpg.sscc.ru/impact/index.html на 10.08.2018 г. определено как достоверные импактные структуры - 254 (из 3149 записей). Согласно базе данных на сайте http://www.passc.net/EarthImpactDatabase/index.html - 190 подтвержденных ИС.

Месторождения нефти и газа связанные с ИС начали изучаться как возможные нетрадиционные источники со второй половины 20-го века. Сегодня известно 14 импактных структур (10 - США, 3 - Канада, 1 - Мексика) с установленной промышленной нефтегазоносностью, что составляет около 5% (от 254). Все они размещены в осадочных нефтегазоносных бассейнах, а месторождения относятся к центральному поднятию или кольцевому валу импактной структуры. Наличие в импактных структурах углеводородов поясняют процессами миграции.

В 2-х импактных структурах Келвин и Ред Уинг Крик главным источником углеводородов определено подкратерное пространство, так как латеральная миграция к центральному поднятию, где находится месторождение, невозможно, а еще в двух Эймс и Ньюпорт добыча углеводородов ведется из фундамента, что указывает на перспективы поиска в породах фундамента, где поиск ограничен как теоретическим обоснованием, так и возможностями геофизических методов. Наиболее изученной ИС на кристаллическом фундаменте является размещенная на Балтийском щите Сильянская ИС, где бурением с целью добычи углеводородов изучалось подкратерное пространство. Бурение нескольких скважин с отрицательным результатом не закрыло вопрос о ее перспективности.

В Украине диагностировано 7 импактных структур: Болтышская, Ротмистровская, Зеленогайская, Ильинецкая, Западная, Терновская в пределах Украинского щита и Оболонская на склоне Южного борта Днепровско-Донецкой впадины. Все структуры покрыты осадочным чехлом различной мощности, размыты и их прямое изучение невозможно.

Для оценки углеводородного потенциала импактных структур была предложена комплексная методика структурно-термо-атмогеохимических исследований (СТАГИ) которая была разработана в отделе геоэкологии и поисковых исследований Института геологических наук НАН Украины под руководством И.Д. Багрия.

По направлениям и содержанию методика делится на 6 исследовательских блоков: геолого-структурный; дешифрирование материалов аэрокосмических исследований; полевые работы (термометрическая, газогеохимическая, эманационная (радон, торон) съемки); лабораторные исследования (хроматографический анализ отобранных при газогеохимичекой съемке проб с определением содержания: водорода, гелия, углекислого газа, метан, этана, этилена, пропана, пропилена, изобутана, бутана, изопентана, пентана,

гексана); обработка материалов полевых и лабораторных исследований с сопоставлением результатов геолого-структурных и дешифрирования; построение картографических моделей с выделением объектов перспективных на поиск углеводородов.

При проведении полевых исследований пробы воздуха отбираются из одного шпура через специализированный щуп-зонд с глубины 1 м. На этой глубине проводится и измерение температуры.

С 2005 по 2017 г. в пределах и вокруг импактных структур (Болтышская, Оболонская, Ротмистровская, Зеленогайская) проведены исследования по методике СТАГИ которая базировалось на следующих положениях:

1. Каждая ИС имеет свои особенности, как по строению, так и по составу кратерных и закратерных образований, распределению структурных, тектонических, атмогеохимических гидрологических и гидрогеохимических, термических и других показателей, которые фиксируются на дневной поверхности.

2. Формирование ИС сопровождается созданием зон катаклаза, брекчирования, повышенной трещиноватости и проницаемости, размер которых зависит от размера кратера. Это влияет на характер и интенсивность процессов миграции, что должно находить отражение в термических и атмогеохимических полях, изменении гидрологических и геохимических показателей, процессов, которые отображаются как в кристаллическом фундаменте, так и осадочном чехле.

3. Для образования ловушки углеводородов необходима непроницаемая покрышка. При миграции углеводородов и сопутствующих газов к дневной поверхности они проходят по проницаемым зонам и в верхней части осадочного чехла и грунтах происходят смена геохимических, химических, физико-химических и физических характеристик горных пород, атмогеохимических показателей подгрунтового воздуха которые можно качественно и количественно оценить инструментальными методами на дневной поверхности. Распределение аномальных и фоновых показателей таких изменений используются как индикаторы месторождений залегающих на глубине, или благоприятных условий для их формирования.

По результатам исследований СТАГИ проведенных над известными ИС Украины установлено следующее:

1. Ни одна из ИС не изучалась бурением с целью поиска месторождения или практически значительных скоплений углеводородов. В пределах Болтышской и Ротмистровской структур проведены поисковые и разведывательные работы на горючие сланцы с положительным результатом. Во время проведения работ они рассматривались как впадины в фундаменте, возможного вулканического происхождения. В пределах Болтышской ИС пробурено более 500 скв. Но лишь некоторые достигли кристаллического фундамента, что не дает возможности сделать заключение об особенностях строения кратера. Зеленогайская структура изучалась геофизическими методами и бурением скважин как вулканотектонический объект, перспективный на породы кимберлитового состава и сопутствующие им алмазы. В пределах Оболонской структуры проведена 3D сейсморазведка и высокоточная гравиметрическая съемка, однако в самом кратере пробурено только две скважины. Таким образом, никто целенаправленно не изучал геофизическими, дистанционными или контактными методами кратер, кольцевой вал и другие части ИС с целью оценки перспектив на углеводородные поиски.

2. По результатам дешифрирования материалов дистанционных исследований ни один из кратеров ИС не фиксировался в своих размерах. Выделяемая кольцевая структура всегда превышала размер кратера, и интерпретировалась нами как внешний край кольцевого вала или край зоны хрупкой деформации (трещиноватости пород мишени).

3. Кратер ИС по результатам эманационной, атмогеохимической, температурной съемок однозначно не фиксировался, но с ним совпадали отдельные фрагменты атмогеохимических и эманационных аномалий.

4. Большинство аномалий эманационной, атмогеохимической, температурной съемок объясняется влиянием разломно-блоковой тектоники, и совпадало с местами пересечения разнонаправленных разломов выделенных по результатам геологоразведочных или

сейсморазведочных работ, распространялось вдоль разломов или кольцевой структуры, выделенной по результатам дешифрирования.

5. Между краем кратера и кольцевой структурой выделенной по результатам дешифрирования фиксировалась зона фоновых значений всех показателей, что рассматривалось нами как зона сжатия.

6. Содержание углеводородных показателей (метан и его гомологи) в пробах не превышали значений определенных над структурами и месторождениями углеводородов в осадочном нефтегазоносном бассейне - Днепровско-Донецкой впадине.

7. Аномалии гелия не совпадали с аномалиями эманационных (радон, торон) и углеводородных газов, и в значительных значениях встречалисьвозле крупных импактных структур (Болтышская, Оболонская), что свидетельствует о независимых от углеводородов источниках поступления.

Связь месторождений углеводородов с осадочными бассейнами не вызывает споров, однако доказательство их связи с ИС, для некоторых из них, установлено через длительный период времени. Структура Авак, открыта в 1943-1945 гг., в 1996 г. установлено, что месторождение связано с ИС. Структура Игл-Батт открыта в 1962г., ее импактное происхождение доказано в 1993г. Первое бурение на структуре Ред Уинг Крик выполнено в 1965-1968 г., первое нефтяное месторождение открыто в 1972 г., а ее импактное происхождение доказано в 1999г. Отсюда следует - определение связи месторождения углеводородов с ИС может занимать длительное время. Целенаправленное изучение строения месторождений углеводородов может привести к открытию новых ИС и связанных с ними месторождений углеводородов.

Результаты работ СТАГИ над импактными структурами опубликованы в монографии «Нафтогазоносність імпактних структур України», Київ, 2018 р.

РИФТ-РАМПОВЫЕ СИСТЕМЫ ПУЛЬСИРУЮЩЕЙ ЗЕМЛИ – ОЧАГИ ФОРМИРОВАНИЯ ПОЛИГЕНЕТИЧЕСКИХ НЕФТЕЙ

Епифанов В.А.
АО «Росгеология», АО «СНИИГГиМС», Новосибирск
E-mail: zem864@yandex.ru

О генезисе нефти может свидетельствовать приуроченность высокопродуктивных нефтегазоносных областей-бассейнов к разномасштабным структурам определенного геодинамического типа. Анализ характера размещения на планете наиболее богатых углеводородами (УВ) территорий показал, что к ним относятся *внутриконтинентальные рифтовые системы и испытавшие оживление пассивные континентальные окраины, ранее представлявшие собой* ***системы древних рифтов***. Например, указывается:

1. «Начавшийся в самом конце палеозоя – начале мезозоя новый тектонический этап и распад суперконтинента Палеопангея II вызвали обширную деструкцию земной коры, приведшую к образованию в мезозойскую эру ряда континентальных рифтовых систем, над которыми были сформированы осадочные мезо-кайнозойские бассейны: Североморский, Норвежский, Баренцевский, Карский … Западно-Сибирский и др.» [15, с. 35].

2. «Большинство месторождений осадочных бассейнов Атлантической и Индийской континентальных окраин имеет двухъярусное строение, причем чаще всего скопления углеводородов приурочены к нижнему рифтогенному структурному этажу нефтегазоносности…» [4, с. 29].

3. «Если это предположение справедливо, то ранней стадии образования рифтогенных бассейнов должен быть свойственен особенно высокий нефтегазовый потенциал. Возможно, в этом секрет баснословных запасов нефти и газа района Персидского залива. По-видимому, мы наблюдаем это и в Арктическом осадочном супербассейне, прогнозные извлекаемые запасы нефти и газа в котором оцениваются очень высоко» [4, с. 32].

Рифтовые структуры характеризуются самой высокой концентрацией запасов на единицу объема осадочного чехла, а связанные с ними бассейны обычно обладают высокой биопродуктивностью. Оба процитированных академика АН СССР были убежденными сторонниками органической теории нефтеобразования.

Как и другой ученый-нефтяник, в популярной форме изложивший проблему органического образования нефти, но при этом рассмотревший существовавшие в 80-е годы XX века альтернативные неорганические теоретические модели и экспериментальные данные [2].

Среди последних особо следует выделить механохимический путь образования нефти из неорганических соединений, выявленный в ходе серий лабораторных экспериментов во Всесоюзном НИИ ядерной геологии и геофизики. Отмечается: «Результаты превзошли ожидания… На основе проведенных экспериментов ученые пришли к выводу о том, что тектоносейсмическая активизация горных пород стимулирует специфические физико-химические процессы, результатом которых является получение углеводородов в земной коре из неорганических веществ.

В связи с этим предлагается рассматривать субвертикальные и горизонтальные зоны дробления коры (другими словами, разломы) как потенциальные области генерации нефти и газа. Это, казалось бы, странное предположение, нашло поддержку в Институте химической физики АН СССР» [2, с. 60].

Таким образом, были получены экспериментальные данные свидетельствующие о том, что на механическом контакте горных пород в зонах трущихся разломов (сжатие) в обстановках высоких давлений из углекислоты и воды может быть синтезирована обширная гамма нефтяных УВ.

При деформациях трения полнокристаллических пород, например, в массивах гранито-гнейсов, возникают объёмные тлеющие электрические разряды. В этой связи укажем: «Согласно экспериментальным данным, тлеющие разряды вызывают преимущественно полимеризацию углеводородов, в то время как искровые разряды обычно сопровождаются

разложением химических соединений» [2, с. 58]. Однако, по мнению А.А. Воробьева, в плазме электрических разрядов метан (CH_4) может подвергаться и частичному дегидрированию с образованием свободных радикалов CH, CH_2, CH_3, способных к соединению между собой. С этих позиций при подтоке глубинного метана весьма перспективными объектами являются зоны фундамента платформ, испытывающие хрупкие деформации при формировании грабен-рифтовых структур.

В обзоре «неорганических взглядов» также упомянуто об открытии русского химика Е.И. Орлова, которое на практике массово реализовали в Германии, в годы Первой мировой войны синтезируя нефть из «водяного газа» – смеси окиси углерода и водорода.

Отмечая эти факты получения неорганической нефти, нужно отметить и ее полигенез: «К ним присоединяются другие углеводороды, образующиеся из окиси углерода и водорода по реакциям, используемым для промышленного получения искусственного бензина, а также из карбидов различных металлов и воды, по реакциям, указанным Бертло, Менделеевым и Сабатье. Разнообразие реакций обеспечивает и чрезвычайное разнообразие образующихся углеводородов, смесь которых в основном и составляет природную нефть» [9].

Итак, экспериментально выявлены и реализованы на практике, в том числе в промышленных масштабах, несколько способов получения нефти из неорганических соединений (воды, углекислоты и водорода). Для этого синтеза требуются особые условия – высокие параметры температур и давлений среды, наличие катализаторов и сдвиговая кинематика разрывных нарушений.

Такие условия наблюдаются в относимых к континентальным рифтам структурах.

Рифтогенез – непременная составляющая процесса общей эволюции Земли. Рифтовые системы являются постоянным атрибутом строения крупных блоков земной коры, они формировались в разное геологическое время и широко распространены на планете [12].

Протяжённость отдельных рифтов достигает многих сотен (и более тысячи) километров, ширина обычно составляет десятки километров. Рифтовые впадины представляют собой системы сложно построенных грабенов с осложняющими их мелкими горстами. Нередко они образуют крупные, иногда сложно ветвящиеся системы.

Образование рифтов связано с внедрением в литосферу гребней астенолитов в зонах аномально прогретой и отличающейся пониженной вязкостью верхней мантии. Над этими пиролитовыми диапирами наблюдается уменьшение мощности литосферных блоков (до 30 км) и погружение участков земной коры по зонам субвертикальных разрывных нарушений. Активные периоды образования таких грабеновых систем (авлакогенов) характеризуются повышенной сейсмичностью с относительно малоглубинными очагами землетрясений. Высокие тепловые потоки являются одной из характерных черт рифтов.

В ходе последующего развития структур при погружении авлакогенов в зоне их влияния формируются обширные бассейны седиментации и накапливаются мощные толщи осадочных и вулканогенно-осадочных пород. В системах грабенов формируются месторождения нефти, газа, угля, солей, руды различных металлов.

Континентальный рифтогенез (рифтинг) в целом синхронизирован с океаническим. В отечественной геологии распространено представление о существовании двух эволюционных рядов развития рифтов – полном и неполном. Неполный ряд начинается материковой стадией и завершается формированием платформенных синеклиз, что и называют континентальным рифтогенезом с образованием палеоавлакогенов. Полный эволюционный ряд включает материковую, переходную, а затем и океаническую стадию, которая представляет собой область активного спрединга.

С рифтами внутриконтинентальными связано формирование и внедрение щелочных, щелочно-основных, щелочно-ультраосновных пород и карбонатитов. Это резко отличает их от рифтов срединно-океанических хребтов (СОХ), магматические породы которых представлены обедненными щелочами толеитовыми и глиноземистыми базальтами. При этом рифты СОХ располагаются в зонах спрединга континентов и имеют протяженность в тысячи километров.

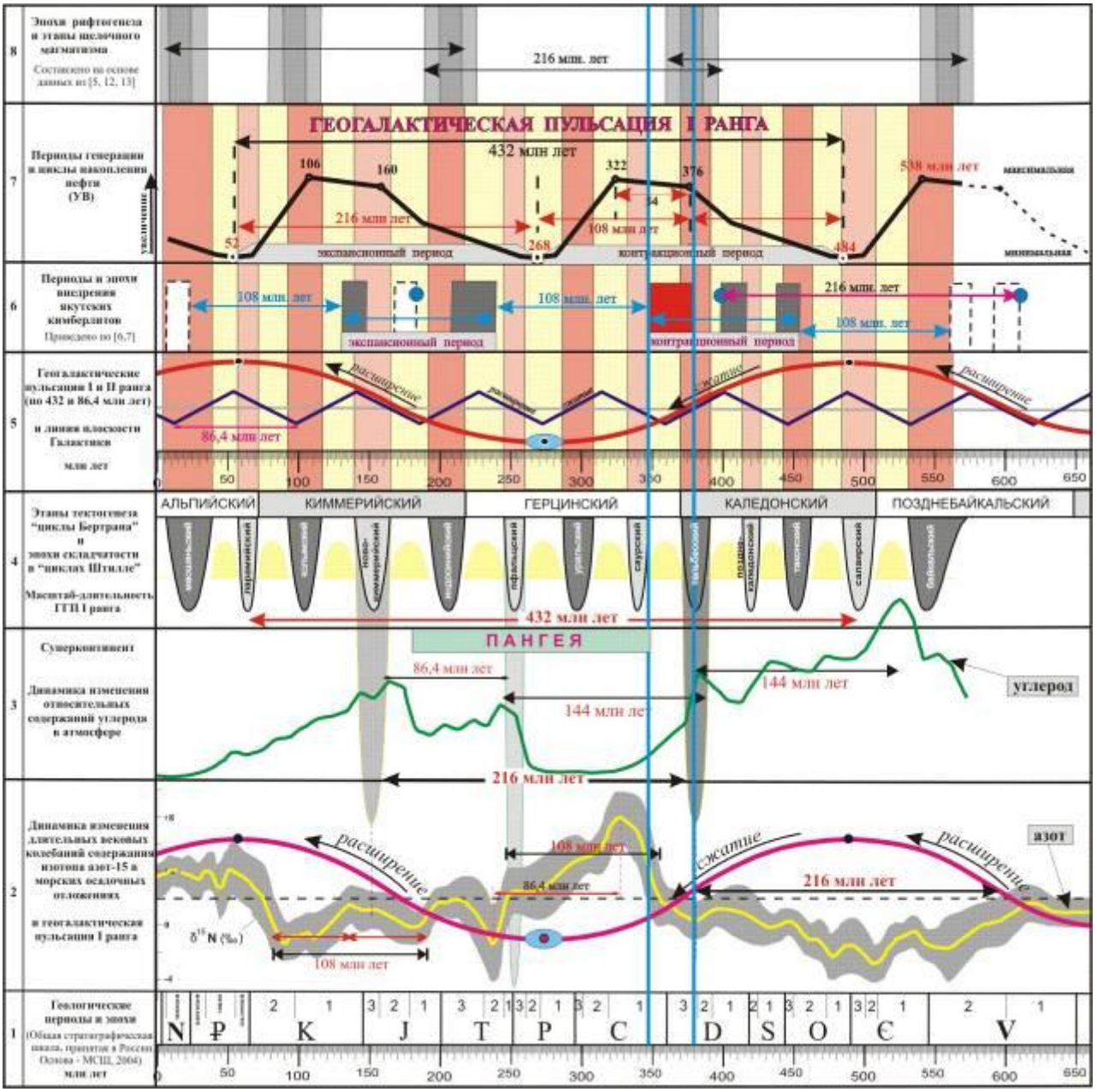


Рис. Модуляции содержания C и N в атмо-гидросферах, образование нефти в литосфере и периодичность внедрения субмантийных кимберлитов в геогалактических циклах.

Сопоставление главных характеристик спрединг-рифтовых зон океанов с грабен-рифтами континентов позволило некоторым исследователям прийти к выводам о принципиальном их различии. Например, отмечается: 1. «По стадийности становления, возрасту образования и по положению в пространстве грабеновые системы океанов явно отличны от рифтогенов материковых платформ и сходны с эпигеосинклинальными тафрогенами» [11, с. 101]; 2. «Океанические «рифты» главным образом на основании морфологических признаков коррелируются с рифтами континентов, но имеющиеся в настоящее время данные позволяют считать их в корне различными структурами!» [1, с. 169].

Начало глобальной деформации растяжения земной поверхности в конце рифея на Евразийском континенте фиксируется многочисленными следами позднерифейского рифтинга [12]. На Алтае, например, в это время началось раскрытие Палеоазиатского океана [16], а на Сибирской платформе заложились Вилюйский и Уджинский рифты [6-8].

Спустя одну геогалактическую пульсацию I ранга (ГГП 1) – в конце перми-начале триаса – начали формироваться «структуры раскрытия» Атлантического и Индийского океанов. Их спрединг резко активизировался в средней-поздней юре, и максимально реализовался в позднем мелу при наложении на глобальное пульсационное расширение Земли синфазных ему геогалактических пульсаций II ранга. Динамика ГГП представлена в строке 5 рисунка.

Рисунок выполнен на основе его аналога из работы «Пульсации Земли и пути решения «проблем» углеводородов и углей», доложенной автором на 5-х Кудрявцевских чтениях.

В строке (стр.) 1 показаны главные эпохи рифтогенеза и этапы щелочного магматизма (тёмное), представляющие собой сводку, выполненную по работам [5, 12, 13] ранее опубликованную в [7]. Периоды внедрения кимберлитов (стр. 6) представлены по [6, 7].

На рисунке видно (стр. 5 и 3), что между двумя глобальными этапами растяжения в течение среднего и позднего палеозоя в фазу сжатия ГГП I из разобщенных мелких континентов образовывался суперконтинент Пангея, окончательная сборка-агломерация которого завершилась в позднем девоне – раннем карбоне.

Но именно тогда (D_{2-3}) массово формировались крупные грабены-авлакогены, традиционно *относимые к континентальным рифтам – структурам растяжения*. **Парадокс!**

С этим временем связана активность образования грабена на Шпицбергене, формирование системы Днепровско-Донецко-Припятского авлакогена, а на восточной периферии ВЕП (Восточно-Европейской платформы) – грабеновых структур в Башкортостане и Татарстане, Оренбургской, Самаровской и Ульяновской областях. В Восточной Сибири развивался Вилюйский палеорифт и шло образование множества самостоятельных мелких структур, в Горном Алтае – Сарасинского грабена. Примеры можно продолжить.

Эти девонские авлакогены привлекают внимание нефтяников в связи с их перспективами на промышленные скопления газа, нефти и углей, и часто отмечается, что они наследуют план позднего рифея, продолжая эволюцию древних структур на новом этапе.

Пристальное внимание отечественных геологов-алмазников также концентрируется на девонском времени и связанных с ним структурах. В Сибирской алмазоносной провинции внедрение кимберлитов происходило в разное геологическое время, но промышленное значение имеют только трубки взрыва позднедевонского-раннекарбонового возраста. Формирование высокоалмазоносных полей девонских кимберлитов в Западной Якутии происходило субсинхронно времени активного развития Вилюйского палеорифта.

На рисунке этот отрезок времени выделен сквозными вертикальными линиями синего цвета, и в стр. 6 красным цветом показана алмазопродуктивная кимберлитовая эпоха.

Анализ рисунка показывает, что эта эпоха (стр. 6) началась в конце каледонского этапа тектогенеза в фазу тельбесской складчатости (стр. 4) в момент резкого падения содержания углекислого газа в атмосфере (стр. 3) и старта периода максимального роста содержания азота-15 в морской воде (стр. 2), сопровождавших начало стадии стабильно максимального образования нефти в контракционный период ее генерации (стр. 7).

Такое уникальное сочетание разнообразных глобальных планетарных событий требует всестороннего изучения. Пока же отметим, что *весь средний и поздний девон Земля находилась в активной фазе сжатия глобальной пульсации I ранга, на которую целиком наложилась фаза сжатия ГГП II ранга (стр. 5), а с последней почти точно «совпала» эпоха девонского «рифтогенеза» (рис.8)*. **Так парадокс?** Нет, новые факты и знания.

Объяснение этого «парадокса» работой вдавливающегося в разогретую мантию блока литосферы по геодинамической модели развития рампа было дано уже 10 лет назад [6].

Определение термина “рамп” появилось в последнем издании “Геологического словаря” в 2012 г. – это «выкручивающийся вверх взброс…». В описании указано на ***вдавливание вниз блока**, расположенного **между двумя встречными рампами, приводящее к формированию “рамповой впадины, которая по структуре напоминает грабен, но, в отличие от последнего, возникает при горизонтальном сжатии***.” [3, стр. 18].

Отметим, что такое определение рампа авторы дали, очевидно фиксируя сжатие пород и образование впадин между разломами в складчатых областях. Но этого они не оговаривают, и поэтому понятие «рамповая впадина» может быть распространено на платформенные структуры, образованные в обстановках тангенциального сжатия. В этом случае вдавливание блока земной коры происходит не «под весом горных пород на висячих крыльях», а в результате действия общепланетных контракционных сил, которые обуславливают процессы глобального сжатия Земли в геогалактических пульсациях.

Таким образом, уже существует официальное описание депрессионных тектонических структур образованных в результате сжатия – «рамповая впадина». И в этих терминах можно объяснять геодинамику становления авлакогенов, поскольку их формирование происходило в эпохи «рифтогенеза», а *все эпохи рифтогенеза (стр. 8) совпадают с фазами сжатия в «драконических» пульсациях II ранга (стр.5)*.

Следовательно, «Вилюйский палеорифт», образовавшийся при глобальном сжатии как система рамп-авлакогенов (с горстами), нужно называть «Вилюйским палеорампом».

На примере формирования и эволюции этой структуры можно провести моделирование-реконструкцию обстановок генезиса неорганических нефти *девонских авлакогенов*.

Поскольку фазы сжатия Земли закономерно-периодически сменяются фазами расширения, то периодически изменяется и характер глобальных напряжений в литосфере. Авлакогены начинают новый этап эволюции в режиме растяжения ГГП II ранга, но сжатие в пульсации I ранга продолжается (до P_2) и рифтообразования пока не происходит. Однако вдавливание блоков прекращается, и внутренние напряжения на этих участках земной коры снимаются.

Смена динамики разрывных нарушений инициирует новые тектонические движения, к дилатансной системе трещин сжатия добавляется трещиноватость релаксационная, в результате этого увеличивается дислоцированность горных пород и возрастают их ёмкостные свойства. Ранее выделившиеся при стресс-метаморфизме пород напорные флюиды разгружаются в трещинные коллекторы и формируют газо-водные залежи.

Учитывая подток мантийнного водорода, который необходим для баланса веществ при образовании «органических» и «неорганических» УВ, и образование гигантских количеств углекислоты и воды, составляющих метаморфогенный флюид [14], отметим, что в системах рамп-авлакогенов необходимые для неорганического синтеза нефти по механо-химической модели все основные ингридиенты имеются. Очевидно, что при вдавливании литосферного блока по зонам разломов для синтеза создаются и необходимые условия – сверхвысокие давления, многочисленные контакты трения твердых тел, пьезоэлектричество. В этом природном «автоклаве» присутствуют карбиды металлов, образующиеся при водородной продувке, глубинный метан, выделяющийся из разогретого астенолита, и глубинный азот – массово поступавший в морские осадки (стр.2) после «выполнения работы» в литосфере.

Также очевидно, что рамп-авлакогеновая модель образования «неорганической» нефти не отрицает генерацию нефти «органической», т.к. азот, углерод, и тепло дополнительно стимулируют биопродуктивность и насыщенность органикой накапливающихся осадков.

Литература

1. Бейли Д.К. Континентальное рифтообразование и щелочной магматизм // Щелочные породы. – М.: Мир, 1976. – С. 169-184.

2. Гаврилов В.П. Происхождение нефти. – М.: Наука, 1986. – 176 с.

3. Геологический словарь, издание 3-е, 2012. – Т. 3. – 436 с.

4. Грамберг И.С. Глобальный аспект нефтегазоносности континентальных окраин океанов / Геология нефти и газа, 1998. – № 10. – С. 27-32.

5. Гринёв О.М. Рифтовые системы Сибири: методология изучения, морфотектоника, минерагения. – Томск: STT, 2007. – 434 с.

6. Епифанов В.А. Углеводородные циклы и периоды кимберлитообразования как свидетельство пульсационного развития Земли // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики: Матер. совещ. – М.: ГЕОС, 2008. – Т. 1. – С. 283-287.

7. Епифанов В.А. Модель-реконструкция причинно-следственной триады: пульсации «гидридной Земли» – рифтогенез – кимберлитовый магматизм / В.А.Епифанов, О.Н.Сайчук // Петрология магматических и метаморфических комплексов: Матер. Всерос. петрограф. конф. Вып. 7. – Томск: ЦНТИ, 2009. – С. 116-124.

8. Епифанов В.А. Структурно-тектонический контроль россыпной алмазоносности Тунгусской алмазоносной субпровинции / В.А.Епифанов, О.В.Снегирев, Л.В.Гесс // Геология и минерагения Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2010. – С. 66-75.

9. Кудрявцев Н.А. Нефть – абиогенна / Природа, 1971. – № 3. – С.70-72.

10. Летников Ф.А. Флюидный режим рифтовых зон / Ф.А.Летников, Е.М.Емельянов, Н.А.Логачев и др. // Проблемы рифтогенеза: Матер. к симпоз. по рифтовым зонам Земли. – Иркутск, 1975. – С. 22-23.

11. Макаренко Г.Ф. Грабеновые системы океанов в сравнении с рифтогенами материковых платформ и тафрогенами складчатых областей // Проблемы рифтогенеза: Матер. к симпоз. по рифтовым зонам Земли. – Иркутск, 1975. – С. 99-101.

12. Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории Земли (рифтогенез на древних платформах). – М.: Недра, 1983. – 280 с.

13. Проблемы рифтогенеза // Матер. к симпоз. по рифтовым зонам Земли. – Иркутск: СО АН СССР, 1975. – 154 с.

14. Сидоренко А.В. Метаморфизм осадочных толщ и «углекислое дыхание» земной коры А.В.Сидоренко, О.М.Розен, В.А. Теняков и др. / Сов. геология, 1973. – № 5. – С. 3-11.

15. Сурков В.С. Рифтогенез и нефтегазоносные бассейны Сибири / Геология нефти и газа, 1998. – № 10. – С. 33-36.

16. Туркин Ю.А. Цикличность формирования геологических структур Алтая как возможное следствие пульсационного развития Земли / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2017. – № 3 (31). – С. 95-107.

ГЛУБИННЫЙ ПАРАГЕНЕЗИС УГЛЕВОДОРОДОВ И КИМБЕРЛИТОВ В МАНТИЙНО-ЛИТОСФЕРНЫХ РИФТ-РАМПОВЫХ СИСТЕМАХ

Епифанов В.А.
АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, E-mail: zem864@yandex.ru

Пространственная связь углеводородных скоплений и алмазоносных объектов давно привлекала внимание исследователей. Когда при бурении трубки «Удачная» произошел аварийный выброс водорода и метана, пространственная связь кимберлитов и скоплений УВ стала очевидной даже для скептиков. Высказывались разные мнения о возможных её причинах, предполагался и парагенезис углеводородов (УВ) с алмазами [2, 4, 9, 14].

Сопряжённость полей кимберлитовых трубок взрыва с рифтами-авлакогенами после обобщения данных по всем алмазоносным провинциям мира практически обрела «статус аксиомы» [3, 10]. Например, было даже указано: «Авлакогены являются не только кимберлитораспределяющим, контролирующим фактором, но и специфическим и непременным участником формирования кимберлитовых расплавов…» [9, с. 251].

С рифтами уверенно связываются и скопления углеводородов.

В другом нашем докладе на 6-х Кудрявцевских чтениях отмечено, что:

1 – подавляющее большинство запасов УВ приурочено к бассейнам, развитым в областях былого заложения континентальных рифтов;

2 – начало бассейнового осадконакопления было связано с образованием грабенов, в действительности представляющих собой «рамповые впадины», формирующиеся в фазы глобального сжатия Земли;

3 – сопровождающие образование рамп-авлакогенов тектоно-термические процессы стимулировали генерацию неорганической нефти по механико-химической модели;

4 – в последующие фазы сжатия планеты нефтеобразование вновь возобновлялось, и при сменяющих их расширениях рудный флюид «дозревал» и перераспределялся в залежи.

Модель формирования рифт-рамповой структуры («модель поршня») была разработана на основе материалов по строению и составу Вилюйской синеклизы – крупной структуры Сибирской платформы рифейского заложения, активно погружавшейся в конце девона [5-8].

К созданию «модели поршня» нас подтолкнула *необходимость объяснения фактов образования крупных авлакогенов на континентах в фазы сжатия планеты* в пульсациях II ранга. При моделировании мы исходили из того, что: **1** – в земных недрах крупные пустоты отсутствуют, **2** – в обычных условиях вдавить коровую сиаль (SiAl) в мантийную симу (SiMg) невозможно, **3** – непосредственно под депрессиями авлакогенов располагаются гребни астенолитов, внедренные в литосферу в предшествующие фазы расширений Земли.

Внедрение гребней происходило в результате декомпрессии астенолитов в обстановках «пассивного» рифтогенеза. Оно сопровождалось образованием сводовых поднятий, а на их крыльях – субвертикальных листрических разломов сдвиговой кинематики, оформляющих внешние границы блоков на куполах сводов (рис. 1 а,б,в).

Поскольку образование грабен-депрессий происходило в фазы сжатия (кинематика рампа), то активизированы были листрические разломы, *обращённые **от** погружающегося блока*. При вдавливании участков зрелой земной коры опускание (5 км и более) может произойти лишь при утонении коры в результате оттока пластичного вещества из подошвенных частей блоков в разуплотненные дислоцированные зоны разломов на плечах структуры (рис. 1 г).

Характерной особенностью рифтовых зон и связанных с ними структур является дегазация водородом и метаном. Теме потоков водорода посвящено множество исследовательских работ и публикаций, в том числе изложенных монографически [11, 13, 16]. Крайне важная роль водородной продувки в эволюции земного вещества и в рудогенезе была показана нами в представленных на 5-х Кудрявцевских чтениях докладах.

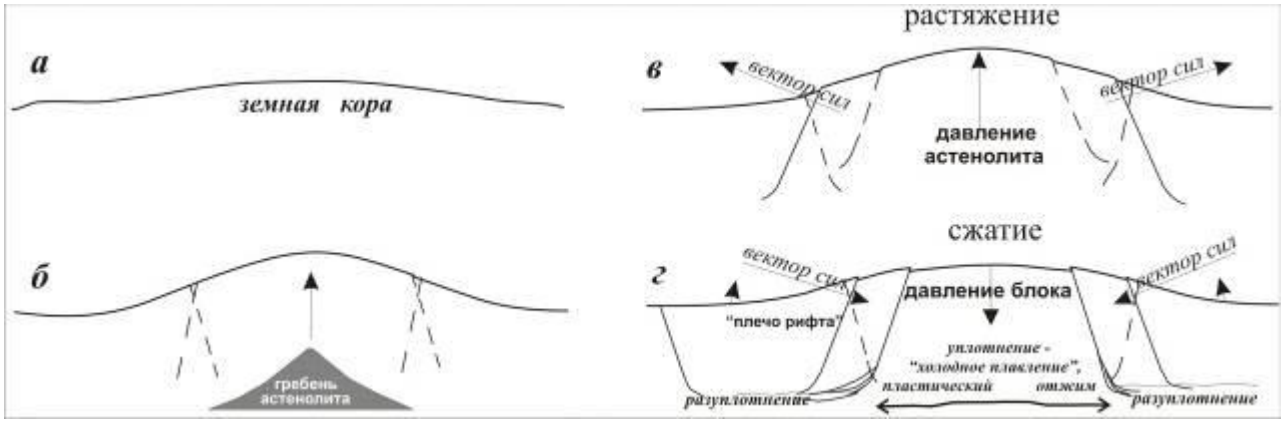


Рис. 1. Начало формирования рифт-рамповой структуры в режиме растяжение-сжатие

Было продемонстрировано, что по реакции «протонного углеродно-азотного цикла» из углерода (и наряду с ним) в недрах планеты генерируются азот и кислород, поступающие в литосферу и «выполняющие работу» во всех оболочках Земли. Чёткие признаки активной реализации процессов этого цикла установлены для конца девона – начала карбона. И в это же самое время массово формировались депрессии авлакогенов и кимберлиты!

В основу рифт-рампового механизма образования структур изначально были положены представления о насыщенности гребня астенолита водородом. В том числе и потому, что увеличение объема мантийного пиролита, «внедряющее» астенолит в литосферу, обусловлено серпентинизацией при «продувке» H_2 и CO. При этом в присутствии никелевого катализатора образуется мантийный метан: $CO+3H_2 \rightarrow CH_4+H_2O$ и выделяется флюид с насыщенными углеродом интерметаллидами никеля: $3NiO+CH_4+H_2 \rightarrow Ni_3C+3H_2O$ [5, 7].

В экспериментах было продемонстрировано, что продувка карбидов металлов водородом приводит к образованию алмазов [11]. По такой схеме известные многочисленные случаи обнаружения включений УВ и паров воды в алмазах находят своё логичное объяснение, а парагенезис алмазов и нефти становится явлением очевидным и закономерным.

Важны результаты исследований В.Н. Ларина [11] и для объяснения работы «модели поршня». Его эксперименты показали, что “наводороженные” металлы под давлением резко меняли свои свойства – они теряли первоначальную хрупкость и становились пластичными при относительно низких температурах и давлении в первые тысячи атмосфер. А с ростом давления становились способными к пластичному течению и при сверхвысоких давлениях (СВД) приобретали сверхтекучесть. И это объясняет отток вещества из-под блока-поршня.

Другим важным свойством гидридизированных металлов является их способность к уплотнению. Например, щелочные металлы, у которых всего один электрон на внешней оболочке, занимающей половину радиуса атома, даже в «комнатных условиях» при насыщении водородом резко уменьшаются в объёме: «LiH уплотняется на 52,8%, NaH - 43,8%, KH - 65,8%, RbH - 69,2%, Cs - 80,0%» [11, табл. 2].

Именно поэтому окклюзия («растворение» водорода в металле) щелочных и щелочноземельных металлов приводит к опережающему образованию их гидридов уже на первых этапах гидрогенизации, когда железо и никель ещё лишь только адсорбируют и растворяют в себе водород. Но «под давлением 60 кбар и выше все переходные металлы, насыщенные водородом, трансформируются в гидриды» [11, с. 31]. И с ростом давления способность гидридов металлов к уплотнению возрастает, что позволяет им переходить в соседнее междоузлие кристаллических решёток, которые теряют свою жесткость и начинают оплывать [11].

По существу, это является холодной плавкой, обеспечивающей процессы пластического течения горных пород. В обстановках сверхвысокого давления (СВД) в подошвенной части опускающегося блока-поршня *из гидридизированного смешанного*

корово-мантийного вещества *формируется гибридный «холодный расплав»*, который отжимается в зоны разуплотнения, активно формирующиеся при сдвиговых деформациях в низах листрических (выполаживающихся с глубиной) разломов по мере опускания вдоль них блока-поршня.

При этом происходит дифференциация расплавов по физическим и химическим свойствам гидридизированных металлов и их гравитационное обособление по плотности и пластичной текучести в самостоятельные очаги базитов и гипербазитов. Опережающая селективная выплавка и отжим щелочных металлов к формирующимся очагам обеспечивают щелочную их специализацию. И при высокой насыщенности гибридных расплавов щелочными элементами локализация селекционных выплавок может привести к формированию самостоятельных очагов щелочных пород.

Именно щелочная специализация является породным индикатором континентальных рифтов [12], для которых характерна дегазация водородом [16]. Это даёт нам основание предположить, что связанные с «рифтами» щелочные породы формируются из расплавов, образовавшихся по «модели поршня».

Весьма характерно, что именно кимберлиты отнесены к гибридному типу пород, с резко контрастными по поведению группами когерентных (Cr, Ni, Co, V) и некогерентных, в т.ч. летучих, элементов (K, Ti, P, F, H, H_2O, CO, CO_2), а также редких и радиоактивных металлов.

Для кимберлитов типично обогащение титаном, но особая роль принадлежит повышенным концентрациям калия, с которыми устанавливается прямая корреляция алмазоносности. В упомянутой ранее высокоалмазоносной кимберлитовой трубке Удачная в клинопироксене из эклогитового ксенолита в прожилках стекла содержание K_2O достигает 5,13 мас.% [8].

Даже в приповерхностных РТ условиях гидридизированный калий уплотняется эффективнее натрия на 1/3 и становится тяжелее и подвижней его. При отжиме «холодного расплава» эти свойства способны обеспечить концентрацию калия в более тяжёлых и глубинных кимберлитах. А натрий остается в более лёгких и менее глубинных базитах. Поэтому высоконапорная импрегнация гибридных расплавов СВД приводит к относительно удалённому размещению обогащенных газами кимберлитов на «плечах рифтов» (рис. 2).

Образование «горячих очагов» и внедрение магматических пород связаны с наложением на фазу сжатия ГГП II ранга пульсационных расширений мелких рангов. При снятии СВД базитовые расплавы вскипают с увеличением объёма и выделением воды и летучих. Туфовые фации сменяются излияниями эффузивов, а завершается становление базитовых полей внедрением интрузий. Смена характера тектонических напряжений оживляет и зоны разломов на «плечах рифтов», инициируя глубинный кимберлитовый магматизм.

Раскрытие очагов сопровождается взрывным выделением водорода из предельно сжатых гидридов и массовым отделением разнообразных газов. Они все являются строительным материалом для генерации УВ в условиях механо-электрических напряжений в зонах разломов сдвиговой кинематики. Активное выделение летучих зафиксировано брекчированием пород, которое типично именно для кимберлитов. И характерно, что в пределах Вилюйской рифт-рамповой палеосистемы и на ее северо-западном плече в составе Центрально-Сибирской субпровинции выделен нефтегазоносно-алмазоносный Мало-Ботуобинский район, а вокруг алмазоносного Мирнинского кимберлитового поля располагаются нефтегазовые месторождения – Маччобинское, Иреляхское, Мирнинское, Нелбинские и ряд других.

Кимберлиты относят к наиболее глубинным магматитам и они в парагенезисе с УВ!

В специфических условиях формирования рамповой впадины (авлакогена) присутствие угарного и углекислого газов при избытке водорода, а также наличие карбидов металлов, являются условием необходимым и достаточным для неорганического синтеза разнообразных углеводородов и воды (см. первый наш доклад на 6-х Кудрявцевских чтениях). В подобных же условиях сверхвысокого давления и температур в присутствии калия происходит и образование алмазов «по классическим мантийным» канонам.

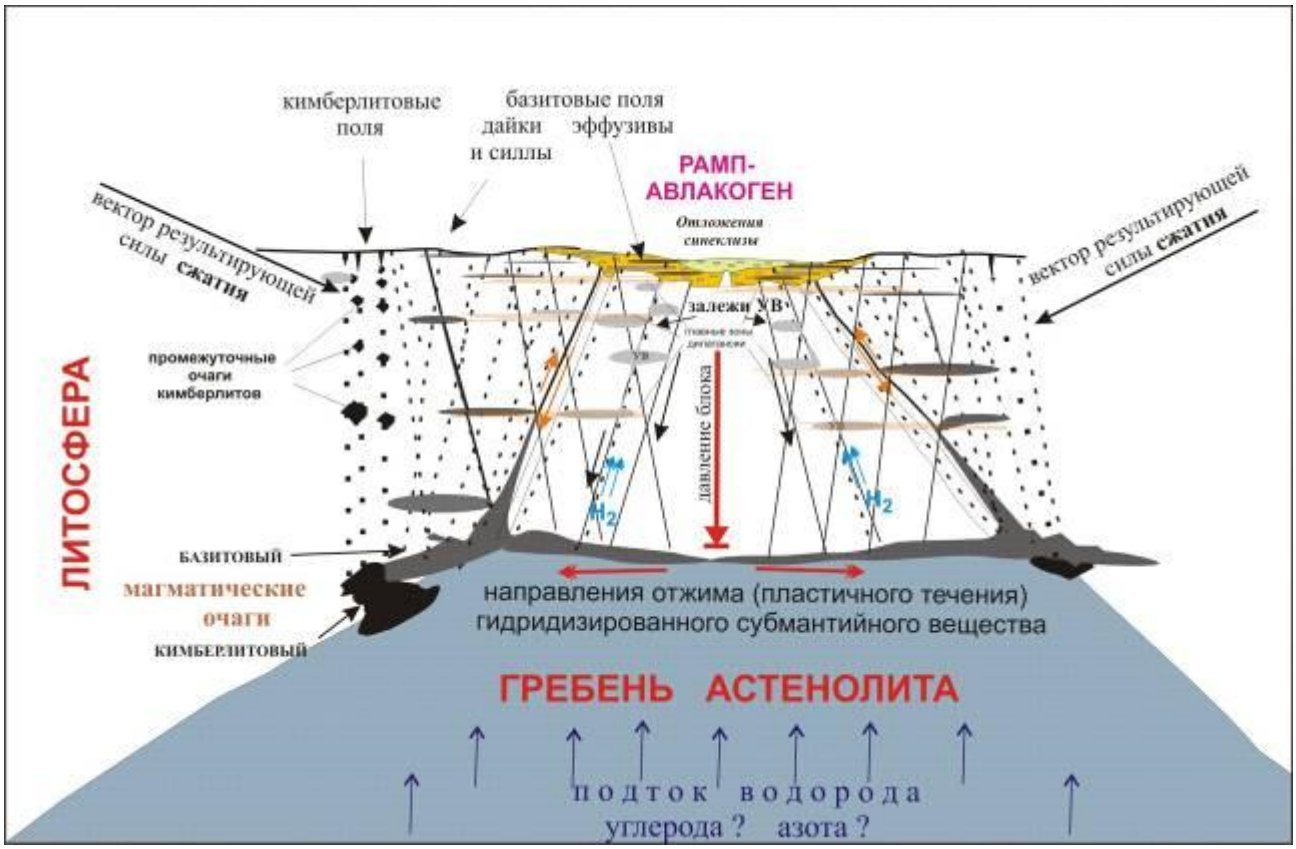


Рис. 2. Схематичная модель формирования Вилюйского палеорампа и связанных с его развитием магматических очагов и залежей углеводородов

Вода, по некоторым моделям необходимая для генерации абиогенной нефти, тоже в этой системе присутствует, т.к. она в изобилии выделяется при метаморфизме осадочных пород и образуется при соединении глубинных H_2 и O_2. Поступление кислорода обеспечено дегазацией базитов [1], а также его генерацией в ходе «углерод-азотного цикла».

Водород обладает сверхвысокой проходимостью и образует углеводороды активно, вступая в реакции с углеродом карбидов и смеси газов, и даже, по мнению некоторых исследователей, с углеродом из карбонатов в «обстановках субдукционной плавки».

Было замечено, что активная водородная дегазация связана с территориями «северного никеленосного пояса» (Норвегия, Россия, Канада), в пределах которого известны залежи жидких и газообразных УВ, битумов, углей [13]. В связи с регионом «норвежского никеля» Е.Г.Песков отмечает: «спецификой Кольского п-ова является региональная нефтегазоносность изверженных и метаморфических пород: в них установлено присутствие метана, этана, пропана, бутана и вазелиноподобных битумов…» [13, с. 131].

Никель и ванадий являются непременным атрибутом нефтей. В них они встречаются в виде металлопорфириновых комплексов, нередко в высоких концентрациях. Например, в высоковязких нефтях их содержания достигают 20мг на 100г нефти.

Сторонниками абиогенного происхождения нефти обилию этих металлов уделяется большое внимание. Как и ответственному за образование белков азоту, входящему в состав «характернейшего биогенного соединения» – хлорофилла. В переводе с греческого языка «азот» означает «нежизненный». Он влияет на глубинный цикл углерода при генезисе неорганической нефти и входит в состав-структуру порфирина, встречающегося «в мантийных ксенолитах» [15, с.83]. В связи с упомянутыми химическими элементами, отмечено, что «в малосернистых и особенно богатых азотом нефтях преобладают никелевые комплексы» [15, с. 84].

Более 30 лет назад было замечено: «Главному по массе и объёму газу атмосферы – азоту очень не везёт. Его обходят вниманием естествоиспытатели» [1, с. 68], а далее В.И. Бгатов цитировал высказывание А.Е. Ферсмана: «Мы совершенно не знаем роли азота в глубинных процессах Земли…» [там же].

В настоящее время включения азота в алмазах изучают минералоги, этим элементом интересуются нефтяники, агрономы, работники пищевой промышленности. Но до сих пор мнение академика Ферсмана остаётся в силе.

Массовое образование азота при бомбардировке глубинного углерода протонами было нами отмечено в докладах на 5-х Кудрявцевских чтениях. В графических построениях определилось, что между содержанием азота и накоплением нефти существует прямая положительная связь и имеются сложные генетические взаимодействия между N, C, O и H.

Учитывая цикличность космической жизни планеты, очевидно, что раз сформировавшись, рифт-рамповые системы становятся донорами нефти и углеводородных газов на всех последующих этапах своего существования.

Могут меняться масштабы генерации УВ, состав и пути их миграции, характер аккумуляции флюидов, но пульсационный режим глубинной жизни крупных структур обеспечивает ей «мантийное дыхание» и образование «чёрной крови планеты» продолжается.

Начавшийся в позднем олигоцене неотектонический этап характеризуется геодинамической обстановкой начала глобального сжатия в пульсации I ранга и весь миоцен Земля испытывала дополнительное сжатие в фазе пульсации II ранга, что выразилось в активном формировании молодых складчатых сооружений. Однако с конца миоцена в ГГП II ранга активизировалась фаза расширения. Это фиксируется активизацией рифтогенеза и формированием молодой нефти, что находит отражение и в графиках на рисунке, приведенном в другом нашем докладе на 6-х Кудрявцевских чтениях.

Таким образом, схема развития мантийно-литосферной рифт-рамповой системы дает адекватное объяснение связи активной фазы опускания авлакогенов («грабен-рифтов») с эпохами сжатия Земли.

Модель предлагает вариант решения важнейших вопросов геологии УВ и алмазов:

1 – связи залежей углеводородов и кимберлитов с авлакогенами;

2 – парагенезиса алмазов и нефти и включения нефти в кимберлитах и УВ-газов в алмазах;

3 – неорганического пути образования практически неиссякаемой нефти (один из вариантов ее полигенеза);

4 – механизма алмазообразования в высокобарической субмантийной обстановке;

5 – гибридного типа кимберлитов и широкой изменчивости их химического и фазового состава, обогащенности калием, наличия в них ксенолитов перидотитов и эклогитов;

6 – сопряжённости кимберлитовых полей с обогащёнными титаном траппами;

7 – приуроченности этих полей к «плечам рифтов».

Предложенный на рассмотрение вариант пространственно-генетической связи УВ и кимберлитового магматизма представляет собой один из возможных видов проявления нелинейной металлогении, обусловленный действием глубинных флюидов Земли при руководящей роли водородной дегазации.

Согласно этой модели, в результате периодической дегазации недр при пульсационных расширениях и сжатиях планеты происходит взаимообусловленное формирование магматических пород, рудных залежей, и контролирующих их размещение крупных тектонических структур.

Формирующий атмосферу, гидросферу, биосферу и углеводородную сферы Земли элементный состав по основной своей массе ограничивается всего лишь C, H, N и O. Все эти газы генерируются в мантии и поступают в литосферу и ее мобильные оболочки при пульсационных изменениях объёма планеты.

Вновь подтверждая отмеченную нами справедливость давней формулы Б.М. Валяева – «нефть и жизнь из продуктов дегазации Земли» [4], рифт-рамповая модель даёт нам основание предложить и небольшое, но важное дополнение: «…пульсирующей Земли».

Литература

1. Бгатов В.И. История кислорода земной атмосферы. – М.: Недра, 1985. – 87 с.

2. Васильев В.Г. Проблема происхождения алмазов. / В.Г.Васильев, В.В.Ковальский, Н.В.Черский – Якутск: Кн. изд-во, 1961. - 152 с.

3. Дукардт Ю.А, Борис Е.И. Авлакогенез и кимберлитовый магматизм. Воронеж: ВГУ, 2000. 161 с.

4. Епифанов В.А. Цикличность нефтенакопления в пульсациях Земли, астрогеологический контроль генезиса углеводородов и биопоэз // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии: Матер. Междунар. научн.-практ. конф. – СПб.: ВНИГРИ, 2007. – С. 119-128.

5. Епифанов В.А. Проблема прогнозирования и поисков алмазов в ракурсе глобальной концепции пульсационного геогенеза // Геология и полезные ископаемые Красноярского края. – Красноярск: КНИИГиМС, 2008. – вып. 9. – С. 116-121.

6. Епифанов В.А. Смена геодинамических режимов – новый взгляд на процесс формирования алмазоносных кимберлитов // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики: Матер. совещ. – М.: ГЕОС, 2008. – Т. 1 – С. 279-283.

7. Епифанов В.А. Модель мантийной парагенетической связи алмазообразования и генерации углеводородов в контексте пульсаций изначально гидридной земли // Новые идеи в науках о Земле: Матер. IX Междунар. конф. – Москва, 2009. – С. 51

8. Епифанов В.А. Модель-реконструкция причинно-следственной триады: пульсации «гидридной Земли» – рифтогенез – кимберлитовый магматизм / В.А.Епифанов, О.Н.Сайчук // Петрология магматических и метаморфических комплексов: Матер. Всерос. петрограф. конф. Вып. 7. – Томск: ЦНТИ, 2009. – С. 116-124.

9. Зинчук Н.Н. Тектоника и алмазоносный магматизм. / Н.Н.Зинчук, А.Д.Савко, Л.Т.Шевырев – Воронеж: ВГУ, 2004. – 282 с.

10. Зинчук Н.Н. Тектонические аспекты прогнозирования кимберлитовых полей. / Н.Н. Зинчук, Ю.А. Дукарт, Е.И. Борис – Новосибирск: «Сибтехнорезерв», 2004. – 166 с.

11. Ларин В.Н. Наша Земля (происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). – М.: «Агар», 2005. – 248 с.

12. Москалева В.Н. Магматические формации как индикаторы рифтогенных систем / Сов. геология, 1982. – № 10. – 82-93.

13. Песков Е.Г. Геологические проявления холодной дегазации Земли. – Магадан: СВКНИИ ДВО РАН, 2000. – 279 с.

14. Родин Р.С. О парагенетической связи алмазов, углеводородных скоплений и пород класса аллитов (на примере Сибирской платформы) / Р.С .Родин, В.А. Епифанов // Геология и минерагения Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1997. – С. 87-99.

15. Симонян Г.С. Роль металлопорфиринов никеля и ванадия в абиогенном образовании нефти / Современные наукоемкие технологии, 2015. – № 9. – С. 82-85.

16. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. – М.: ООО «Геоинформ», 2002. – 250 с.

ЭНДОГЕННЫЙ ФАКТОР В ФОРМИРОВАНИИ ТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГАЗОГИДРАТОВ НА ПРИМЕРАХ АРКТИЧЕСКИХ ШЕЛЬФОВ

Захаренко В.С.
ФГБОУ ВПО «Мурманский государственный технический университет»

Снижение запасов на известных месторождениях по всему миру, растущий спрос на нефть и таяние ледников привело к значительному росту объема геологоразведочных работ в Арктике. Регион Российского Арктического шельфа имеет значение не только для России, но и для всего мира ввиду сосредоточенности здесь огромных запасов УВ. Продвижение работ к северному полюсу требует рассмотрения образования природных ресурсов с различных точек зрения и, прежде всего, осваивать практику поисков глубинной нефти.

На современном уровне изучения шельфа, благодаря повышению качества аппаратуры появилась возможность увязывать, сопоставлять и сравнивать результаты «приповерхностных» методов исследования, таких как газогидрохимия, пробоотбор (0.7-0.8 м), сейсмоакустика (до 600-800 м) с сейсмикой МОВ ОГТ, глубинность изучения которой достигает 11 км с другими геофизическими методами. Поэтому, можно проследить не только геологическое строение всей толщи от фундамента до дна, но и пути миграции углеводородов, что ранее было невозможно, ввиду малой глубины освещения разреза.

Цель и задачи данного исследования – выявить роль эндогенных факторов, установить соотношение глубинных и биогенных углеводородов, выделить участки скопления водорастворенных газов и сопоставить их с потенциальными ловушками, как традиционных углеводородов, так и газогидратов.

Шпицбергенский и Западно-Баренцевский шельфы. В настоящее время многими авторами подтверждается, что жизнь на Земле находится под полным контролем процессов глубинной дегазации, масштабы которой огромны и на несколько порядков выше, чем «дыхание» залежей нефти и газа, открытых в осадочном чехле. Корни глобальных геодинамических процессов сместились с уровня верхней мантии до ядра Земли. В мантии важнейшими структурами разгрузки глубинной энергии являются плюмы и суперплюмы. Нами показано, что пассивное просачивание термогенного газа является особенно сильным на крупных тектонических линеаментах к западу от Шпицбергена. Результаты статистической обработки данных геохимических исследований на шельфе показали, что эндогенная составляющая в вертикальном перемещении УВ является преобладающей с большим доминированием по сравнению с органическим углеродом.

Данные газогидрохимии подтверждают присутствие углеводородов, пространственно группирующихся в локальные аномалии, которые тяготеют к разломным зонам. Обобщающим результатом этих исследований стало выявление приуроченности выделенных потенциальных ловушек УВ к области внедрения мантийного диапира (в переходной зоне «континент-океан»)и, как следствие, - затронут вопрос о дегазации Земли.

Авторами проведено сопоставление пространственного расположения выделенных ловушек УВ в Поморском прогибе с гравитационной аномалией, связанной с «мантийным плюмом». По-видимому, он служил, как источником, так и обогревателем и способствовал трансформации углеводородных систем.

Баренцевоморский шельф. Выходы газа на поверхности морского дна широко распространены на шельфе Баренцева моря. Морфологическими проявлениями данного процесса являются воронки просачивания, а также газовые факелы и фонтаны. Миграция газов к поверхности дна наблюдается как от газовых линз в меловой толще, проявляющихся в сейсмической записи в виде аномалии типа «яркое пятно», так и, по-видимому, самого Штокмановского газоконденсатного месторождения. Многие слабые землетрясения на шельфе Арктики могут быть обусловлены подводными выхлопами газа, разрушающими целостность донных отложений, следствием чего является образование покмарок (округлых углублений в рельефе дна). По-видимому, наиболее крупные покмарки приурочены к зонам

разломов, что подтверждается исследованиями в районе ШГКМ (Штокмановское газоконденсатное месторождение).

В районе Штокмана нами выявлен крупный диапир, не выраженный в рельефе дна. В случае усиления тектонической активности, или в результате неосторожного бурения, а также возможного столкновения с движущимся объектом (подводной лодкой)он может превратиться в грязевой вулкан с выбросом газа. В Арктическом секторе диапировые структуры проявляются довольно часто, однако их внешний облик, как и генезис различен под влиянием многочисленных косвенных факторов, что требует отдельного изучения.

В одной из последних работ Э.В. Шипилов проведя сопоставление результатов бурения на архипелагах Земля Франца-Иосифа и Шпицберген с результатами сейсмостратиграфического анализа говорит о роли эндогенного фактора в нефтегазовой геологии Лудловской группы месторождений (Восточно–Баренцевский мегабассейн), выделяя следующие доминирующие закономерности: а) тектономагматический фактор, т.е. внедрение силлов; б) влияние термальных процессов базальтоидного магматизма на газогенерационные свойства вмещающих пород верхнепермско-триасового и более древнего возраста; в) магмоподводящие каналы, разломы и зоны трещиноватости могли служить активными каналами миграции УВ флюидов (рис. 1), участвуя в «подкачке» и заполнении структурных ловушек.

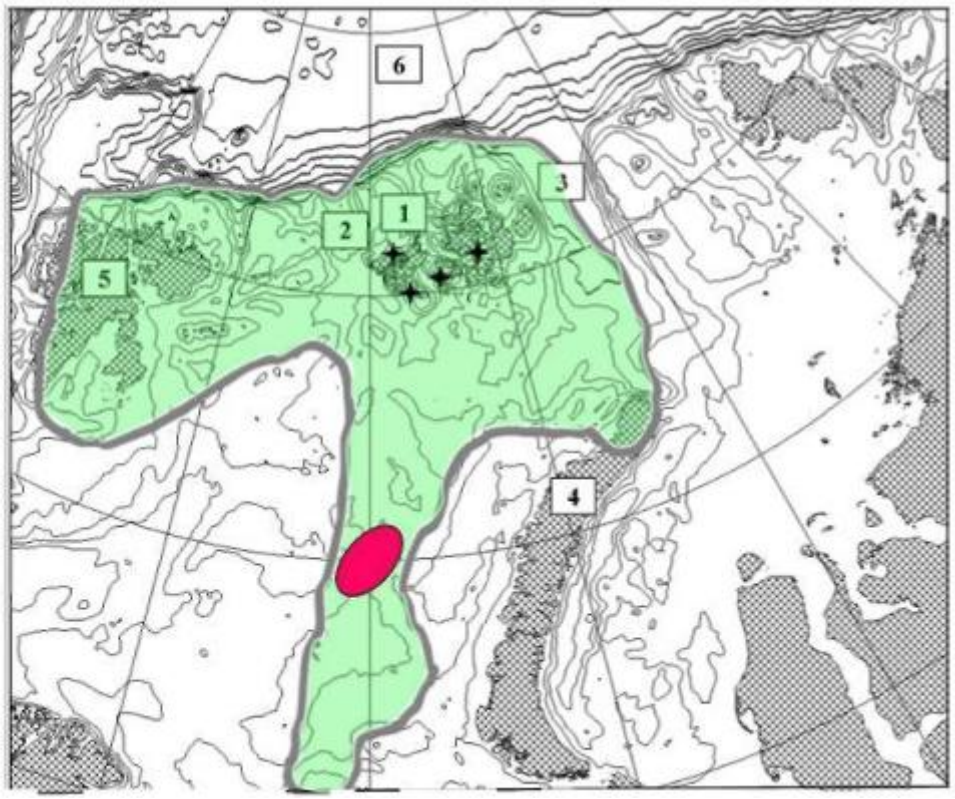


Рис. 1. Батиметрия и ареал юрско-мелового базальтоидного магматизма Баренцевоморской континентальной окраины. Красный овал – Лудловская группа месторождений УВ (Штокманское, Лудловское, Ледовое), звёздочки – места отбора проб базальтов. 1 – арх. ЗФИ, 2 – жёлоб Франц-Виктория, 3– жёлоб Св. Анны, 4 – Новая Земля, 5 – Шпицберген, 6 – котловина Нансена Евразийского бассейна. (Э.В. Шипилов, 2017).

Шельф моря Лаптевых. В связи с освоением Арктики возрастает интерес и к ее восточным регионам, в частности к шельфу моря Лаптевых. Исследования, проведенные сейсморазведкой МОВ ОГТ (материалы ОАО МАГЭ), позволяют рассмотреть предпосылки образования газогидратов не только в придонном слое, что уже ранее изучалось другими авторами, но и на более глубоком уровне их возможного существования в зоне

стабильности (800-1100 м). В их образовании значительную роль играет вертикальная миграция термогенного газа, а геологические условия, в результате трансгрессивно-регрессивных циклов, благоприятны для скопления в породах-коллекторах. В придонном слое, в разрезе мёрзлых пород по данным предыдущих исследователей, по-видимому, преобладает биохимический (микробный) газ, связанный с интенсивным размывом берегов и поступлением органического вещества. Скопления газогидратов на более глубоком уровне могут быть индикаторами перетоков газа, связанных с нижележащими нефтегазовыми месторождениями и являться дополнительным фактором, подтверждающим углеводородную перспективность данного района.

Повышенную взрывоопасность представляют локальные скопления газогидратов в придонном слое, часто лежащие на продолжении разломов, а также газогидраты более глубокого уровня, непосредственно приуроченные к разломам. Эта опасность возрастает в случае усиления тектонической активности. Сейсмичность района представлена узкой (60-80 км) полосой эпицентров землетрясений в направлении от хр. Гаккеля и расширяющейся до 400–600 км на шельфе моря Лаптевых. Здесь сейсмичность охватывает территорию между полуостровом Таймыр, дельтой р. Лены и Новосибирскими островами и носит рассеянный, диффузный характер (Аветисов Г.П., 1996).

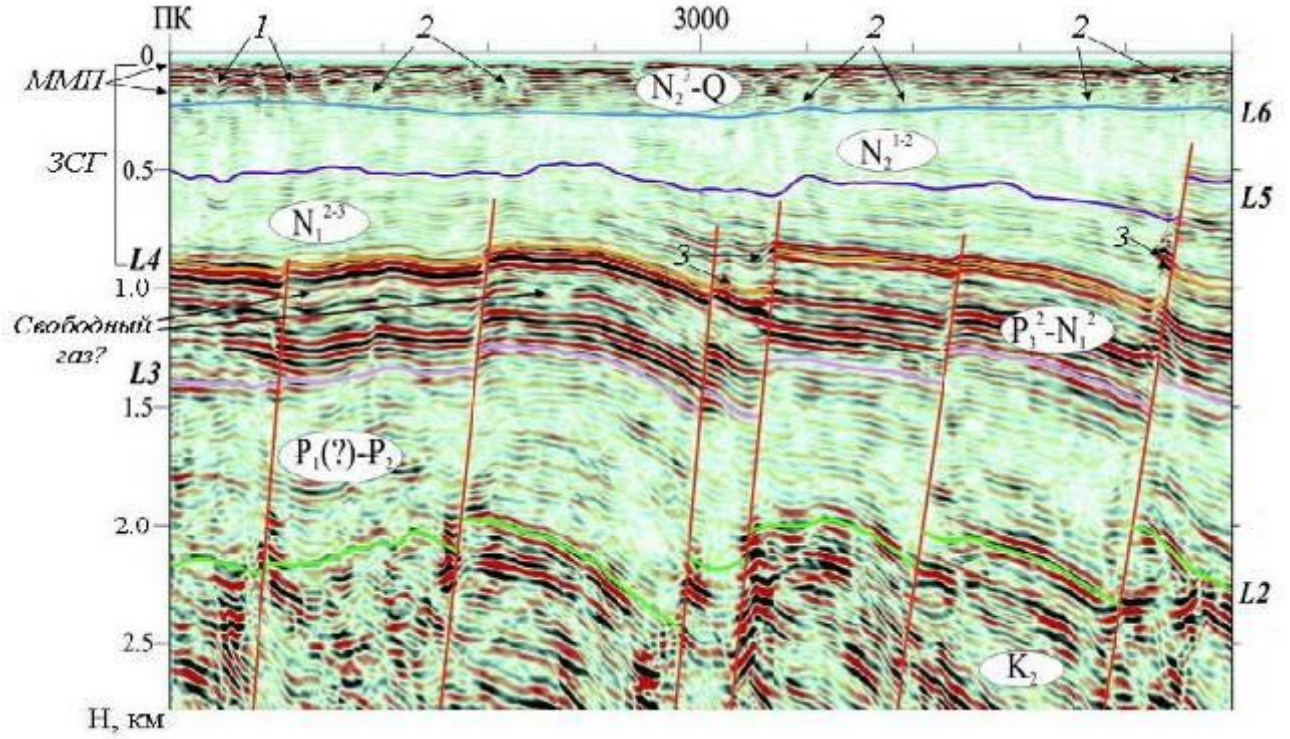


Рис.2. Фрагмент профиля 2007 (Интерпретация В.С. Захаренко, 2018; сейсмостратиграфическая основа Г.А. Заварзиной и С.И. Шкарубо, 2012). Условные обозначения: *1* - сквозные и несквозные талики; *2* - локальные скопления приповерхностных газогидратов; *3* - возможные скопления газогидратов, приуроченные к разломам; *L2 – L6* – основные отражающие горизонты; *L4* – соответствует предполагаемой подошве зоны стабильности газогидратов (глубина 800-1100 м.)

По-видимому, взрывоопасность может возрастать по мере приближения к континентальному склону, а также в рифтовых зонах. Это может быть связано не только с повышением сейсмичности, но и с утончением слоя вечной мерзлоты и увеличением вероятности его «прорыва». Экологические риски необходимо учитывать для предотвращения аварийных ситуаций при освоении арктического шельфа.

Выводы и заключение. Приведенные выше данные, основанные на анализе фактического материала, позволяют говорить о существовании и развитии энергоактивных

зон (по А.Н. Дмитриевскому). В каждой из выделенных зон доминирующим является эндогенный фактор (мантийные плюмы, базальтоидный магматизм, неотектоника и др.).

Модель дегазации Земли позволяет объяснить дегазацию шельфа как глобальное природное явление; объединить и рассматривать образование УВ, включая газогидраты, как звенья единой углеводородной цепи. При этом биогенное (микробное) происхождение газогидратов является не исключением, а боковой ветвью данного процесса. Образование скоплений газогидратов, диапиров грязевых вулканов являются дополнительным маркёром перетоков и существования УВ на глубине и дает возможность готовить дальнейшие площадные работы и участки для бурения более прицельно, что значительно сократит затраты. Комплексный анализ в свете обобщающей теории позволяет предвидеть экологические риски на этапе поисковых работ, учитывать их, а, следовательно, избегать и предотвращать. Проблема подготовки кадров, готовых работать в суровых условиях Арктики, грамотно планировать поиск и разведку природных ресурсов – остается актуальной и может быть решена в сотрудничестве ВУЗов с научно-производственными организациями на основе идей Глубинной нефти.

Литература

1. Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: Теоретические основы и практическая значимость // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: Геос, 2006. С. 14–22.

2. Красный Л. И. Восходящие глубинные и близповерхностные структуры и связанная с ними минерагения // Отеч. геология. 2000. № 6. С. 23–28.

3. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.В. Основные результаты и перспективы исследований по проблеме «Дегазация Земли» // Дегазация земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: Геос, 2002. С. 3–6. 15.

4. Павленкова Н.И. Флюидная концепция глобальной тектоники // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: Геос, 2002. С. 58–60.

5. Барышев А.Н. Фрактальная структура системы плюмов, связь с ней дегазации Земли и металлогении // Дегазация Земли: Геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. М.: Геос, 2002. С. 90–92.

6. Летников Ф.А. Геофлюиды в геологической истории Земли // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. М.: Геос, 2008. С. 8–10.

7. Исаев Г.Д. О концепциях нефтегазообразовния // Вестник Томского государственного университета, Науки о Земле 2009 с. 323-378

8. Верба М.Л. Проявления природных углеводородов в осадочном чехле Щпицбергена // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2007. - Т.2. - http://www.ngtp.ru/rub/6/018.pdf с.22

9. Погребицкий Ю.Е., Горячев Ю.В., Трухалев А.И. // сб.: Мировой океан. М., 2001. В.3. С.44–48.

10. Захаренко В.С. Потенциальный экологический риск, связанный с газогидратами на Западно-Арктической континентальной окраине. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. М: 2011, №4, с.21-26

11. Захаренко В.С. Казанин Г.С. Радченко М.С. Условия образования газогидратов на Шпицбергенской- Баренцевоморской континентальной окраине //Естественные и технические науки, М: «Спутник +», 2013. №2 с. 158-163

12.Захаренко В.С., Казанин Г.С., Павлов С.П. Предпосылки и условия формирования газогидратов на Штокмановской площади Баренцева моря // Вестник МГТУ. 2014, №2. С. 394 – 402.

13. Захаренко В.С., Радченко М.С., Шлыкова В.А. Роль эндогенной составляющей в формировании углеводородов в переходной зоне континент-океан Шпицбергенско-Баренцевоморской континентальной окраины//Вестник МГТУ 2016. Т. 19. № 1-2. С. 176-183.

14. Захаренко В.С. Экологические риски и условия формирования газогидратов и газонасыщенных толщ в южной части моря Лаптевых // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2018. № 4. С. 43-47.

15. Захаренко В.С. Нефтегазовое освоение Арктического шельфа в ракурсе глобального изменения климата // Успехи современной науки.7017. том 9, №4.С.252-254.

17. Шипилов Э.В. Эндогенный фактор в нефтегазовой геологии Лудловской группы месторождений (Восточно–Баренцевский мегабассейн) Материалы международной научнопрактической конференции, приуроченная к 45-летию ОАО «МАГЭ», 2017.

МЕТОДОЛОГИЯ И МЕТОДИКА УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРЮЧИХ И НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Зинатов Х.Г.
ООО «НПО «ГЕОТОН» г. Москва
E-mail: galim1923@yandex.ru

По результатам исследований И.Л. Викентьева: в отличие от 19 века, в 30-ые и 50-ые годы XX века знания стало удобно делить на три категории:

1. ДЕКЛАРАТИВНЫЕ ЗНАНИЯ.
2. ОПИСАТЕЛЬНЫЕ ЗНАНИЯ.
3. ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ ЗНАНИЯ.

Не касаясь сути бесплодности в научных исследования «ДЕКЛАРАТИВНЫХ ЗНАНИЙ» и «ОПИСАТЕЛЬНЫХ ЗНАНИЙ», в данных тезисах рассмотрим проблему, оговоренную в названии тезисов, с позиций «ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ЗНАНИЙ», которых, по мнению И.Л. Викентьева, на три порядка, то есть в 1000 раз, по своему применению в научных исследованиях – решении научных задач, меньше, чем два других типа знаний. Ссылаясь на аналогичные исследования Огюста Конта (1842 год. «Три стадии накопления знаний Огюста Конта») – Получение в научных исследованиях «ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ЗНАНИЙ» и есть ПОЗИТИВНАЯ НАУКА [5], https://www.youtube.com/watch?v=A4mwYSibJcM .

Все цивилизации людей, начиная от самых древнейших, для своего успешного развития всегда нуждались в использовании рудопроявлений и месторождений твердых и горючих полезных ископаемых. Это, со времен первых рудознатцев на Земле вплоть до сегодняшнего дня, повлекло необходимость нескончаемого усовершенствования, в сегодняшнем понимании, критериев прогноза и поисков промышленных месторождений полезных ископаемых.

Усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений твердых и горючих полезных ископаемых с начала геологических исследований можно разделить[35], на два периода:

I. Первый период развития геологии, начиная с работ **Нильса Стенсена** (дат), также называемого Николай Стенон или Николас Стено (1638 - 1686) – основоположника тектоники, с 1669 года, почти 260 лет развивается, как наука, на основе получения, в ходе геологических исследований, «**описательных**» и «**сравнительных**» знаний по структурной геологии и геологическим закономерностям размещения рудопроявлений и месторождений полезных ископаемых

II. Второй период – период становления и дальнейшего развития геологии, как, действительно науки, которая развивается на основе получения в структурной геологии «**инструментальных знаний**». Всё началось с изучения деформированности «преимущественно… больших интрузий или плутонов» … «путем изучения различных плоскостей, диаклаза, параклаза, кливажа, различных деформаций и трещин» [35, стр. 13.] и продолжается до сегодняшнего дня. «Эта методика структурных исследований была «преимущественно развита германскими геологами Клоосом, Борном, С. Бубновым и др.» (там же) и «начиная с **1928 года** и особенно американцами, могла быть, названа **геомеханической**». … «Шмидт (1932) выдвинул термин «технология горообразовния» – учение о влиянии сил в геологических телах как среднем результате бесконечного числа отдельных процессов. Он считает самым главным «изучение процесса горообразования», а не причины его. **Весьма важно представление о геотектогенезе, как о течение масс и внутренних относительно малых перемещений**» (там же).

Второй период можно разделить на три, не равноценных по продолжительности, этапа. В качестве границы раздела этих этапов, взят период II Мировой Войны.

<u>Первый этап</u> продолжается с конца 20-ых годов прошлого века, до начала II Мировой Войны.

1.В геодинамике верхних слоев литосферы Земли существует континуум: диалектически неразрывная и взаимовлияющая геодинамическая сопряженность развития в пространстве и во времени разнопорядковых блоков земной коры или литосферы и осложняющих их дислокаций, как «**формы**», и минералов, горных пород, и, соответственно, месторождений полезных ископаемых, как «**содержания**». Исходя из этого понимания, первые рудознатцы и первые геологи, как ученые, для осмысления результатов своих работ в геологии и, особенно, при изучении закономерностей формирования руд, невольно начали и постепенно развили два основных направления исследований: **Структурную геологию и Тектонофизику**. В первый период развития геологии, из-за отсутствия научного объяснения причин образования структур регионов и разнопорядковых дизъюнктивных и пликативных дислокаций, Структурная геология развивалась, по своей сути, как «описательная» и, соответственно, метафизическая наука.

2. Из трудов М.В. Гзовского [8] известно, что основной задачей Тектонофизики является установление механизмов формирования дислокаций и соответственно причин их образования. Тектонофизика изначально опиралась на законы физики и «Сопромата» [35, 36], и на постоянно обновляющиеся экспериментальные и геофизические данные, и поэтому она является наукой, дающей в Геологии **инструментальные знания**. То есть начало применения Тектонофизики в Геологии подняло Структурную геологию на более высокий уровень познания – на уровень «**объяснительной науки**», которая объясняет механизмы формирования разнопорядковых дизъюнктивных и пликативных дислокаций, равно как и причины развития локальных и региональных структур на Земле.

3. Синхронно с геологами-тектонистами и геологи-поисковики, изучавшие структурные критерии образования месторождений полезных ископаемых, тоже стали активно использовать, тектонофизические и геофизические методы [35, 36]. Правда, до начала последней четверти XX века, такие исследования ограничивались применением тектонофизических методов для изучения структур рудных тел на месторождениях, «рудных столбов», месторождений и рудных полей, главным образом, для месторождений металлических полезных ископаемых (Вольфсон Ф.И., 1947, 1955;) [1, 6, 9, 26, 27, 50 и др.].

4. К концу 40-вых годов XX века, благодаря проведению во многих государствах, разномасштабных геолого-съемочных работ и структурных исследований, накопились новые факты о региональном геологическом строении и, соответственно, о региональных структурах и дислокациях на всех континентах Земли [35]. Отсюда, перед геологами-тектонистами и геологами-поисковиками были поставлены более грандиозные задачи: 1) изучение региональных структур и механизмов формирования региональных дизъюнктивных и пликативных дислокаций; 2) разработка региональных тектонических критериев прогноза и поисков промышленных месторождений полезных ископаемых в пределах минерагенических районов, областей, зон и провинций. [27, 35 и другие]; 3) уже назревала необходимость проведения таких же исследований на глобальном уровне, то есть, в масштабе всей Земли, как планеты.

5. Однако развитию таких исследований до начала 60-ых годов XX века помешали объективно-субъективные и объективные причины:

1) в период геологических исследований от середины XIX и до серединыXX веков среди большинства геологов на всей Земле господствовала «теория» «Геосинклиналей», с присущими её канонами, которая была создана на основе «описательных знаний» и, соответственно, была, максимум, чисто «**сравнительной наукой»** [35].

2) вместе с тем геологи обнаружили новые геологические факты, которые невозможно было объяснить на основе канонов «теорией «Геосинклиналей»:

во-первых, «Начало XX века характеризуется расцветом альпийской геологии с применением совершенно особой методики тектонических исследований и анализа. Наиболее характерной чертой этого периода явилось «**учение о шарриаже**», введённое французскими...» и «швейцарскими...» «…геологами. Оно имело громадное значение в

развитии тектоники, совершенно изменив прежние представления о многих местах и значительно повлияв на теоретические взгляды» [35];

во-вторых, к середине 30-тых годов XX века и позже, на разных континентах Земли, в частности, на территориях штата Калифорния [25, 31] и среднеазиатской части СССР были закартированы разнопорядковые сдвиги. В СССР они связывались с «взбросо-надвигами»: «Район с широко развитыми сдвигами» … этого.. «...типа расположен в Кураминских горах западного Тянь-Шаня (Наследов, 1935; Вольфсон, 1947; Ефвименко, 1941)» [1. Стр. 288 – 289. Рис. VII - 12];

в-третьих, на территории штата Калифорния, в Лосанджелесском НГБ к середине 30-ых годов была впервые закартирована парагенетичная связь кулисных рядов взбросо-надвиговых антиклинальных складок, которые вмещают промышленные месторождения нефти, с правосторонним сдвигом Инглвуд [53. См. так же: 31, фиг. 9, стр. 284; 52, рис. 306, стр. 222].

Так же, среди геологов-тектонистов и геологов-поисковиков пока не находила должной поддержки парадигма глобальной тектоники А. Вегенера [4]. Однако «Новым для понимания развития структур и дислокаций на Земле в глобальном масштабе, по сравнению с парадигмой «контракции» верхних слоев земной коры, в разработках сторонников парадигмы «мобилизма» «**Явилось стремление искать причины движения масс на поверхности, причины изменения этой поверхности, под ней, на глубине, возникла идея** (*лежащая в основе всех идей мобилизма*) **о подкоровых течениях, глубинных перемещениях, лишь отражающихся в изменениях земной поверхности, пассивной, несомой подкоровыми массами**» [35,Стр. 5].

Еще хуже в этот период, и весьма удручающе, на фоне интенсивного развитии на территории СССР плановой разномасштабной геологической съемки и, соответственно, структурного картирования, равно как успешного развития учения о металлогенических провинциях [29], выглядело развитие представлений о горизонтальных движениях верхних слоев земной коры. Сторонники «теории» «Геосинклиналей», оставаясь на позициях своей «теории», беспощадно боролись даже с мало мальским упоминанием в развивающейся геологии в СССР о горизонтальных (тангенциальных) движениях в земной коре. Например, при цитировании советскими геологами в своих фундаментальных монографиях Д.И. Мушкетовым [28, рис. 14, 15, стр. 145] и Н.А Кудрявцевым [35, рис. 88, стр. 415] факта парагенетичной связи нефтевмещающих взбросо-надвиговых антиклиналей со сдвигом Инглвуд, установленного американскими геологами в середине 30-ых годов в Лосанджелесском НГБ [53. См. так же: 31, фиг. 9, стр. 284; 52, рис. 306, стр. 222], редакторы текстов упомянутых монографий полностью «вымарали» из текстов и рисунков термин «**сдвиг**», заменив его на «**сброс**» или текстовое написание «сброс» на рисунках, приведенных в своих упомянутых выше советских геологов, и тем самым «вымарали» из умов советских геологов-нефтяников возможность принятия и применения на практике, **нового критерия прогноза и поисков месторождений углеводородов (УВ) – генетической связи месторождений УВ с разломами, и конкретно со сдвигами, который в корне**, **отличался от «Антиклинальной теории образования месторождений нефти Абиха»**. В СССР к этому критерию прогноза и поисков месторождений УВ и его практическому применению пришли не ранее 1983 года в Терско-Каспийском прогибе (Смирнов М.Н., Бражник В.М., Чуприна В.В., Дадышев С.Г., 1983), отстав от американских геологов, в среднем, по пониманию и применению этого критерия во многих НГБ СССР, на 60 лет [24].

К тому же, такое насильственное редактирование сторонниками «теории» «Геосинклиналей» рассматриваемых монографий, повлекло за собой, еще более отрицательные последствия для нефтяной геологии в СССР:

1) ничуть не сказалось в СССР на дальнейшем, более чем полувековом «торжестве» в развитии теории образования месторождений УВ «биогенной» «теории» образования месторождений УВ» только в осадочных чехлах НГБ и НГП, только и только на основе «Антиклинальной теории образования месторождений нефти Абиха», с игнорированием дизъюнктивных дислокаций;

2) из года – в год или в очередной раз блокировало развитие в СССР, а теперь уже блокирует развитие и в Российской Федерации парадигмы «Глубинного или «абиогенного» образования месторождений УВ». На сегодняшний день генетическая связь месторождений УВ с зонами сдвиговых деформаций, как тектонический прогнозно-поисковый критерий, подробно рассмотрена в [14 – 15, 18 – 22, 24, 43 – 45].

6. Таким образом, перед началом II Мировой Войны геологи и, в частности, геологи-тектонисты и геологи-поисковики месторождений полезных ископаемых «лицом – к лицу» столкнулись с необходимостью решения двух насущных проблем:

1) скорейшего дальнейшего доизучения и объединения структурной информации по региональным структурам земной коры и прогнозно-поисковых исследований на континентах;

2) разработки глобальных структурных карт для всей Земли, и глобальных прогнозно-поисковых критериев для месторождений полезных ископаемых. Первая проблема во всех государствах, по мере усовершенствования методик и приборов, применяемых, при геолого-геофизических работах, успешно решалась. Решению второй проблемы препятствовала практически полная не изученность геологического строения дна океанов.

<u>Второй этап.</u> Продолжается в течении II Мировой Войны.

1. Начало II Мировой Войны резко и скачкообразно ускорило, в воюющих государствах, интенсивное усовершенствование тектонических критериев прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых на уровнях исследований минерагении рудных районов, областей, зон и провинций.

2. Ведение II Мировой Войны и её геополитические итоги, несомненно, поспособствовали дальнейшему, послевоенному ускорению решению выше названных проблем регионального и глобального охвата геологического строения земной коры:

1) решению проблем региональных геологических исследований на континентах поспособствовало интенсивное усовершенствование всевозможных военных приборов и электроники, которое трансформировалось в геологии в усовершенствованные и новые геофизические приборы, равно как и усовершенствование приборов аэрофотосъемки и геофизических дистанционных исследований Земли. Это, в совокупности, подняло получение «инструментальных знаний» о геологическом строение земной коры на новый - на глобальный уровень исследований;

2) по итогам II Мировой Войны, США резко распространило свое геополитическое влияние на акваториях Атлантического, Тихого и Индийского океанов. К тому же, у многих воющих государств, со статусами морских держав, равно как и США были значительно усовершенствованы приборы эхолотного поиска подводных лодок противников. Это послужила «отправной точкой» для того, чтобы геологи в США начали не только геоморфологическое, но и геолого-геофизические исследования дна океанов и морей на Земле [30].

<u>Третий этап</u>. Начало становления и дальнейшего развития Тектоники литосферных плит.

1. Начиная с 60-ых годов прошлого века, в США и в странах Западной Европы парадигма «мобилизма», в результате инструментального получения новых геолого-геофизических фактов о земной коре океанов, равно как новых геофизических данных по более глубоким слоям Земли, постепенно преобразовалась в парадигму «Тектоники литосферных плит». В СССР, не смотря на упорное противостоянию сторонников «теории» «Геосинклиналей», практически сразу же, по завершения Великой Отечественной Войны, под эгидой ГИН АН СССР, начиная с дальнейшей более углубленной разработки академиком А.В. Пейве и другими геологами-тектонистами «Учения о глубинных разломах» [37, 38] и, соответственно, картирования в ходе геолого-съемочных работ в различных, по геологическому строению и геологическому развитию регионов СССР, глубинных разломов со сдвиговой кинематикой, постепенно сформировался свой, по началу, «континентальный» - для территории СССР и сопредельных регионов, вариант парадигмы «Тектоники литосферных плит».

2. Значительное облегчение, быстроту и точность в региональное и глобальное геологическое и структурное картирование, особенно неотектоники, равно как усовершенствования минерагенического анализа в региональном и глобальном масштабе,

привнесли дистанционные геофизические исследования, включающие в себя и аэровысотные и космические фото- и другие варианты съемок. Существенно способствовало осмысленной работе геологов и получению инструментальных знаний в геологии применение методов элементарной математической статистики и компьютерные технологии моделирования геологических процессов.

3. Одним из основных и ключевых, равно как перспективных в структурных и в прогнозно-поисковых исследованиях на месторождения полезных ископаемых на уровне рудоподводящей роли разломов и парагенетичным им рудовмещающих трещин, является выводов Д.И. Мушкетова [35.] о том, что геология и, собственно, структурная геология с применением тектонофизических методов, при реконструкции тектонических полей напряжений, переходят на более высокую стадию исследований, по иерархии «инструментальных знаний»: на стадию «**динамической геологии**», то есть той геологии, в которой реконструируются поля напряжений и, соответственно, те «**силы**», действия которых в земной коре приводит к формированию или к переформированию структуры различных участков земной коры и осложняющих эти структуры дизъюнктивных и пликативных дислокации. Так же Д.И. Мушкетов отметил: «Однако совместное проявление явлений сжатия и растяжения указывает на то, что они геологически тесно связаны между собой и встречаются несравненно чаще, чем это принято думать. **Резкое разделение форм, обязанных своим происхождением сжатию и растяжению, как часто думается, по существу неправильно**». [35. Стр. 23.].

Важный, много определяющий вклад в понимание геологами развитие структурной и, в целом, динамической геологии внёс Г. Д. Ажгирей. Он просто и общепонятно для геологов сформулировал следующее положение: «В явлениях, приводящих к образованию тектонических структур мы различаем две стороны:

1) **движения**, отражающие **кинематическую** сторону процесса. Результатом этих движений являются **деформации,** т.е. изменения формы горных пород;

2) **силы**, действующие в определенном направлении, вызывающие движение и отражающие **динамику** процесса». [1. Стр. 8].

5. Примеры активного практическое применение в различных областях геологии в СССР, которые состоялись в последней трети XX века, рассмотрены в [16]. Однако следует отметить, что впервые в СССР, в сфере теории рудогенеза металлов были сформулированы следующие важные положения: 1) тектонические напряжения являются, безусловно ведущими рудоконтролирующими факторами, подготавливающими условия, благоприятные для поступления минералообразующих субстанций, так и для взаимодействия их с вмещающими породами; 2) сходство тектонофизических условий рудообразования является основным критерием правомочности распространения аналогий при оценке перспективности участков; 3) преобладающее влияние на положение участков наиболее интенсивной минерализации оказывают не только величины самих напряжений, но также зоны контрастного изменения напряжений; 4) частные планы деформаций и полей напряжений в пределах залежей полезных ископаемых определяются региональными планами деформаций или генезисом структуры месторождения; 5) механизм формирования деформационных структур - структурно-кинематический фактор - выделяется, при наличии других благоприятных факторов, в качестве ведущего, определяющего главные особенности пространственного расположения и морфологии рудных столбов на большинстве гидротермальных и гидротермально-метасоматических месторождений; 6) проявление «структурной и рудной синхронности»: рудная минерализация образуется в связи с приоткрыванием трещин, находящихся в сопряжённом развитии с крупными безрудными разломами, которые регенерируются или вновь образуются в «момент» перемещения и деформационного взаимодействия блоков земной коры и, соответственно, в «момент» формирования иерархически соподчиненных рудоконтролирующих, рудораспределяющих, рудоподводящих и рудолокализующих разнопорядковых дизъюнктивных и пликативных дислокаций [2, 9, 16, 26, 27, 50].

Несмотря на разработанность в бывшем СССР столь фундаментальных положений, доказывающих непреходящую значимость для рудогенеза на эндогенных месторождениях металлических полезных ископаемых полей напряжений, до сих пор применение

тектонофизического анализа для прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых не нашло массового применения в поисках месторождений других полезных ископаемых.

Такая ситуация была обусловлена тем, что плодотворные возможности тектонофизических методов были продемонстрированы на небольшом круге гидротермальных месторождений металлических полезных ископаемых, и не в последнюю очередь, применением тектонофизических методов изучения закономерностей рудообразования только на уровне рудных залежей, месторождений и максимум рудных полей. Оставались невыясненными возможности применения методов тектонофизического анализа на региональном уровне и роли полей напряжений не только в формировании структур рудных районов, областей и провинций, но и в закономерном размещении твердых и, тем более, горючих месторождений полезных ископаемых, в их пределах. Отсутствие таких разработок кроется, по-видимому, прежде всего, в отсутствии более обширной, детальной, разнообразной информации о тектонодинамической связи локальных рудолокализующих дислокаций, развитие которых служит первопричиной рудообразования [2, 23], с региональными рудоконтролирущими и рудоподводящими дислокациями.

6. В 1984 году были опубликованы следующие, ниже приведенные материалы научных исследований. Впервые, на основе комплексного применения тектонофизических методов исследований к материалам дешифрирования мелкомасштабны космических снимков типа «Метеор-13» и наземной геолого-геофизической, равно как и минерагенической информации на территории Алданского щита были установлены и теоретически обоснованы объективные и устойчиво повторяющиеся структурно-кинематические закономерности размещения и динамические, в свете тектонических полей напряжений, условия образования, сохранности и деструкции – уничтожения парагенетичных докембрийских месторождений апатита (Селигдарского типа) и флогопита, которые имеют более чем 2,4 миллиардный возраст своего образования. [23] Эта первая попытка применения тектонофизического анализа на региональном уровне – на уровне Центрально-Алданской провинции месторождений неметаллических полезных ископаемых с описанием целей, задач работы и всей методики работ, позже, побудила расширить варианты применения отработанных методов и методик по отношению к другим промышленно значимых месторождений неметаллических полезных ископаемых и метасоматически-метаморфическим и скарновым месторождениям боросиликатов, железа и других полезных ископаемых. Результаты работ изложены в [16]. Проведенные работы позволили на примере Центрально-Алданской провинции эндогенных неметаллических полезных ископаемых оценить поля напряжений, как ведущие факторы образования, сохранности и деструкции промышленных месторождений неметаллических и, частично, металлических полезных ископаемых метаморфогенно-метасоматического генезиса.

III. Методология работ.

1. В принципе, геология с самого её формирования «насквозь пропитана» материалистической основой проводимых в ней исследований. Геологи, считающие себя материалистами, до сих пор могут проводить свои исследования, находясь на позициях двух философских «ветвей» материализма: либо - на метафизической, либо – диалектической.

2. На протяжении почти 260 летнего, от первых работ Нильса Стенсена, вплоть до сегодняшнего дня, развитие Структурной геологии на основе получения описательных знаний о структурах и осложняющих их дизъюнктивных и пликативных дислокациях, породило невообразимое множество субъективных классификаций структур и дислокаций, как на локальных, так и на региональных уровнях исследований. А это неизбежно привело и приводит к терминологической перегруженности и запутанности терминов в тектонике, что все больше и дальше упрочивает представление геологов о тектонике, по К.Р. Лонгвеллу, как о «сумасшедшем доме». Выбраться из этой ситуации можно было только при условии применения в тектонике метода, позволяющего соблюсти, как и в других науках, вплоть до философии, по мнению Г.В.Ф. Гегеля [8], главное условие познания спонтанного развития всех процессов в мире, в их «самодвижении» - то есть, познание, как «единства и борьбы противоположностей». Ибо, по логике, «…метод есть осознание формы внутреннего самодвижения содержания науки» (там же). Отсюда, научное применение Структурной

геологии в прогнозно-поисковых исследованиях возможно при использовании метода, позволяющего, с одной стороны изучать кинематику и динамику тектонических процессов, а с другой - соблюсти главное условие объективного познания саморазвития природных и общественных процессов, метода, «ядром» которого является Основной закон Диалектики: «Закон единства и борьбы противоположностей». Таким методом в тектонике является метод тектонофизического анализа разнопорядковых структурных рисунков парагенетичных - **сопряженных по времени образования и динамически** - меж- и внутриблоковых дизъюнктивных и пликативных дислокаций в литосфере [13, 16, 18]. Метод позволяет реконструировать и оперировать полем напряжений - единством проявления и противодействии в литосфере напряжений сжатия и растяжения. Как справедливо было подчеркнуто А.В. Пейве: «...сжатия и растяжения в геологических явлениях и структурах неразделимы, они всегда существуют одновременно и взаимосвязано» [39, стр. 42], и даже доминирующее проявление одного из них порождает проявление и противодействие другого, а их разделение при геодинамических исследованиях методологически и методически нерационально и чревато упущением многих важных закономерностей образования и сохранности месторождений полезных ископаемых.

4. Методологическими и методическими достоинствами тектонофизического анализа являются возможности:

1) совершить восхождение от простого, абстрактного представления - поля напряжения в точке среды, которое формирует триаду парагенетичных дислокаций: отрыва, скола и сжатия – к конкретному пространственно-временному формированию в литосфере - от уровня кристаллов [42], до границ литосферных плит [13, 16, 17, 20 - 22] различных сочетаний дислокаций данной триады;

2) применить для изучения геологических процессов редко применяемый в геологии логический метод познания, то есть, реконструировать современные поля напряжений и механизмы образования современных дислокаций, и проводить аналогичные ретроспективные реконструкции для древних дислокаций, или теоретически объяснять, и, следовательно, прогнозировать многообразие тектонических форм и тектонодинамических условий развития геологических процессов в их пространственно-временных сочетаниях для реальных тектонических дислокаций;

3) проанализировать и синтезировать, в свете полей напряжений, богатейший фактический материал о связи месторождений полезных ископаемых с разнопорядковыми дислокациями, и разрешить часто встречаемую в геологии ситуацию, логически сформулированную Г.В.Ф. Гегелем: «...то, что **известно** (bekannt), еще не есть поэтому **познанное** (erkannt)» [8. Стр. 83];

4) на единой методологической основе, с применением единых методов тектонофизического анализа, проводить изучение региональных и подчиненных им локальных структурно-кинематических закономерностей размещения и тектонодинамических условий формирования, сохранности и разрушения месторождений полезных ископаемых, а также структур рудных провинций, областей, районов, полей, узлов, месторождений и залежей в их соподчиненном тектонофизическом взаимодействии и развитии, не зависимо от генетических типов и видов полезных ископаемых, времени и режимов тектонического развития исследуемых регионов.

IV. Методика работ.

Рациональной последовательностью выявления генетической связи рудоконцентрирующих дислокаций на месторождениях с рудоконтролирующими региональными дислокациями, или разработки тектонических предпосылок поисков месторождений полезных ископаемых является следующая методическая последовательность работ, по принципу - «от общего к частному» [13, 16]:

1. Выявление и картирование на основе комплексного применения космических, историко-геологических, геоморфологических и других методов, с привлечением данных геолого-съемочных, геофизических работ и структурного бурения статической модели современной структуры верхней части литосферы исследуемого региона как совокупности региональных и локальных неотектонических блоков литосферы и осложняющие их,

однопорядковых им парагенетичных - сопряженных по времени образования и динамически - пограничных (межблоковых) и внутриблоковых дизъюнктивных и пликативных дислокаций, которые формируются под воздействием тектонических полей напряжений, возникающих, в свою очередь, при взаимно деформационном взаимодействии движущихся блоков литосферы.

2. Анализ выявленных неотектонические блоков и дислокации: охарактеризовать их морфологию, структуру, вещественное выполнение, глубину заложения и так далее.

3. Синтезирование на основе методов тектонофизического анализа дистанционной и наземной геолого-геофизической информации и построение структурно-кинематических модели формирования и развития верхней части земной коры исследуемого региона, с реконструкцией региональных и локальных палео- и неотектонических полей напряжений, механизмов формирования парагенетичных региональных и подчиненных им локальных дислокаций, кинематики блоков земной коры и осложняющих их дислокаций, и в целом – палео- и/или неотектонодинамической обстановки формирования современной структуры верхней части земной коры исследуемого региона.

4. Выявление устойчиво повторяющейся связи определенных генетических типов и видов полезных с определенными по механизму формирования дислокациями, то есть, структурно-кинематических закономерностей их размещения, и объяснение тектонодинамических (в свете полей напряжений) условий их образования и сохранности или уничтожения, с завершающим формулированием тектонических предпосылок поисков месторождений полезных ископаемых.

5. На основе усовершенствованных региональных и локальных тектонических предпосылок поисков месторождений полезных ископаемых оценить, с учетом других, не менее важных, факторов их образования, исследуемую территорию на выявление новых месторождений полезных ископаемых.

V. Апробация предлагаемой методики усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков промышленных месторождений неметаллических и горючих полезных ископаемых.

1. Апробация разработанной нами методики работ по усовершенствованию тектонических предпосылок поисков промышленно-значимых месторождений твердых и горючих полезных ископаемых, на примерах минерагении различных провинций неметаллических полезных ископаемых и нефтегазоносных бассейнов Земли, с учетом парагенезисов месторождений углеводородов с месторождениями металлических [3, 28] и неметаллических полезных ископаемых, изложена в [10 – 24, 32 - 34]. Кроме этого, эта же методика была применена для усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений флогопита и графита на территории Памира-Тяньшанского орогена и месторождений барита, на примере Алавердского поля месторождений барита в Армении.

2. Наша методика усовершенствованию тектонических критериев прогноза и поисков промышленно-значимых месторождений твердых полезных ископаемых получила определенные подтверждения в ходе наземных исследований, при применение её или тектонофизических методов нами, в пределах Нахичеванской впадины, составного элемента Среднеараксинской спадины [13, 17] и нашим коллегой Г.Ю. Боярко на Селигдарском месторождении аппатита [16] (Центрально-Алданская провинция неметаллических полезных ископаемых).

3. Всегда, как при проведении наземных работ, так и, особенно, с началом применения дешифрирования космических снимков (КС) для выявления по геолого-геофизической интерпретации линеаментов, в качестве дизъюнктивных нарушений, и тем более на уровне минерагенических провинций, например в [16, 23], перед геологами-поисковиками, которые изучали генетическую связь рудопроявлений и месторождений полезных ископаемых с разломами, проявлялись две, проблемы - не возможность объяснить: 1) удалённость рудопоявлений и/или месторождений полезных ископаемых от линеаментов, предполагаемых в качестве рудоконтролирующих или рудопоставляющих разломов и 2) узлов их пересечения.

Судя по опыту применения тектонофизических методов нашими предшественниками, коллегами и нами, при структурных исследованиях и разработке и усовершенствовании тектонических критериев прогноза и поисков промышленных месторождений полезных

ископаемых [1, 6, 9, 11 - 24, 26, 44 - 46, 50], решение этой, «двуединой» проблемы объяснения образования месторождений полезных ископаемых, однозначно, связано с такими понятиями в структурных исследованиях, как, в первом случае – «штокверковые зоны трещиноватости», а во втором - по Г.Д. Ажгирею [1. Рис. II – 23. Стр. 52 - 53] площадей разнопорядковых блоков кристаллах и в горных породах, так называемых, «квадрант сжатия» и «квадрант расширения», границами которых являются развивающиеся разнопорядковые дизъюнктивными дислокациями сколовой кинематики. Эти «квадранты» всегда парагенетично формируются на всех уровнях геологической организации вещества в верхних слоях земной коры или литосферы, от кристаллов [42], до границ и внутренних частей литосферных плит [13, 16, 17, 20 - 22], при пересечении парагенетичных лево- и правосторонних дизъюнктивных дислокаций от уровня трещин в кристаллах, мельчайшей трещиноватости в горных породах, до уровня глубинных разломов сдвиговой кинематики на границах и во внутренних частях литосферных плит, влияют, соответственно, на формирование «точечных дефектов» и перемещение атомов в ходе «межзернового скольжения» в кристаллах» и образование промышленных месторождений эндогенных, вулканогенно-осадочных и осадочных неметаллических полезных ископаемых на границах и во внутренних частях литосферных плит. В работах А.И. Тимурзиева [43-45] «клиновидные» «квадранты уплотнения и разуплотнения» горных пород рассматриваются, как структурные факторы, влияющие на повышение скоплений УВ в различных НГБ. В целом, у геологов-тектонистов признание существования парагенетичных «квадрантов расширения» и «квадрантов сжатия» в земной коре не вызывало сомнений. Все они их признавали, но не все они эти структурные элементы использовали в своих исследованиях. По-видимому, впервые влияние «квадрантов расширения» на перераспределение вещества – формирование даек на их площади, при процессах «течения» гранитов в гранитных плутонах, в ходе внедрения последних в горные породы верхних слоев земной коры, отметил Ханс Клоос (Hans Cloos. Einfьhrung in dietektonische Behandlung magmatischer Erscheinungen (Granittektonik), Bd, 1925.). Интересны наблюдения Ф.И. Вольфсона о связи полиметаллических руд с активным развитием «квадрантов расширения и сжатия» на Кансайском месторождении полиметаллических руд. (Вольфсон Ф.И. Трещинные структуры и рудные столбы на Кансайском полиметаллическом руднике. Сов. Геология, Сб. 20, 1947) [1. Стр.56]. Так же, по-видимому, правильное применение нашло понимание тектонодинамической сути «квадрантов расширения» и «квадрантов сжатия» у сейсмологов, при разработке ими классического объяснения механизмов очагов землетрясений, равно как форшоков и афтершоков землетрясений [51].

Примеры решения этих, вышеназванных, «двуединных» проблем, и другие достоинства применения тектонофизического анализа для усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений горючих и неметаллических полезных ископаемых на разных уровнях организации геологического вещества Земли, достаточно подробно рассмотрены в выше перечисленных наших работах и в работах А.И. Тимурзиева [43-45].

Коротко следует отметить: накопленный опыт по усовершенствованию тектонических критериев прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых с применением тектонофизических методов к материалам дешифрирования КС свидетельствует о том, что, при качественном дешифрировании КС, геологов-поисковиков ничуть не должен смущать тот факт, что при работе на уровнях минерагенических районов, областей, зон и провинций, известные месторождения и рудопроявления не совпали с линеаментами или узлами их пересечения, а находятся рядом с ними. Это, прежде всего, объясняться тем, что геолог отдешифрировал на КС ранее неизвестные, предположительно рудоконторлирующие и рудоподводящие дизъюнктивные нарушения, которые не могут быть выявлены в ходе наземных геолого-съемочных и поисковых работ. А, как известно, из опыта прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых, рудовмещающие дизъюнктивные и пликативные дислокации, будучи парагенетичными рудоконтролирующим или рудоподводящим разломам, находятся на удаление от них. И во многих случаях, такого парагенезиса рудовмещающих дизъюнктивных и пликативных дислокаций, сами рудоконтролирующие или рудоподводящие разломы бывают безрудными. В таком случае, геологам-поисковикам необходимо будет: 1) всеми должными методами и способами сбора геологической информации, повысить

уровень информации о структурных элементах исследуемого региона и 2) освоить, через «не хочу!», тектонофизические методы и, тем самым, усовершенствовать тектонические критерии прогноза и поисков тех полезных ископаемых, с которыми он работает. А в случае не желания геологов-поисковиков применять тектонофизические методы для достижения выше названной цели, то, скорее всего, эти геологи-поисковики в своих исследованиях и по результатам своих исследований, останутся на метафизическом уровне познания, и, соответственно, приумножит бесплодные, мало кому нужные, «декларативные» и «описательные» или, в «лучшем» случае, «сравнительные» знания. И, в конечном итоге, так, качественно, и не решат поставленной перед ним задачи.

Следует подчеркнуть, что в ИФЗ РАН и других НИИ РФ продолжается применение тектонофизических методов не только по развитию теории механизмов формирования парагенезисов дизъюнктивных и пликативных дислокаций, но и практического их применения для прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых http://www.ifz.ru/lab_204/konferencii/chetvertaja-tk-2016/materialy-konf/ , а это свидетельствует о том, что такое перспективное направление в прогнозе и поисках месторождений полезных ископаемых в Российской Федерации, после распада СССР, не угасло и, скорее всего, разовьется до своего разностороннего и высокого уровня применения при геологических исследованиях в СССР.

VI. Обсуждение.

1. Из выше приведенных материалов следует то, что постоянное усовершенствование структурных исследований и тектонических критериев прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых приобрело научную основу только с началом использования «инструментальных знаний», которые получались на основе применения в исследованиях методов тектонофизического анализа.

2. Выделение выше рассмотренных периодов усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений полезных ископаемы происходило из-за, во-первых, прироста новых геологических фактов; во-вторых, проистекающего из этого: 1) не способности существующих парадигм объяснить вновь полученные геологические факты; и соответственно, 2) необходимости разработки новой или новых парадигм, объясняющих эти факты. Например, в результате появления новых фактов на основе изучения передовыми, для того времени, геофизическими методами структуры более глубоких слоев литосферы и других, ниже расположенных по строению Земли геосфер, коллективом геологов-тектонистов во главе с академиком А.В. Пейве в СССР парадигма «Тектоники литосферных плит» была модернизирована с учетом вертикальной расслоенности плит на литопластины [29, 40, 41, 46 - 49].

3 Выше изложенные материалы приводят к выводу о насущной потребности разработки тектонических предпосылок поисков месторождений полезных ископаемых на основе комплексирования тектонофизических исследований структурной информации, полученной дистанционными и наземными методами. Это поможет вскрыть ранее неизвестные, а потому полезные для прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых, закономерности их размещения и условий формирования в земной коре. Причины редкого – не массового применения тектонофизических методов для прогноза и поисков месторождений твердых и горючих полезных ископаемых в научно-исследовательских и, тем более, в производственных геологических организациях, за исключение работ проводимых в ОАО «ЦГЭ» А.И. Тимурзиева [43-45], по мнению автора, объективно-субъективные. К сожалению, до сих пор, в подавляющем большинстве геологических учебных заведениях, преподаванию тектонофизики и, тем более, её применения для прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых не уделяется должного внимания. Но, в основном, применению тектонофизики в прогнозно-поисковых исследованиях препятствуют субъективные причины: для многих геологов, слишком тяжкими» и долгими, представляются «пути познаний» тектонофизических методов и их применения в прогнозно-поисковых исследованиях.

VII. Выводы.

1. Рассмотренную методику работ целесообразно применять от глобального до локального уровня прогнозно-поисковых работ, поскольку апробация этой методики, судя по результатам наших работ и работ, проведенных и проводимых в ОАО «ЦГЭ» и других вариантов применения тектонофизических методов нашими предшественниками на практике, привела выводу о том, что эта методика позволяет на единой методологической основе, с применением единых методов тектонофизического анализа, проводить изучение региональных и подчиненных им локальных структурно-кинематических закономерностей размещения и тектонодинамических условий формирования, сохранности и разрушения месторождений полезных ископаемых, а также структур рудных провинций, областей, районов, полей, узлов, месторождений и залежей в их соподчиненном тектонофизическом взаимодействии и развитии, не зависимо от генетических типов и видов полезных ископаемых, времени и режимов тектонического развития исследуемых регионов [13, 16, 17, 20 - 22].

2. Поскольку тектонофизические методы применяются, при решении задач в структурных исследованиях и объяснениях перераспределения вещества на всех уровнях геологической организации вещества Земли - от уровня кристаллов до уровня литосферных плит, то их диапазон применения в Геологии ещё весьма: 1) обширен и 2) далёк от своей полной реализации при изучении минерагении рудных районов, областей и провинций.

Перспективы применения тектонофизических методов определяются в интенсивном (более углублённом применение в тех регионах Земли, в которых они уже прошли свою апробацию) и экстенсивном (расширение применения и в других регионах Земли, где они не применялись) их применение для дальнейшего усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых. Естественно, разработка новых геофизических приборов, которые позволят изучать геологическое строение Земли на её больших глубинах, повлечёт приток следующих, новых фактов о геодинамике Земли и, по-видимому, парадигма «Тектоники литосферных плит» будет постоянно модернизироваться, и не исключено, что со временем, и ей на смену придёт очередная «Новая глобальная тектоника», в которой будут объяснены эти новые факты.

3. Так же эту методику целесообразно применять:

1) теми геологами-нефтяниками, у которых ещё предстоят буровые работы и не применён метод «МОГТ»3D;

2) и, естественно, теми геологами-поисковиками, кто занимается усовершенствованием тектонических критериев прогноза и поисков месторождений металлических полезных ископаемых, поскольку, во-первых, давно известен парагенезис рудных скоплений металлов с месторождениями неметаллических и горючих полезных ископаемых, а в приведенных, по ссылкам, материалах этот геодинамический парагенезис не рассмотрен из-за того, что исследования были ограничены целями проведенных исследований.

Литература

1. Ажгирей Г.Д. Структурная геология. М.: МГУ, 1956, 491 с.

2. Барабанов В.Ф. Генетическая минералогия. Л.: Недра. 1977. 326 с.

3. Бескровный Н. С. Рациональные пути освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья (на основе зарубежного опыта). С.-Петербург. 1993. 223 с.

4. Вегенер. А. Происхождение материков и океанов. М., Госиздат. 1923. 158 с.

5. Викентьев И.Л. Осторожно! 20 приемов научного блефа. https://www.youtube.com/watch?v=A4mwYSibJcM

6. Вопросы изучения структур рудных полей и месторождений АН СССР Труды Института геологических наук. Вып. 162. Серия Рудных месторождений. Изд-во АН СССР. Москва.1955. 160 с.

7. Гегель Ф. Логика. М.: Наука. 1970. Т.1. 340 с.

8. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука.1975. 536с.

9. Гладков В.Г., Филонюк В.А. О кинематике формирования и принципах классификации рудных столбов эндогенных месторождений. Проблемы образования рудных столбов. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1972. С.38-49.

10. Зинатов Х.Г. Модель неотектонической кинематики малых плит на стыке Ближнего и Среднего Востока Использование дистанционных методов при региональных геологических

исследованиях и поисках полезных ископаемых (тезисы докладов Всесоюзного научно-технического семинара 16-18 апреля 1985г., г. Москва: ЦНТГО, Аэрогеология. 1985. С.21-23.

11. Зинатов Х.Г Роль механизма формирования Среднеараксинского прогиба в размещении галогенных формаций, возникновении, сохранности и промышленной значимости месторождений каменной соли Использование дистанционных методов при региональных геологических исследованиях и поисках полезных ископаемых (тезисы докладов Всесоюзного научно-технического семинара 16-18 апреля 1985г., г. Москва). Москва: ЦНТГО, Аэрогеология. 1985. С.100-102.

12. Зинатов Х.Г. Структурно-кинематические условия образования месторождений неметаллов в связи с неотектоническим взаимодействием плит - критерии их прогноза и поисков в Среднеараксинской впадине. Тезисы докладов. Всесоюзного совещания: «Раломообразование в литосфере: тектонофизические аспекты». Иркутск, 1990, с. 156-157.

13. Зинатов Х.Г. Тектонические предпосылки поисков месторождений неметаллов в Среднеараксинской впадине: Автореферат диссертации кандидата геолого-минералалогических наук. М.: МГГА, 1995, 24с.

14. Зинатов Х.Г. Прогнозирование нефтеносности в верхних слоях земной коры нефтегазоносных бассейнов (на примере неогеодинамических исследований в Республике Татарстан). Тезисы Всероссийской конференции «1 -е Кудрявцевские Чтения». Москва. 22 – 26 октября 2012 г. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». Стр. 425 – 429. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/tema/031_Zinatov_Theses.pdf

15. Зинатов Х. Г. Ретроспективный анализ влияния геодинамики юго-восточной части Волжско-камской антеклизы на формирование литофаций, фаций и месторождений углеводородов. Природные физико-химические условия и процессы преобразования и мобилизации мантийных C-H-N-O-S систем в углеводороды нефтяного ряда. Исходное вещество и очаги генерации, механизм и каналы вертикальной миграции глубинных углеводородов. Тезисы Всероссийской конференции «2 -е Кудрявцевские Чтения». Москва. 21 – 23 октября 2013 г. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». С.116–118. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/Zinatov_Theses_2.pdf

16. Зинатов Х.Г. Поля напряжений - ведущие факторы образования, сохранности и разрушения месторождений эндогенных промышленных месторождений неметаллов в Центральной части Алданского щита и их применение в геодинамических и прогнозно-поисковых исследованиях. Электронный журнал «Глубинная нефть». 2013 (а). Том I, № 5, с. 660 – 683. URL: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-5-2013/6_Zinatov_1-5-2013.pdf

17. Зинатов Х.Г. Усовершенствование тектонических предпосылок поисков месторождений неметаллов и лигнитов в неотектонических орогенах. Электронный журнал «Глубинная нефть». Том 1. №9. 2013(б). С.1285-1306. URL: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-9-2013/2_Zinatov_1-9-2013.pdf.

18. Зинатов Х.Г. Диалектическая методология усовершенствования тектонических предпосылок поисков месторождений полезных ископаемых при геодинамических исследованиях на разных уровнях геологической организации вещества земли // Развитие диалектики иерархических (многоуровневых) систем. Сборник статей по материалам V международной научно-практической конференции (11 – 13 ноября 2013 г.) Книга 1. К(П)ФУ, АН РТ, ИЭУиП, КНИТУ - КАИ, КНИТУ – КХТИ, РФО РАН. Казань. Изд. «Познание» Института экономики, управления и права. 2013 (в). С. 187 – 192.

19. Зинатов Х.Г. Совершенствование тектонических предпосылок поисков месторождений битумов на основе геодинамических исследований формирования верхнепермских месторождений битумов в Республике Татарстан. Электронный журнал «Глубинная нефть». Том 2. №12. 2014. с. 2007-2017. http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-12-014/5_Zinatov_2-12-2014.pdf.

20. Зинатов Х.Г. О методике нефтегазового районирования на основе изучения геодинамики юго-восточной части Волжско-Камской антеклизы. Тезисы на конференции «4-е Кудрявцевские чтения». Москва. АО «ЦГЭ». 2015г. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Zinatov_Theses-1.pdf

21. Зинатов Х.Г. О вариантах проявления вулканизма и землетрясений как глубинных факторов формирования месторождений углеводородов и их применение при неогеодинамических исследованиях формирования месторождений углеводородов. Тезисы на конференции «4-е Кудрявцевские чтения». Москва. АО «ЦГЭ». 2015 г. (б). http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Zinatov_Theses-2.pdf

22. Зинатов Х.Г. Методология и методы дальнейшего усовершенствования тектонических предпосылок поисков месторождений углеводородов. Тезисы Всероссийской конференции «5 -е Кудрявцевские Чтения». Москва. 21 – 23 октября 2016 г. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». С. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/5KR/Theses/Zinatov_Theses.pdf

23. Зинатов Х.Г., Вафин Р.Ф. Использование космических снимков для анализа структурно-динамических условий образования древних месторождений флогопита и апатита. Исследования Земли из космоса. 1984, N2, с.48-54.

24 Зинатов Х.Г., Ефимов А.А. Выбор нефтеперспективных площадей в Республике Татарстан на основе неогеодинамических исследований и разработки моделей месторождений углеводородов с применением тектонофизического анализа. Нефть. Газ. Новации. 2011, № 4, с.53 – 67.

25. Ирдли А. Структурная геология северной Америки. Изд-во ин. Лит-ры. Москва. 1954. 665 с.

26. Королев В.А., Фатхуллаев Ш.Д. Общие вопросы моделирования структур рудных полей и месторождений. Труды Ин-та геологии и геофизики. Новосибирск, 1976. Вып. 293. С.9-22.

27. Крейтер В.М. Структуры рудных полей и месторождений. М.: Госгеолтехиздат, 1956. 272 с.

28. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Изд-во «НЕДРА». Ленинградское отделение. Ленинград. 973. 214 с. Рис. 14, 15, стр. 145.

29. Макаров В.И., Трифонов В.Г. Сравнительный анализ проявлений структурно-динамической дисгармонии литосферы в разных регионах. Тектоническая расслоенность литосферы новейших подвижных поясов. М.: Наука. 1982.

30.Менард Г.У. Геология дна Тихого океана. М.: Мир. 1966. 275 с.

31. Муди Дж.Д и Хилл М.Дж. Сдвиговая тектоника. Вопросы современной зарубежной тектоники. М.: Иностранная литература. 1960. С. 265-333.

32. Муслимов Р.Х. Зинатов Х.Г., Тарасов Е.А., Хайретдинов Ф.М., (а). Методология и методика изучения неогеодинамики Республики Татарстан и проблемы прогноза и поисков месторождений углеводородов // Тезисы докладов на международной научно-практической конференции «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ». Казань. 2001 (а). С. 203-206.

33. Муслимов Р.Х. Зинатов Х.Г., Тарасов Е.А., Хайретдинов Ф.М., (б). Структурно-кинематическая модель формирования верхней части литосферы Республики Татарстан в новейшее время // Тезисы докладов на международной научно-практической конференции «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ». Казань. 2001 (б). С. 207-210.

34. Муслимов Р.Х. Зинатов Х.Г., Тарасов Е.А., Хайретдинов Ф.М., (в). Структурно-кинематические закономерности размещения и динамические условия образования и сохранности месторождений нефти и битумов в Республике Татарстан в новейшее время // Тезисы докладов на международной научно-практической конференции «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ». Казань. 2001 (в). С. 200-203.

35.Мушкетов Д.И. Региональная геотектоника. ОНТИ-НКТП-СССР. Ленинград-Москва. 1935. 528 с.

36. Мушкетов Д.В., Мушкетов Д.И. Физическая геология. Л. – М. ОНТИ.1935.

37. Пейве А.В. Глубинные разломы в геосинклинальных областях. Изв. АН СССР. Сер. геол. 1945. №5. С. 23-46.

38. Пейве А.В. Разломы и их роль в строении и развитии земной коры. Структура земной коры и деформации горных пород. М.: Изд. АН СССР. 1960. С.65-72.

39. Пейве А.В. Тектоника и магматизм. Изв. АН СССР. Серия геологическая. 1961, N 3. С.46-

40. Пейве А.В. Геология сегодня и завтра Природа. 1977. № 6. С. 3-7.

41. Пейве А.В., Трифонов В.Г. Мобилизм и тектоническая расслоенность литосферы // Природа. 1981. № 8. С. 2-9.

42. Пуарье Ж.П. Ползучесть кристаллов. Механизмы деформаций металлов, керамики и минералов при высоких температурах. М.: Мир, 1988, 287 с.

43. Тимурзиев А.И. Механизм и структуры скрытой эксплозивной разгрузки глубинных флюидов в фундаменте и верхней части земной коры // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: перспективы нефтегазоносности фундамента и оценка его роли в формировании и переформировании нефтяных и газовых месторождений Материалы Международной научной конференции. – Казань: Изд-во Казанского университета. 2006. С. 262 – 268.

44. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью) – Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. М., МГУ, 2009. 40 с. http://deepoil.ru/images/stories/docs/avtorsk/raboty/txt_B_59.pdf.

45. Тимурзиев А.И. Обоснование структурных признаков растяжения и проницаемости земной коры на основе изучения геомеханических условий деформации горных пород в зонах сдвига. - Горные ведомости, 2012, №9(100), с. 16-49. http://deepoil.ru/images/stories/docs/avtorsk/raboty/Timurziev_Theses_2012_9.pdf.

46. Трифонов В.Г. Признаки тектонической расслоенности литосферы. // Тектоническая расслоенность литосферы новейших подвижных поясов. М.: Наука. 1982. С.66-75.

47. Трифонов В.Г. Позднечетвертичный тектоногенез. М.: Наука, 1983 (Тр. ГИН АН СССР, вып.361). 224 с.

48. Трифонов В.Г. Неотектоника и современные тектонические концепции. // Геотектоника, 1987, №1. С.25-38.

49. Трифонов, В. Г. Неотектоника: учебник. В.Г. Трифонов. Дубна: Гос. ун-т «Дубна». 2016. 310 с.

50. Фатхуллаев Ш.Д. Принципы тектонофизического изучения структур рудных полей Средней Азии. Экспериментальная тектоника в теоретической и прикладной геологии. М.: Наука, 1985, с.147-150.

51. Ходжсон Дж. Х. Движение земной коры по сейсмическим данным. Дрейф континентов. Горизонтальные движения земной коры. Под редакцией С.К. Ранкорна. Перевод с английского. Изд-во «Мир». 1966. С. 42 – 47.

53. Ярошевский В. Тектоника разрывов и складок. Москва. «Недра». 1981. 246.

54. Willis B. and R/ Geologie structures. Mc/Graw-Hilt, New York, 1934.

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОДИНАМИКИ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛЖСКО-КАМСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРЕДПОСЫЛОК ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Зинатов Х.Г., Ефимов А.А.
ООО «НПО «ГЕОТОН» г. Москва, E-mail: galim1923@yandex.ru

1. В ходе развития геологии сложились свои методы исследования. Геологические методы исследований достаточно подробно рассмотрены в [5].

Одним из основных и испытанных методов работы в геологии является «Исторический метод исследования», который применяется всеми поколениями геологов, как при написании ими научно-производственных отчетов, так научных публикаций и диссертаций, в главе под названием «История геологическая развития «Имя рек» территории». В такой главе, насколько возможно подробно, описывается история геологического развития или геодинамики исследуемой территории от раннего архея до позднего голоцена. То есть «вектор» описания истории геодинамики направлен из прошлого в будущее.

2. Вместе с тем, наряду с более ранним развитием в других науках, в конце прошлого века геологии тоже стали применять «метод ретроспективного анализа». Не вдаваясь в разбор и критику этих примеров применения в геологических исследованиях «ретроспективного анализа», подчеркнем, что в данном сообщении изложены результаты применения ретроспективного анализа в понимании его применения, которое было разработано для усовершенствования игры в шахматы: «Ретроспективный анализ (от лат Retro - назад и specto - смотрю), в шахматах выясняет объективную оценку позиции на основе оценок всех заключительных позиций, которые могут быть получены из данной. Двигаясь в обратном направлении, переходят к позициям, которые переводятся в заключительные в 1 ход, затем - к позициям, которые переводятся в заключительные в 2 хода, и так далее, пока не будет достигнута исходная позиция. Ретроспективный анализ стал возможен лишь с появлением ЭВМ и применением их к шахматной теории, так как даже при анализе малофигурных окончаний приходится рассматривать огромное число позиций» [31]. То есть в ходе наших исследований по усовершенствованию тектонических предпосылок прогноза и поисков месторождений УВ в пределах Волжско-Камской антеклизы (ВКА), равно как и территории Республики Татарстан (РТ) [9-18, 26-28] был выбран путь исследований влияния геодинамики ВКА на формирование месторождений УВ не в традиционном варианте таких исследований от позднего девона до сегодняшнего дня, а, наоборот: от голоцена до начала формирования ВКА, или до времени накопления «карбонатного девона». Или от позднеплейстоценовой фазы неотектонической активизации Юго-восточной части Восточно-Европейской плиты (ВЕП) и, собственно, ВКА, до времени тектономагматической активизации рассматриваемой территории в позднедевонское (франский и фаменские века) время, которая проявилась на всей Земле, как и неотектоническая активизация.

3. Причинами побудивших нас заняться «ретроспективны анализом» геодинамики ВКА послужило то, что в ходе наших исследований [9 – 18, 26 - 28] впервые наметился путь проведения нефтегазового районирования ВКА с позиций глубинного образования месторождений УВ и неогеодинамики ВКА на основе комплекта специализированных – карт: «Структурно-кинематические модели формирования земной коры ВКА и РТ в новейшее время» и «Карта структурно-кинематических закономерностей размещения месторождений углеводородов на территории ВКА и РТ в новейшее время», Карты были составлены в масштабах 1:2 500000; 1:500000; 1:200000, по принципу последовательных приближений; «от общего к частному». Однако, на наших неогеодинамических картах, при надёжном подтверждении большинства общеизвестных и установленных по геолого-геофизических исследованиям Р.Н. Валеева (Валеев Р.Н, 1968 - 1981), Е.Д. Войтовича Н.С. Гатиатуллина [4] и И.А. Ларочкиной [20] дизъюнктивных дислокаций, в том числе, таких глубинных разломов, как Прикамский, Серноводско–Туймазинский или Жигулевский и другие разломы,

впервые нашел свое отражение Высокогорско-Салмышский глубинный взбросо-сдвиг [9-18, 26-28]. Он был однозначно выявлен по материалам космическом снимке “Метеор -30”, масштаба 1:3 000 000 в начале1996 года (Рис. 3). При дальнейших исследованиях неогеодинамики ВКА, в связи с проведением на территории РТ: 1) геохимических исследовании с целью прогноза выявления новых месторождений нефти (Озол. А.А. и другие, 1997, 2000) и 2) составления структурно-кинематической модели верхней части земной коры РТ в новейшее время как основы мониторинга эндогенных процессов (Зинатов Х.Г., 2000), этот разлом неизменно дешифрировался на космических снимках (КС), типа “Landsat” и “НХ”, масштабов 1:1 000 000 и «Союз - 4», масштаба 1:500 000.

4. Специфическими особенностями этого разлома, в отличие выше упомянутых глубинных разломов ВКА, были:

1) он прослеживается, почти от города Оренбурга, сначала вдоль русла реки Салмаш, и далее, на ССЗ, вдоль осевой части Бугульминмко-Белебеевской возвышенности, совпадая его водораздельной частью. Далее, в пределах РТ, сначала он прослеживается вдоль водораздела, который разделяет речные системы рек Аксу и Малый Черемшан, и, в целом, реки Большой Черемшан, которые расположены к ЮЗ от разлома, от водных систем рек Шешма, Большой и Малый Зай, а уже за пределами реки Кама прослеживается до посёлка Высокая гора до реки Казанка, к востоку от города Казани (Рис. 1-3).

2) при дешифрировании КС все линеаменты и дугообразно изогнутые линеаменты, примыкающие к Высокогорско-Салмышскому линеамента с юго-запада и с северо-востока **образуют классический «древовидный» рисунок «ёлочка»** (Рис. 3), **который, как и все структурные рисунки, дешифрируемые на КС или топографических картах, по данным А.В. Лукьянова и И.Г. Щерба** [22. Стр. 17] (1973), **представляют собой «устойчивые упорядоченные множества одновозрастных парагенезисов структур**». Сам Высокогорско-Салмышский линеамент и, соответственно, разлом является, как бы «стволом» этого древовидного рисунка парагенетичных дислокаций, по отношению к которым он является, в генетическом отношении, «материнским разломом». Следует отметить, что, по данным А.В. Орловой [29], выше описанная геоморфологическая выраженность Высокогорско-Салмышского линеамента, присуща многим глубинным разломам и, следовательно, служит основой для определения порядка разлома, при морфоструктурных исследованиях на основе топографических карт и КС.

5. На разномасштабных геологических картах Земли хорошо закартирована неотектоника. Например, ВКА, как структурный элемент юго-восточной части Восточно-Европейской платформы (ВЕП), в своем неогеодинамическом развитие – есть «новообразование» - с относительно более чем 360 миллионнолетней истории развития. ВКА, весьма наглядно, как неотектоническое образование, по своей сегодняшней «отпрепарированности» в геологической обнажённости и выраженности в рельефе (наложите на эти рисунки географические и геоморфологические карты), отражается или закартирована на мелкомасштабных геологических картах (рис. 1), как гигантская антиформа или «мегавал», если придерживаться традиционной терминологии геологов-нефтяников. Причем, асимметричной, как по отпрепарированности разновозрастных пермских осадочных пород в обрамлении мезозойских и кайнозойских пород, так и по сохранности остатков неогеновых пород в глубоких неогеновых речных врезах, и по рельефу.

На этой геологической карте можно просто отдешифрировать в линеаментах и полукольцевых «линеаментах» неогеодинамические границы и внутреннее деление ВКА, а также и других неотектонических структурные элементы ВЕП.

А с приложением дешифрирования комических снимков (КС) типа «Метеор-30» (выборочно) на выше упомянутую геологическую карту (рис. 3.), то линеаментная зона, которая прослеживается по «осевой» части ВКА с самого юго-востока ВКА до реки Камы - является водораздельную часть Бугульмино-Белебеевской возвышенности. А далее, северо-западнее Камы, эта осевая часть ВКА соответствует реке Вятке. А ещё далее - на северо-запад эта линеаментная зона прослеживается в речной сети и в рельефе до Кольского полуострова и проникает на Кольский полуостров, как региональная неогеодинамически активизированная древняя разломная зона глубинного заложения.

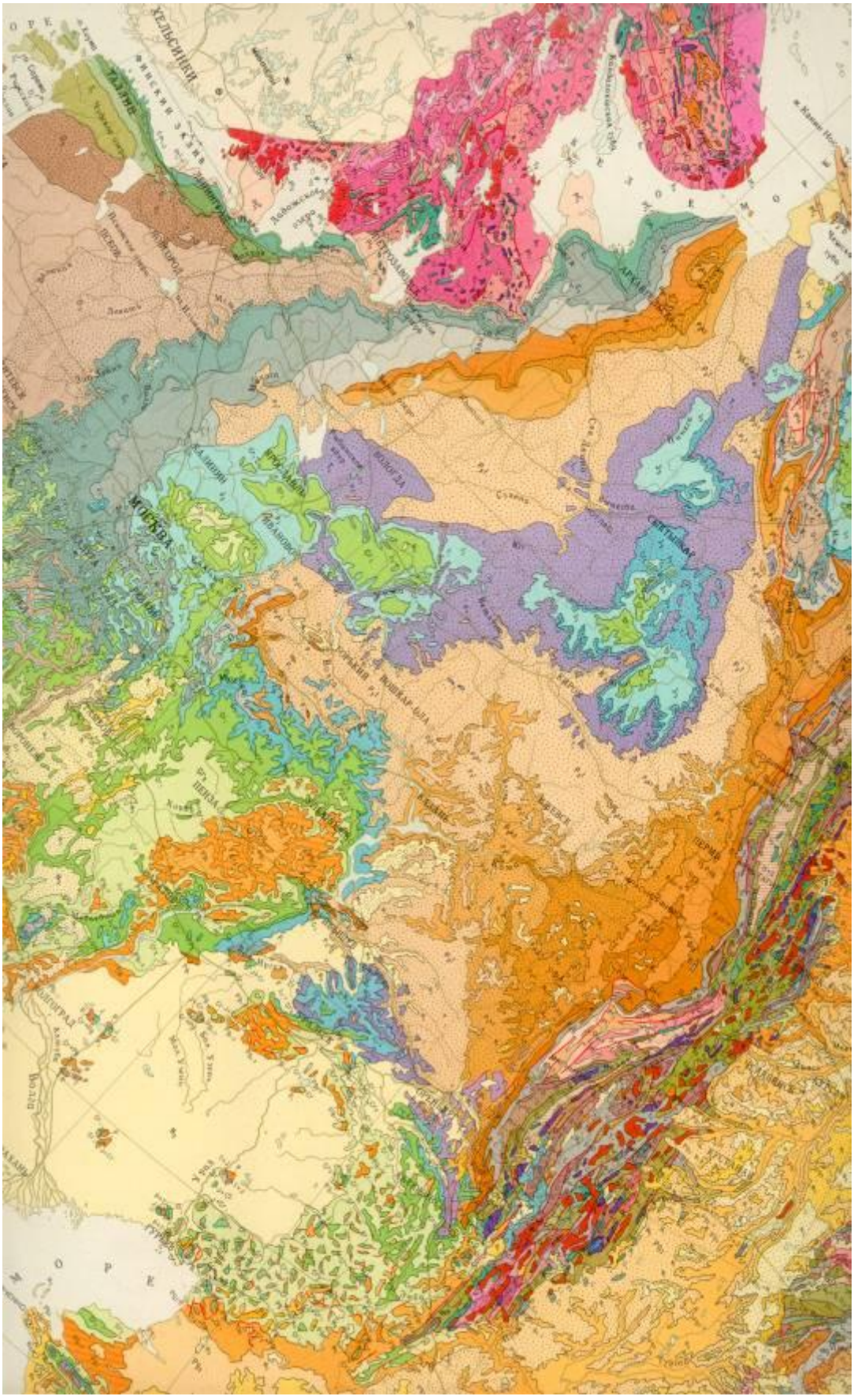


Рис. 1. Фрагмент геологической карты СССР масштаба 1:7 500000.

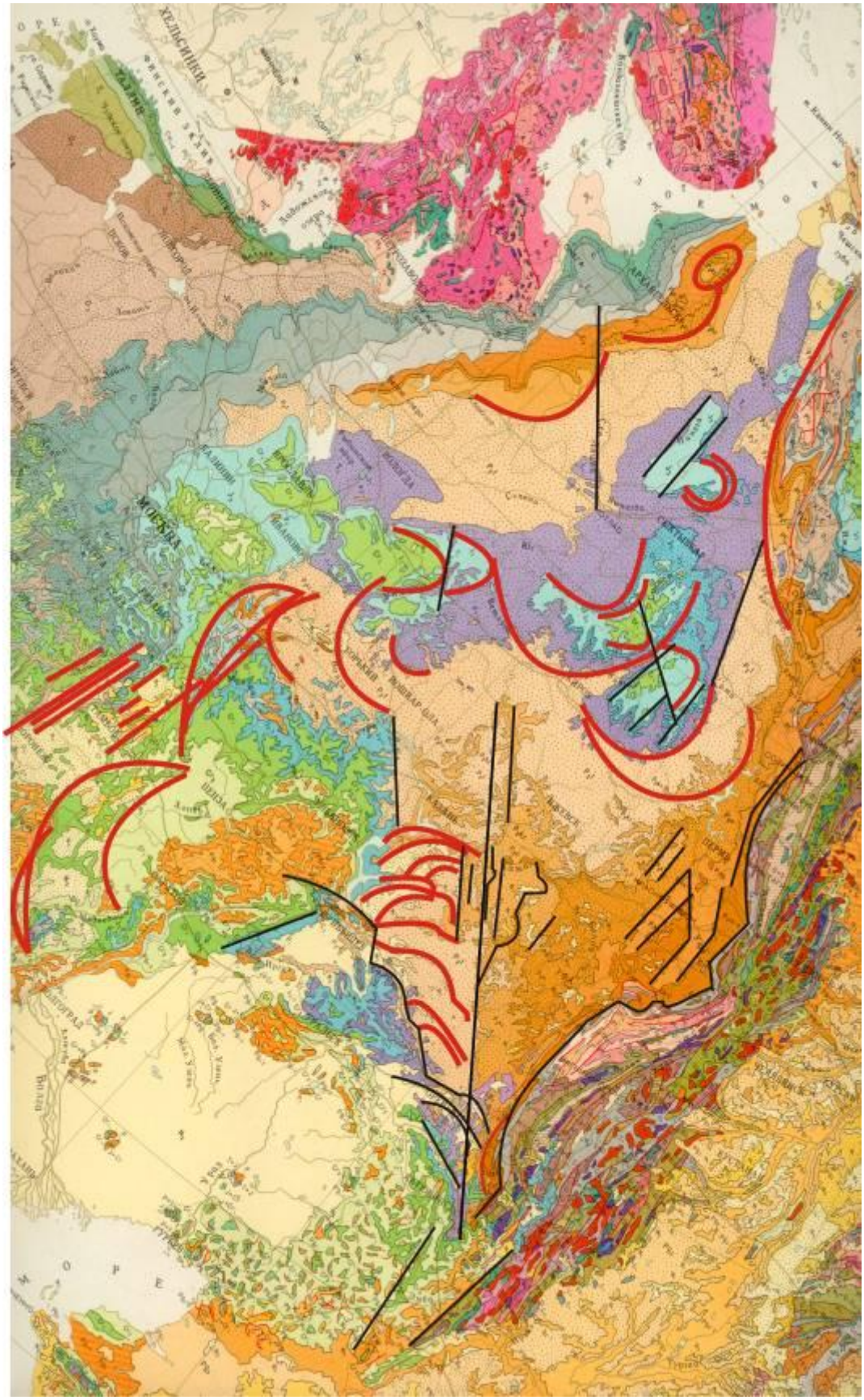


Рис. 2. Прямолинейные и «полукольцевые» линеаменты, которые можно отдешифрировать на геологической карте СССР масштаба 1:7 500000.

Рис. 3. Геологическая карта СССР масштаба 1:7 500000, на которую наложены элементы дешифрирования КС типа «Метнор-30» (выборочно).

Наглядно, что и периклинальное замыкание ВКА, и более мелкие линеаменты и полукольцевые «линеаменты», дешифрируемые по геологической карте, имеют в своей основе неотектонически активные разломы и «валы» - кулисные ряды «локальных» антиклинальных поднятий.

6. Если следовать традициям российских и советских геологов-тектонистов, судя по выше приведенным данным, напрашивалось назвать Высокогорско-Салмышский разлом «Главным разломом ВКА». Дальнейшие наши исследования по усовершенствованию тектонических предпосылок поисков месторождениям горючих полезных ископаемых, в основном в пределах РТ, привели к некоторому пониманию не только геологической природы Высокогорско-Салмышского разлома, в частности, его – кинематики, но и его минерагенического значения по отношению к месторождениям горючих полезных

ископаемых. Но, оставались и по-прежнему остаются, пока, из-за отсутствия у авторов достаточной геофизической информации, не полностью доказанными:

1) глубина заложения Высокогорско-Салмышского разлома.

2) геодинамика формирование Высокогорско-Салмышского разлома, как «Главного разлома ВКА», в совокупности с геодинамикой формированием самого «мегавала» ВКА.

7. Отметим, что, по-видимому, первыми о прообразе Высокогорско-Салмышского разлома, в пределах РТ заявил И.Ш. Усманов, который со своими коллегами по данным дешифрирования КС, выделил в 1987 году Каргалинско-Черемшанский разлом [33], который они по комплексу геолого-геофизических данных проинтерпретировали как современную границу между Мелекесской впадиной и Южно-Татарским сводом. Усманов И.Ш. придавал этому разлому, по его структурной значимости, роль не меньшую, чем у Прикамского разлома. Позже, в 2000 году М.Я. Боровский и А.Д. Сурков, по разностороннему комплексу геолого-геофизических данных подтвердили результаты работ И.Ш. Усманова с его коллегами и сохранили ранее высказанный структурный статус одноименного разлома [2]. Эти работы, были новыми для понимания геодинамики ВКА на территории РТ, но, только, геодинамики в пределах РТ и, всего лишь 150 км, на протяжении Каргалинско-Черемшанский разлома от южной административной границы РТ до реки Кама или Прикамского разлома. В случае же очевидной необходимости такого же геолого-геофизического обоснования Высокогорско-Салмышского разлома, мы столкнулись с невозможностью проведения таких исследований из-за того, что с начала 90-ых годов прошлого века в Российской Федерации все производственные и научно-исследовательские геологические организации ввели на материалы своих исследований гриф «коммерческой тайны» и мы, соответственно, не могли получить для наших исследований никаких геолого-геофизических материалов по всей площади ВКА.

8. Но, определенное решение по обоснованию Высокогорско-Салмышского разлома, как глубинного разлома, было найдено при задумке исследовать его влияние на развитие фаций и накопление литофаций на территории ВКА на протяжении пермского периода [19], а также карт фаций турнейского яруса [25] и схем палеотектоники франского и фаменского времени, карт суммарных мощностей девонских и карбоновых отложений для территории РТ с неогеодинамическими моделями ВКА и в её составе территории РТ [35]. Проведенный синтез упомянутых данных, полученных в ходе наземных геологических исследований и работ с неогеодинамическими картами ВКА и территории РТ позволил констатировать, что неотектонически активные Высокогорско-Салмышский и Привятский разломы: 1) в северодвинское время определили юго-западную границу области сноса терригенного материала в осадочный бассейн ВКА, являясь разломами со взбросо-надвиговой кинематикой; 2) **в поздне-, раннеказанское и бугульминско-байтугановское времена своим, возможно, сдвиговым периодом развития, они сами являлись зонами осадконакопления и определили позицию и развитие Главного палеопрогиба ВКА** [19]; 3) в раннеказанское время разломы, являлись границей между преимущественно терригенными, терригенно-карбонатными меденосными отложениями и известняками нормально-солёного моря; 4) в уфимском веке (шешминское время) данные разломы определили позицию Уфимской палеотеррасы и являлись, по образному выражению В.И. Игнатьева, «границей борьбы суши и моря» и областью накопления дельтовых и авандельтовых отложений в зонах самих разломов, контролировавших положение русел палеорек; 5) в соликамское время данные зоны разломов в целом определяли границу между Белой пустыней – равниной сушей центральных областей Русской платформы и Соликамской палеотеррасой, по В.И. Игнатьеву, проявив себя, в то время как сбросы; 6) прослеживается влияние рассматриваемых зон разломов и парагенетичных им разломов второго порядка на размещение фаций и литофаций, не только как их границ, но и как дислокаций, которые сами контролировали их формирование и мощности; 7) в турнейском веке слабо «растущему» Южно-Татарско-Приоренбургскому «мегавалу», (вероятно, «росшему» по механизму его неогеодинамического формирования: по механизму сдвиго-взбросо-надвиговой дислокации), соответствовала площадь формирование фаций эвфотической эоны шельфа, которая с запада, севера и востока обрамлялась фациями

крутого склона подводной возвышенности или прибрежно-мелководными, или прибрежно-мелководными и подводно-дельтовыми фациями, и 8) поскольку юго-западные, западные, северные, и северо-восточные пределы рассматриваемого «мегавала» обрамлены Камско-Кинельской системой («некомпенсированных»?) прогибов (ККСП), то можно полагать, что он – «мегавал» начал формироваться как конседиментационная структура в позднефранкое время, и с тех пор, не раз активизируясь, развивается на юго-восточной окраине ВЕП до сегодняшнего дня в унаследованном с франского века геодинамическом режиме перманентно воздымающейся платформенной структуры первого порядка.

Таким образом, по результатам проведенных исследований следовало:

1. ВКА или «мегавал» ВКА, особенно, его юго-восточная части, периклинальная область которого обрамлялась Камско-Кинельской системой прогибов (ККСП), начал свое развитие со времени заложения ВКА, со времени накопления «карбонатного девона» и унаследовано развивается, как «мегавал», до позднего голоцена;

2. Высокогорско-Салмышский разлом, осложняющий осевую часть «мегавала» обладает некоторыми признаками глубинного разлома, которые были впервые выявлены А.В. Пейве и дополнены его последователями [37]: 1) протяженность Высокогорско-Салмышского разлом более 600 км, а с учетом Привяткинского разлома, более 800 км; 2) устойчивость – длительная унаследованность во времени направления и местоположения своего развития; 3) контролируют размещение фаций и литофаций пермских отложений ; 4) сам разлом и парагенетичные ему разломы более низкого порядка являются протяжёнными участками осадконакопления; 5) является границей геоморфологически, и, соответственно, физико-географически отличающимися друг от друга площадей и районов, на территории ВКА.

3. Задуманный в начале наших исследований ретроспективный анализ по исследованию геодинамики ВКА и территории РТ реализовался, таким неожиданным способом: через геологическую интерпретации отдешифрированных на КС линеаментов в качестве реальных разломов, которые при своем развитие влияли на положение границ и зон развития фаций и накопление литофаций пермских отложений, благодаря фундаментальным исследованиям доктора геолого-минералогических наук, профессора Казанского государственного университета Василия Игнатьевича Игнатьева, которые он проводил на протяжении нескольких десятилетий на территории ВКА и, соответственно, ТАССР [19].

9. Под неогеодинамикой и в целом геодинамикой мы понимаем, во-первых, две стороны тектонических процессов: первая - движения вещества (в частности литопластин и блоков верхних слоев литосферы), отражающие кинематику и вторая - силы (тектонические поля напряжений, которые образуются при деформационном взаимодействии движущихся блоков литосферы), отражающие динамику тектонических процессов [1], и, во-вторых, подчинённые тектоническим процессам в пространственно-временном проявлении и распределении в литосфере геологические процессы (от магматизма до физико-географических условий), образующие в частности месторождения углеводородов, которые совместно происходят в результате деформационного взаимодействия литосферных плит, расслоенных на литопластины [7, 8, 10]. Именно, в таком понимании геодинамики нами проведён ретроспективный анализ развития геодинамики ВКА от неогеодинамики до позднедевонской геодинамики, в основном, на площади РТ.

На основе дешифрирования разномасштабных космических снимков (КС) и использования наземной геолого-геофизической и геоморфологической информации были установлены основные структурные элементы формирующийся в новейшее время структуры земной коры ВКА и территории РТ [9, 12 - 18], которые приведены на рис.4.

10. Полученная информация позволила построить, в масштабе 1:500 000: 1) «Статическую модель неотектонической структуры верхних слоев земной коры – фундамента и осадочного чехла»; 2) а с применением тектонофизического анализа – «Структурно-кинематическую карту верхних слоев земной коры новейшего времени РТ», как совокупность движущихся в новейшее время и деформационно взаимодействующих между собой разнопорядковых блоков верхних слоев земной коры и осложняющих блоки, однопорядковые блокам, парагенетичные дислокации.

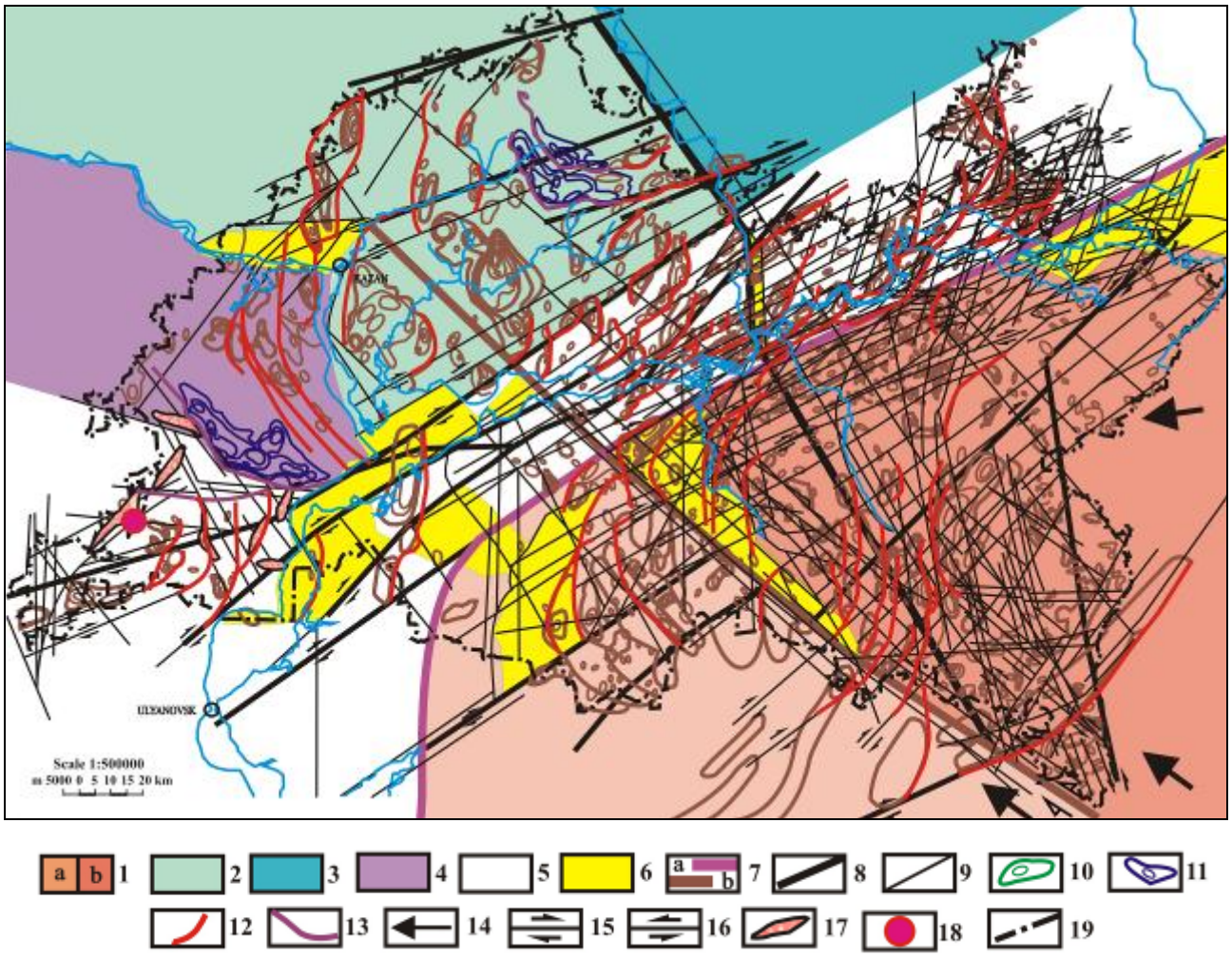


Рис. 4. Структурно-кинематических карта новейшего времени верхних слоев земной коры Республики Татарстан. 1 - 6 -неотектонические блоки земной коры: 1 - Южно-Татарско-Приоренбургский блок первого порядка - “мегавал” (а - Аксубаевский и б - Альметьевский блоки второго порядка - “крылья мегавала”), 2 - Ижевско-Пермский, 3 - Ветлужско-Вятский, 4 - Верхне-Услонский, 5 - Буинско-Елабужско-Бондюжская зона, 6 - эрозионно-тектонические впадины; 7 – глубинные взбросо-сдвиги: а - Прикамский, б - Высокогорско-Салмышский; 8 - разломы второго порядка, 9 - разломы третьего порядка; 10 - 11 - валы и локальные поднятия: 10 - взбросо-надвигового и 11 - сбросового механизма образования; 12 - 13 - флексуры: 12 - взбросо-надвигового и 13 - сбросового типа; 14 - 16 - кинематика: 14 - блоков, 15 - право - и 16 - левосторонних сдвигов; 17 - складчато-разрывные дислокации; 18 - Карлинская диатрема; 19 - граница Республики Татарстан.

Тектонофизический анализ структурных рисунков, образованных разнопорядковыми разломами, приразломными эрозионно-тектоническими впадинами, антиклиналями и их кулисными рядами - «валами» (рис. 4), позволяет диагностировать их как парагенетичные дислокации, сопряженные с Прикамским, Высогорско-Салмышским и другими сдвигами, или как зоны сдвиговых деформаций глубокого заложения, которые формируются на границах блоков фундамента первого и второго порядков при их деформационном взаимодействии друг с другом, и отображают вовлеченность пограничных и внутренних частей блоков в сдвиговые деформации.

11. Связь сопряженности истории развития структуры ВКА в целом и ее новейшей структуры, как внутриплитных дислокаций, с сопредельными орогеническими поясами имеет свою продолжительную историю. По-видимому, одними из первых связь дислокаций Самарской Луки с Сокско-Шешминскими дислокациями и с Южным Уралом предположили, полемизируя между собой, А.П. Павлов (1886, 1887) и С.Н. Никитин (1886). Позже и до конца XX века анализ связи геологической истории ВЕП с развитием неотектонических орогенов

Урала и Большого Кавказа освещалась в классических работах русской и советской школ геологов (Архангельский, 1911; Валеев, 1977, 1978; Карпинский, 1894, 1911, 1949; Шатский, 1947, 1964 и др.). Вместе с тем, вопрос о влиянии на формирование Ергенинского поднятия тектонических процессов с точки зрения мобилизма - предтечи концепции «Тектоники Литосферных Плит» - был освещен в классической работе Э. Аргана “Тектника Азии” (1935). И уже в конце XX века с позиций плитной тектоники стали рассматривается механизмы формирования отдельных структурных элементов, а так же полей напряжений ВКА и ВЕП во взаимодействии с окружающими ВЕП литосферными плитами (Егоров, Копп, 2000; Зинатов, Тарасов, Шабалин, 2000; Копп, 1998, 2000; Копп, Егоров, Зарщиков, 1999; Копп, Тверетинова, 1999; Леонов и др. 2001; Щукин, 1994; Мирзоев, Степанов, Щукин и др. 1996; Муслимов, Зинатов, Тарасов, Хайретдинов, 2001б, в.)

12. Проведенный анализ региональной неогеодинамики в обрамлении ВКА, тектонофизическая интерпретация структурных рисунков парагенетичных дислокаций на территории РТ, позволяют реконструировать следующую структурно-кинематическую модель образования современной структуры верхней части литосферы РТ.

Формирование неотектонической структуры верхних слоев земной коры ВКА и территории РТ произошло в результате субширотной, внешней, по отношению к юго-восточной части ВЕП, траспрессии (сжатия) со стороны неотектонического Уральского орогена (рис. 1-3) и синхронной, субмеридионально ориентированной, внутриплитной для ВЕП, транспрессии со стороны Прикаспийской впадины [15]. В результате этих региональных внешних и внутренних воздействий на ВКА в её юго-восточной части реконструируется следующая неотектоническая структурно-кинематическая модель формирования земной коры: 1) Альметьевский блок фундамента второго порядка (рис. 4), по-видимому, под воздействием давления со стороны неотектонического орогена Южного Урала, претерпел доминирующее движение в западном направлении. Такая кинематика Альметьевского блока «реанемировала» докембрийский Прикамский разлом, как правосторонний взбросо-сдвиг, что сопровождалось формированием на «крыльях» Прикамского разлома всей классической триады присдвиговых дислокаций: скола, сжатия и растяжения, которые присущи правосторонним сдвигам. При этом Альметьевский блок одновременно претерпел надвигание на Аксубаевский блок второго порядка, с формированием Высокогорско-Салмышского взбросо-надвига глубокого заложения. Вместе с тем, в соответствие с тектонофизикой, на северо- восточном крыле Высокогорско-Салмышский разлома должно было проявиться левосдвиговое напряженно-деформационное состояние; 2) также, синхронно, Аксубаевский блок на неотектоническом этапе под давлением Пугачевского блока фундамента ВКА, которое было обусловлено растяжениями литосферы в Прикаспийской впадине и, соответственно, подкоровыми течениями литосферы, направленными на север, претерпел перемещение к север-северо-западу. А это, в свою очередь, обусловило на юго-западном крыле Высокогорско-Салмышского разлома доминирование правосдвиговые деформации, в результате которых сформировались кулисные ряды, до сих пор активных, испытывающих поднятия, нефтеносных взбросо-надвиговых антиклиналей: Большекинельский вал и другие его аналоги, которые расположены южнее рассматриваемой площади РТ; 3) при неотектоническом надвигании Альметьевский блока фундамента на Аксубаевский в осадочном чехле юго-восточной части ВЕП в новейшее время формируется гигантская асимметричная антиформа – «мегавал», который представляет собой юго-восточную часть ВКА, северо-восточное крыло которой (Альметьевский блок) в современном рельефе геоморфологически выражено Бугульминско-Белебеевской возвышенностью, которая активно формируется и сегодня. По данным А.П. Рождественского [32], она испытывает поднятие со скоростью 5 мм в год. В пользу рассмотренной неогеодинамической модели кинематики и деформационного взаимодействия крупных блоков литосферы юго-восточной части ВКА под воздействием горизонтальных давлений, создаваемых конвективными течениями в жесткой оболочке литосферы [6]: 1) с востока давление на ВКА со стороны неотектонического Урала в результате процессов растяжения в субмеридионально простирающихся осевых зонах рифтогенных структур на Западно Сибирской плите и 2) с

юга с территории Прикаспийской впадины, возможно, в результате продолжающихся в Прикаспийской впадине процессов рифтогенеза. [21. Рис. 6б, стр. 39]. К тому же, согласно рис. 3, можно предположить, что клиновидное сужение на самом юго-востоке пощади ВКА и, наоборот, расширение её площади по мере приближения к переклинальным замыканиям ВКА, например, в районе развития ККСП и далее на северо-запад, а также дугообразная изогнутость простирания дизъюнктивных и пликативных дислокаций – валов, на обоих «крыльях» Всокогорско-Салмышского взброса, с движением на северо-запад обоих блоков литосферы, которое и формирует этот разлом, создает впечатление о том, что, возможно, верхние слои земной коры ВКА вытесняются к северо-западу в виде гигантской «клиноформы». А в процессе этого «выклинивая» ВКА, по мере удаления от острия «клиноформы», верхние слои земной коры, как бы «растекаются» по разломам сдвиговой кинематики, которое сопровождается образованием присдвиговых «валов», в пределах блоков, формирующих Всокогорско-Салмышский разлом в разные стороны от разлома, и в результате этой их деформаций и образуется столь характерный для ВКА, древовидный структурный рисунок парагенетичных дислокаций, типа «елочка» или «павлиний хвост».

13. При нанесении данных о месторождениях нефти и битумов в Республике Татарстан на структурно-кинематическую карту (рис. 5) выявлена устойчиво повторяющуюся связи месторождений нефти с определенными по механизму формирования неотектоническими парагенетичными дислокациями или установлены «структурно-кинематических закономерности размещения месторождений нефти», что позволило сформулировать усовершенствованные тектонические предпосылки поисков месторождений нефти в Республике Татарстан: 1) подавляющее большинство месторождений нефти в Республике Татарстан размещаются в пределах северо-западной части неотектонического Южно-Татарско-Приоренбургского блока фундамента первого порядка и в северо-восточной части Буинско-Елабужско-Бондюжской зоны присдвиговых, парагенетичных по отношению к Прикамскому правостороннему взбросо-сдвигу, дислокаций, которая ограничивает Южно-Татарско-Приоренбургский блок с северо-запада (рис. 5); 2) практически все известные месторождения нефти связаны с «активными» взбросо-надвиговыми локальными антиклиналями и их кулисными рядами – «валами» и в меньшей мере со сбросовыми, по механизму формирования, их аналогами, с некоторыми из которых связаны месторождения битумов. При этом сдвигам и парагенетичным им впадинам и «валам» сбросового механизма формирования, вследствие присущим им условиям растяжения земной коры и, соответственно, проницаемости для летучих углеводородов, принадлежит роль, в основном, углеводородопоставляющих дислокаций, а парагенетичным им структурам сжатия – присдвиговым взбросо-надвиговым локальным антиклиналям и «валам» - предпочтительная углеводородолокализующая роль [9 – 18, 26 - 28]. Следует отметить, что осевые зоны Прикамского и Высокогорско-Салмышского взбросо-сдвигов, которые рассматриваются, как УВ-поставляющих разломы, не вмещают месторождения нефти. Месторождения битумов в осевой зоне Высокогорско-Салмышского взбросо-сдвига имеются (Рис. 5, **6**). К тому же, следует особо подчеркнуть, что большинство мелких и достаточно крупных месторождений нефти, образовавшиеся во взбросо-надвиговых антиклиналях, размещаются ближе к их осевым частям и преимущественно на взбросо-надвиговых крыльях. Это же свойственно и Южно-Татарско-Приоренбургскому «мегавалу»: все крупные промышленно значимые месторождения юго-восточной части ВКА: Ново-Елховское, Бавлинское и гигантское месторождение нефти - Ромашкинское (рис. 5), а так же Туймазинское и Шкаповское (последние два расположены за пределами РТ), размещаются в пределах Альметьевского блока земной коры. По-видимому, в верхних слоях земной коры ВКА, как и в других нефтегазоносных провинциях на Земле, основными, не только флюидодинамическими структурами глубинной эксплозии и нефтяного диапиризма, но и углеродолокализующими дислокациями являются неотектонически активные разнопорядковые парагенетичные дислокации: растяжения, сдвига и сжатия, имманетные зонам разнопорядковых сдвиговых деформаций на границах и внутри движущихся и деформационно взаимодействующих разнопорядковых блоков земной коры [9 – 18, 26 - 28].

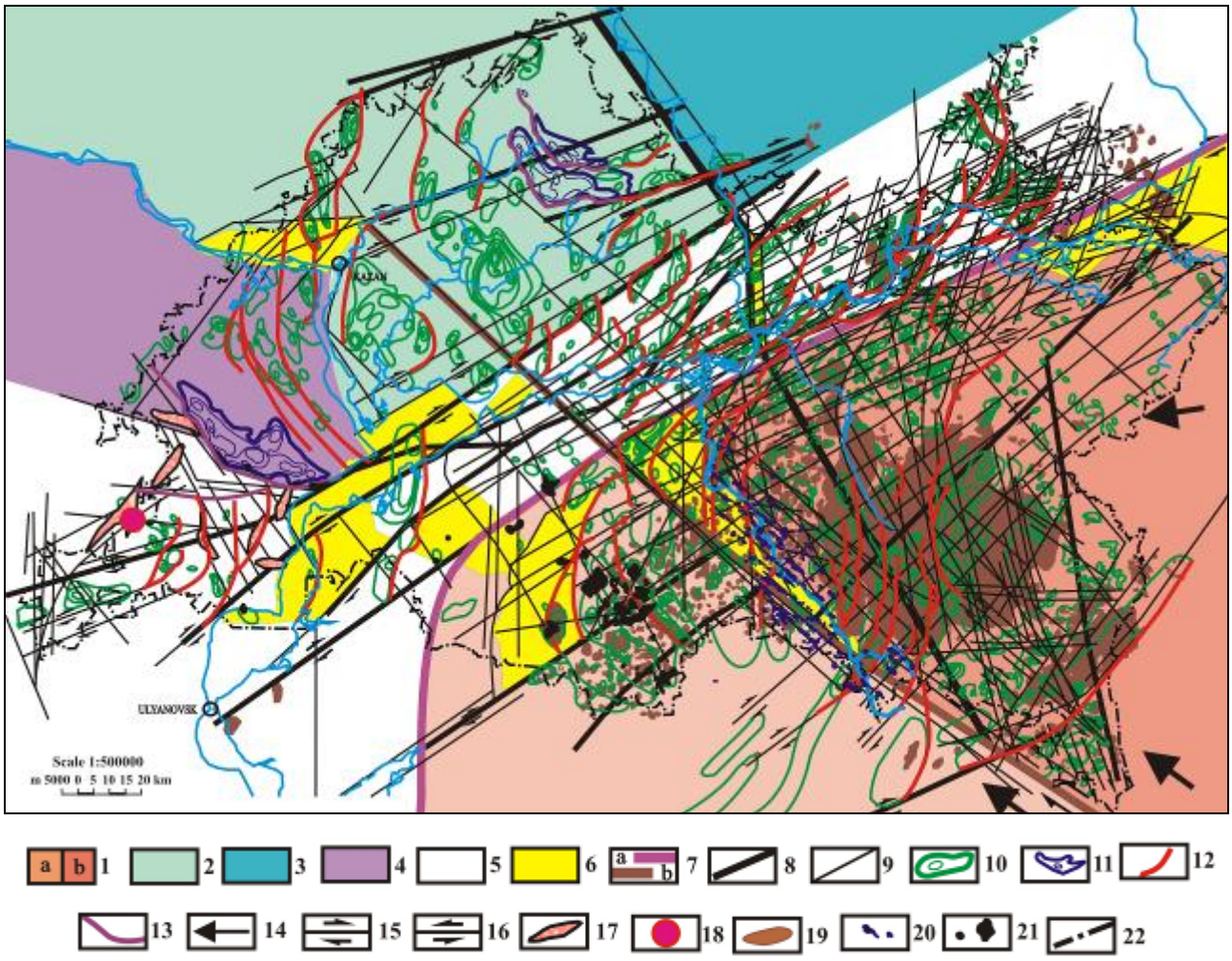


Рис. 5. Карта структурно-кинематических закономерностей размещения месторождений нефти и битумов в Республике Татарстан в новейшее время. 1 - 6 -неотектонические блоки земной коры: 1 - Южно-Татарско-По-оренбургски - “мега вал” (a - Аксубаевский и b - Альметьевский блоки второго порядка - “крылья мегавала”) , 2 - Ижевско-Пермский, 3 - Ветлужско-Вятский, 4 - Верхне-Услонский, 5 - Буинско-Елабужско-Бондюжская зона правосторонних сдвиговых деформаций , 6 - эрозионно-тектонические впадины; 7 - глубинные взбросо-сдвиги: a - Прикамский, b - Высокогорско-Салмышский; 8 - разломы второго порядка, 9 - разломы третьего порядка; 10 - 11 – «валы» и локальные антиклинальные поднятия: 10 - взбросо-надвигового и 11 - сбросового механизма образования; 12 - 13 - флексуры: 12 - взбросо-надвигового и 13 - сбросового типа; 14 - 16 - кинематика: 14 - блоков, 15 - право - и 16 - левосторонних сдвигов; 17 -складчато-разрывные дислокации; 18 - Карлинская диатрема; Месторождения: 19 - нефти, 20, 21 - битумов в уфимских (20) и казанских (21) отложениях; 22 - граница Республики Татарстан.

14. Прогноз выявления новых месторождений нефти, на основе выявленных структурно-кинематических закономерностей размещения и геодинамических условий сохранности месторождений нефти на территории РТ приведен в [18].

15. При выявлении структурно-кинематических закономерностей размещения и динамических условий образования месторождений битумов в новейшее время (рис. 5) установлены следующие, устойчиво повторяющиеся связи месторождений битумов с определенными по механизму формирования дислокациями:1) в северо-западной части Южно-Татарско-Приоренбургского блока площади развития месторождений битумов, размещающихся в уфимских и казанских отложениях, разграничены Высогорско-Салмышским правосторонним взбросо-сдвигом глубокого заложения; 2) площадь, где сосредоточены все месторождений битумов, приуроченные к отложениям уфимского яруса, представляет собой юго-западную - краевую часть Альметьевского блока второго порядка. Северо-западнее Прикамского правостороннего взбросо-сдвига месторождения битумов в

отложениях уфимского яруса не обнаружены. Вторая площадь залежей битумов, приуроченных только к казанским отложениям, расположена на Аксубаевском блоке. Третья битумоносная площадь, с единичными месторождениями битумов представляет собой запад-юго-западную часть Бугульминско-Елабужско-Бондюжской зоны сдвиговых деформаций. Северней Улеминского вала, ограничивающего эту площадь с юго-востока, скопления битумов не выявлены; 3) современная структурно-кинематическая позиция месторождений битумов в уфимских отложениях свидетельствует (рис. 5), что они приурочены не только к руслу и пойме современной реки Шешма, но и к площади понижения в рельефе, который по дешифрированию КС, в сетке линеаментов, может диагностироваться, как ромбовидная грабен-синклиналь – одна из четвертичных и современных, эрозионно-тектонические приразломных впадин – грабен-синклиналей в осадочном чехле (рис. 4), формирование которой в структурно-кинематическом плане соответствует правосдвиговой кинематике по юго-западному крылу Высокогорско-Салмышского взбросо-сдвига. Следует отметить, что современное и, по-видимому, четвертичное русло реки Шешма в этой присдвиговой грабен-синклинали меандрирует, огибая до сих пор активно поднимающиеся локальные антиклинальные поднятия и «валы». Месторождения битумов, располагаясь в основном над месторождениями нефти в каменноугольных отложениях или поблизости от них, приурочены преимущественно к разломам третьего порядка и вытянуты вдоль них в северо-западном направлении в виде линзовидных залежей, а также к разломам северо-восточного и субмеридионального простирания, и к узлам пересечения всех упомянутых разломов (рис. 5). По тектонофизическому моделированию и множеству примеров природных парагенетичных дислокаций зон сдвиговых деформаций [7, 8, 10, 11 и другие], разломам третьего порядка, по-видимому, свойственна не только субпараллельность, но и синтетичность (одной кинематики) Высокогорско-Салмышскому правостороннему взбросо-сдвигу. К югу и к северу от этой грабен-синклинали прослеживается связь месторождений битумов в уфимских отложениях, с локальными взбросо-надвиговыми по механизму формирования антиклиналями (Шугуровское, Сугушлинское и другие) центральной ветви Сокско-Шешминского вала, которые в каменноугольных отложениях вмещают месторождения нефти.

Особенностью образования месторождений битумов в уфимских отложениях является [30 - 34] то, что необходимым, но недостаточным, условием их образования, явилось накопление в дельте Палео-Шешма уфимского века дельтовых и авандельтовых отложений, песчаная часть которых послужила битумовмещающими породами, а перекрывающая их глинистая («лингуловые глины») - покрышками для залежей битумов. Формирование же самих месторождений битумов, по-видимому, произошло гораздо позже: в позднеплиоцен (?)-позднеплейстоценовое время. Возможно, что развитие в уфимском веке присдвиговой Шешминской грабен-синклинали и формирование в её пределах более низких по рангу разломов и зон трещиноватости и предопределило формирование более мощных дельтовых и авандельтовых отложений. Вместе с тем, площадь развития дельтовых и авандельтовых отложений заключена между тыловыми – синклинальными частями крупного Акташско-Новоелховского вала, являющегося крайним составным элементом северо-восточной ветви Сокско-Шешминского сложнопостроенного вала - на юго-востоке, и кулисного ряда взбросо-надвиговых валов на юго-восточном крыле Прикамского правостороннего сдвига: Елтанский, Пановский, Усть-Кичуйский, Сахаровский, и другие – на северо-западе (рис. 6).

Не исключено, что, именно, «растущие» с позднего палеозоя и до сегодняшнего дня, вышеупомянутые присдвиговые взбросо-надвиговые «валы» и составляющие их локальные антиклинали, как структуры сжатия, образовывали в рельефе естественные плотины для дельты Палео-Шешма уфимского века, а их тыловые – синклинальные части, «реактивные» по отношению к активному развитию взбросо-надвиговых «валов», как дислокации растяжения - как грабен-синклинали, образующие понижения в палеорельефе, выполняли конседиментационную функцию, для песчано-алевритовых пород дельтовых и авандельтовых фаций.

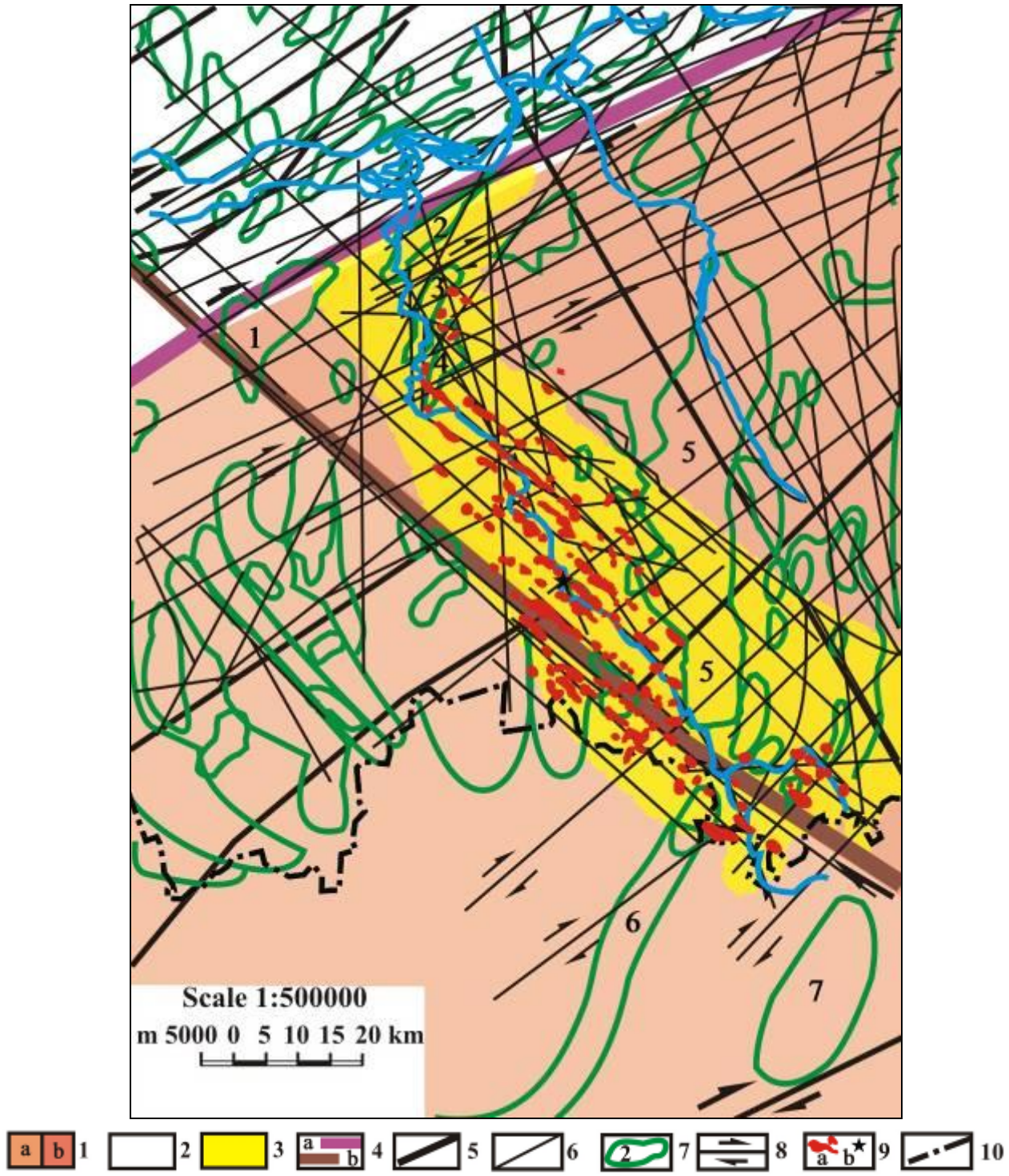


Рис. 6. Карта структурно-кинематических закономерностей размещения месторождений битумов в отложениях уфимского яруса Республики Татарстан в новейшее время. 1 - неотектонические блоки земной коры: 1 - Южно-Татарско-Приоренбургский - “мегавал” (a - Аксубаевский и b - Альметьевский блоки фундамента второго порядка - “крылья мегавала”), 2 - Буинско-Елабужско-Бондюжская зона правосторонних сдвиговых дислокаций, 3 - площадь развития дельтовых и авандельтовых, баровых по [16], отложений Палео-Шешма уфимского века; 4 - глубинные взбросо-сдвиги: a - Прикамский, b - Высокогорско-Салмышский; 5 - разломы второго порядка, 6 - разломы третьего порядка; 7 - взбросо-надвиговые “валы” и их номера (выборочно): 1 - Елтанский, 2 - Пановский, 3 - Усть-Кичуйский, 4 - Сахаровский, 5 - Акташ-Новоелховский, 6 - Серноводско-Шугуровский, 7 - Байтуганский; 8 - правосторонние сдвиги; 9 - месторождения битумов в уфимских отложениях (a) и позднеплейстоценовые битумные озера по [2] (b); 10 - граница Республики Татарстан.

Скопления битумов в казанских отложениях на площади Аксубаевского блока, практически имеют аналогичные, описанным выше, структурно-кинематические закономерностям размещения битумов: связь со сдвигами фундамента и осадочного чехла, и парагенетичными этим разломам взбросо-надвиговоми валами, которые в совокупности контролируют и вмещают месторождения нефти в каменноугольных и, реже, в девонских отложениях (рис. 5).

В юго-западной части Буинско-Елабужско-Бондюжской зоны сдвиговых дислокаций, при невыявленности месторождений нефти, скопления битумов, размещающиеся в казанских отложениях, приурочены к южной, флексурной части Улеминского сбросового по механизму формирования вала (рис. 4, 5). Здесь накоплению битумов в казанских отложениях, по-видимому, способствовали условия растяжения земной коры, присущие на этой территории субширотно ориентированным разломам сбросовой кинематики, которые причленяются к правосторонним сдвигам – аналогичным по неотектонической кинематике Прикамскому разлому.

16. Следует отметить, что русло неогеновой Палео-Шешма, по-видимому, из-за интенсивного начала неотектонической активизации, приурочено непосредственно к зоне Высокогорско-Салмышского разлома (рис. 7).

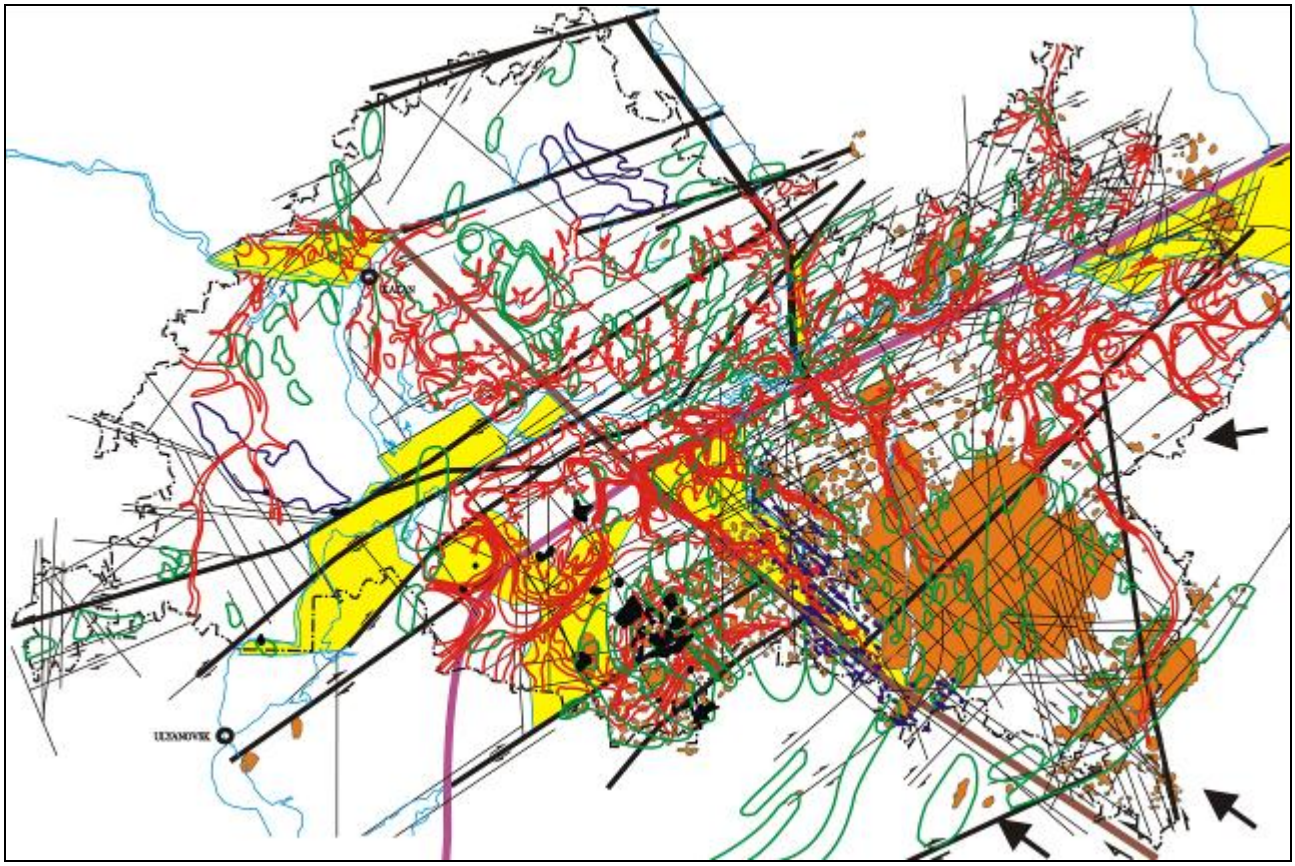


Рис. 7. Геодинамическая позиция врезов неогеновых речных долин в РТ. Условные обозначения приведены на рисунках 4 и 5. Красными изолиниями показаны, по данным [23], врезы неогеновых речных долин.

17. По-видимому, длительное синхронное развитие Прикамского, Высокогорско-Салмышского и Серноводско-Туймазинского сдвигов глубокого заложения, имеющих надвиговую составляющую, и парагенетичных им разломов, «валов» и «локальных поднятий» - антиклиналей в фундаменте и осадочном чехле ВКА в совокупности определило не только развитие уфимской Палео-Шешма и, соответственно, формирование коллекторов и ловушек для битумов, но и более поздний - неогеодинамический приток УВ в

эти ловушки, который в позднем плейстоцене был настолько мощным, что сопровождался образованием битумных озер в русле позднеплейстоценовой Палео-Шешма [3] (рис. 6). Ретроспективный анализ развития фаций и литофаций от четвертичных до среднедевонских отложений на территории ВКА [6], позволил прийти к выводу о том, что выявленные при дешифрировании КС неотектонические блоки и парагенетичные им дислокации проявляли на всём протяжении развитии ВКА свою конседиментационную функцию, а учитывая вышеизложенное, и рудоподводящие, и рудолокализующие функции по отношению к месторождениям УВ.

18. На примере ВКА можно убедиться, что «Антиклинальная теория (АТ) образования месторождений нефти и газа», разработанная в середине 19 века Г.В. Абихом и североамериканскими геологами, наглядно проявляет себя и в пределах такой гигантской антиформы верхних слоев земной коры или «мегавала», как ВКА. По-видимому, в верхних слоях земной коры ВКА, как и в других нефтегазоносных провинциях на Земле, основными, не только флюидодинамическими структурами глубинной эксплозии и нефтяного диапиризма, но и углеродолокализующими дислокациями являются неотектонически активные разнопорядковые парагенетичные дислокации: растяжения, сдвига и сжатия, имманетные зонам разнопорядковых сдвиговых деформаций на границах и внутри движущихся и деформационно взаимодействующих разнопорядковых блоков литосферы и верхних слоев земной коры [9 – 18, 26 - 28].

19. Данные о размещении визейских месторождениях каменных углей в РТ взяты из [20, 35]. На примере размещений этих месторождений относительно современной структурно-кинематической модели формирования верхних слоев земной коры РТ и относительно русла современной Шешма, можно убедиться (рис. 8) в унаследованности развития неогеодинамики ВКА от каменноугольного периода. Весьма наглядно, что при преобладающем размещении относительно крупных месторождений каменного угля на внешней - южной границе ККСП, которая обрамляет переклинальное замыкание визейского Южно-Татарско-Приоренбургского «мегавала» с юго-запада, севера и северо-востока. Некоторая часть, меньших по размерам, месторождений каменного угля размещаются в русле или пойме визейской Пале-Шешма. Возможно, что в визейском веке, благодаря наличию кыновских глин – покрышки для современного Ромашкинского месторождения нефти, уже могло формироваться визейское Палео-Ромашкинское месторождение нефти. При этом приток УВ в верхние слои земной коры мог обеспечивать обильное произрастание наземной растительности на визейском палеоподнятии - «мегавале». Возможно, что отмирающая растительность сносилась с суши - с «мегавала» в русло визейской Палео-Шешма и дельтовые части визейских палеорек, которые были приурочены к внешней - южной части границ ККСП. Последующее их захоронение и метаморфизм, по-видимому, привело к образованию каменноугольных визейских отложений по юго-западному, северному и северо-восточному обрамлению юго-восточной части ВКА.

Соотношения геодинамических позиций визейских месторождений каменного угля, месторождений битумов в уфимских и казанских отложениях и масштабности месторождений нефти (рис. 8) позволяют с одной стороны считать, что приток УВ в визейском веке в верхние слои земной коры мог существенно повлиять на образование месторождений каменного угля, а в плиоцен-позднеплейстоценовое время и битумов, а с другой - усомниться во влиянии месторождений каменного угля и битумов в РТ на образование и, тем более, в «нисходящую» - вертикально вниз направленную подпитку гигантских месторождений нефти в РТ и в ВКА. Такая точка зрения на формирование месторождений нефти на территории РТ, скорее всего, метафизична.

В целом, это же, по-видимому, следует сказать и о теоретических представлениях сторонников биогенного образования месторождений УВ во внутренних частях континентальных плит. К тому же, на северо-западной границе ККСП есть месторождения визейских каменных углей, там же есть и «валы», есть и, относительно хорошие, коллектора и покрышки, но месторождения нефти, газа и даже битумов, не смотря на относительную детальность проведенных геологических работ по поиску месторождений нефти и стадий геолого-геофизических исследований, пока, не обнаружено.

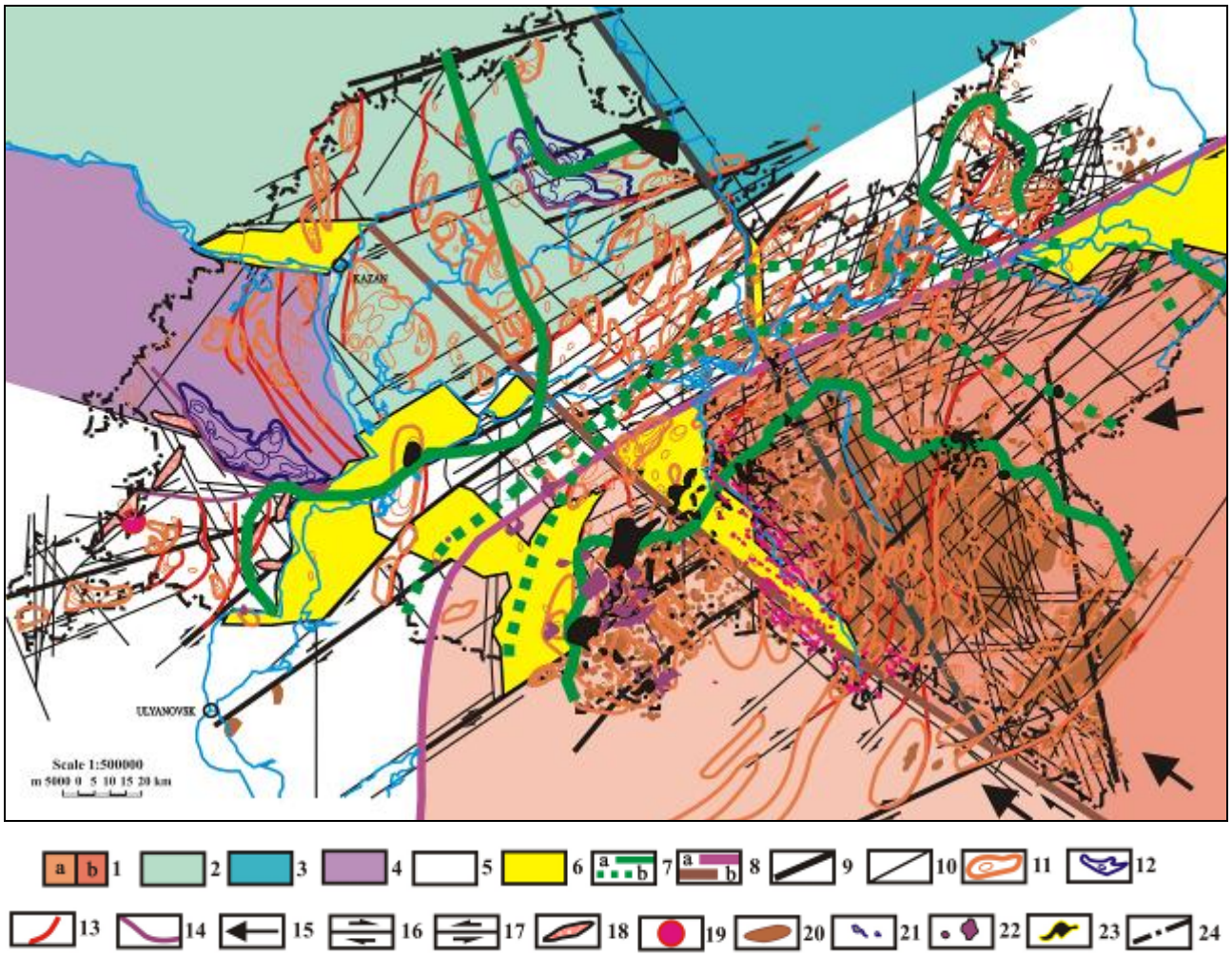


Рис. 8. Карта геодинамических закономерностей размещения месторождений нефти и каменного угля в Республике Татарстан:1 - 6 -неотектонические блоки земной коры: 1 - Южно-Татарско-Приоренбургский блок первого порядка - “мегавал” (а - Аксубаевский и б - Альметьевский блоки второго порядка - “крылья мегавала”) , 2 - Ижевско-Пермский, 3 - Ветлужско-Вятский, 4 - Верхне-Услонский, 5 - Буинско-Елабужско-Бондюжская зона, 6 - эрозионно-тектонические впадины; 7 - Границы Камско-Кинельской системы прогибов: а - внешние, краевые; б - осевой части. 8 - глубиннын взбросо-сдвиги: а - Прикамский, б - Высокогорско-Салмышский; 9 - разломы второго порядка, 10 - разломы третьего порядка; 11 - 12 - валы и локальные поднятия: 11 - взбросо-надвигового и 12 - сбросового механизма образования; 13 - 14 - флексуры: 13 - взбросо-надвигового и 14 - сбросового типа; 15 - 16 - кинематика: 15 - блоков, 16 - право - и 17 - левосторонних сдвигов; 18 - складчато-разрывные дислокации; 19 - Карлинская диатрема. Месторождения: 20 - нефти, 21, 22 - битумов в уфимских (21) и казанских (22) отложениях, 23 - каменного угля; 24 - граница Республики Татарстан.

Такова, по-видимому, геодинамика и неогеодинамика развития ВКА. Конечно, ещё возможно обнаружить в осадочном чехле ВКА на основе применения АТ, в противовес неогеодинамики ВКА, рудопроявления и мелкие месторождения УВ. Но, это будут, по-видимому, только мелкие месторождения, но не месторождения «гиганты».

Обсуждение

1. Специфической особенностью, практически повсеместной и постоянно присущей присдвиговым взбросо-надвиговым локальным антиклиналям и их кулисным рядам – «валам», как в неотектонических окраинно-континентальных орогенах [7, 8], так и на платформах [15, 20], является развитие в их осевых или в прифлексурных, как тектонически наиболее ослабленных по зонам взбросо-сдвигов, речной и овражно-балочной сети. Этим,

по-видимому, и объясняется почти 340 миллионнолетняя устойчивая приуроченность русла разновозростной реки Шешма к зоне Высокогорско-Салмышского взбросо-сдвига.

2. Рассмотренная неогеодинамика ВКА, по-видимому, определяющая сегодняшнее переформирование, формирование и даже разрушение месторождений углеводородов, уходит «корнями» в период зарождения антеклизы: к началу позднедевонской тектоно-магматической активизации и к началу накопления осадков «карбонатного девона», когда коренная палеозойская перестройка в развитии взаимодействия ВЕП и Западно-Сибирской плиты и, автономного развития, для ВЕП, Прикаспийской впадины оказали свое активное и продолжительное воздействие на «самостоятельное и спокойное» развитие рассматриваемой части ВЕП, кардинально и необратимо изменив его. Очевидно, эта, по продолжительности почти 360-миллионнолетняя, геодинамика ВКА, изначально «собирая и накапливая» все «достаточные и необходимые» факторы образования и сохранности месторождений углеводородов: тектонические, вулканические, син- и поствулканические гидротермальные, литологические, палеогеографические и многие другие, подчиненные основным, но не менее важные факторы, в конечном итоге, на неотектоническом этапе реализовала их в промышленно значимые и разрабатываемые месторождения углеводородов.

Выводы

1. Рассмотренная неогеодинамика Волжско-Камской антеклизы, по-видимому, определяющая сегодняшнее переформирование, формирование и даже разрушение месторождений углеводородов, уходит «корнями» в период зарождения антеклизы: к началу позднедевонской тектоно-магматической активизации и к началу накопления осадков «карбонатного девона», когда коренная палеозойская перестройка в развитии взаимодействия Восточно-Европейской и Западно-Сибирской платформ (плит) и, возможно, Прикаспийской впадины оказали свое активное и продолжительное воздействие на «самостоятельное и спокойное» развитие рассматриваемой части Восточно-Европейской платформы, кардинально и необратимо изменив его. Очевидно, эта, по продолжительности почти 360-миллионнолетняя, геодинамика Волжско-Камской антеклизы изначально «собирая и накапливая» все «достаточные и необходимые» факторы образования и сохранности месторождений углеводородов: тектонические, вулканические, гидротермальные поствулканические, литологические, палеогеографические и многие другие, подчиненные основным, но не менее важные факторы, в конечном итоге, на неотектоническом этапе реализовала их в разрабатываемые месторождения углеводородов.

2. Формирование месторождений горючих полезных ископаемых в РТ зависят от геодинамики региона, обусловленной на всем протяжении геодинамики ВКА, как внешними и внутренними траспрессиями для ВЕП, а также неогеодинамическим внутренним движением и деформационным взаимодействием разнопорядковых блоков земной коры и формирующихся, при этом, на границах и внутри разнопорядковых блоков, однопорядковых этим блокам парагенетичных дизъюнктивных и пликативных дислокаций.

3. Наш первый опыт применения ретроспективного анализа при изучении геодинамики ВКА позволил:

1) обосновать, при отсутствие, необходимых и достаточных для этого, геологических и геофизических материалов, разломную природу выявляемого на КС Высокогорско–Салмышского линеамента, и развитие этого «Главного разлома ВКА» на платформе с некоторыми признаками, которые присущи глубинным разломам в орогенных областях;

2) Высокогорско–Салмышский разлом глубинного заложения на всем протяжении своего развития определял не только осадконакопление на территории ВКА, но и формирование рельефа и соответственно речной и овражно балочной сети;

3) Высокогорско–Салмышский разлом, как глубинный разлом, исходя из того, что: а) месторождения нефти в пределах ВКА приурочены к «приразломным «валам», парагенетичны этому разлому и причленяются к нему, как к «материнскому разлому».

Например Большекинельский «вал» и его аналоги; б) месторождения битумов в породах уфимского яруса приурочены к самому разлому и в большей своей массе к парагенетичной «материнскому разлому» грабен-синклинали, а в её пределах к парагенетичным этому разлому разломам более низкого порядка и к узлам пересечения последних (Рис. 5, 6) и в) приуроченность мелких месторождений визейских каменных углей к руслу визейской Пале-Шешмы (Рис. 8), является не только рудоконтролирующим, но и рудоподводящим, и, в некоторой мере, рудолокализующим.

4) на основе применения нашей методики усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых и, несомненно, по доступности геолого-гефизической информации, разработать, с учетом представлений наших предшественников, один из вариантов геодинамической модели развития ВКА, со времен её заложения до сегодняшнего дня.

4. В «старых» НГБ, которые сугубо индивидуальны по неогеодинамике [16], как на полигонах, целесообразно и рационально проводить работы по усовершенствованию тектонических предпосылок поисков месторождений горючих и твердых полезных ископаемых. И, потом уже, в новых и перспективных НГБ творчески применять рассмотренные в данном сообщении основные принципы и методы усовершенствования тектонических предпосылок поисков месторождений полезных ископаемых.

5. Неудачность применения ретроспективного анализа в других, даже в хорошо геолого-геофизически изученныхрегионах, например, на территории Московской синеклизы, может произойти из-за того, что неотектонические карты будут построены по другим принципам, весьма далеким от тех принципов их построения, которые нами применены не только для территории ВКА, но и на территории Западного сегмента орогенической области Альпийско-Гималайского пояса [7, 8, 11]. Например:

1) неотектонические карты построены на основах применения различных методов морфоструктурного анализа;

2) дешифрирование КС начинается не с мелкомасштабных КС, регионального охвата, а с крупномасштабных КС в пределах исследуемой территории, тем самым нарушая принцип получения структурных данных с КС - «от общего к частному»;

3) дешифрирование на КС только линеаментов и без дешифрирования с начала дешифрирования, прежде всего, неотектонических блоков верхних слоев земной коры;

4) не пытаться отдешифрировать на КС структурные рисунки парангенетичных дислокаций;

5) игнорирование при геологической интерпретации тех линаментов, которые не увязываются с традиционным тектоническим районированием, проведенным по наземным геологическим и геолого-геофизическим исследованиям, равно как приблизить неотектонические карты по своей информативности к структурному районированию, сделанному по геолого-гофизическим данным, которые получены в ходе многолетних наземных геологических исследований;

6) отказ от определения механизмов образования дизъюнктивных и пликативных дислакаций на основе применения методов тектонофизического анализа;

7) изучать дизъюнктивные и пликативные дислкации раздельно, без изучения их парагенетичных ассоциаций;

8) метафизически считать, что механизмы формирования дислокаций на платформах отличаются от таковых в орогенных областях, и так далее.

6. Учитывая то, что: 1) во многих «старых» и вновь открытых НГБ и НГП на Земле возраст формирования месторождений газа, нефти и битумов имеет плиоцн-четвертичеый возраст образования, а самыми последними бурными прорывами наиболее летучих УВ по зонам глубинных разломов на поверхность земли, с формированием битумных озер, произошло в плейстоцене и даже в позднем плейстоцене [15, 16 и другие]; 2) все горные породы в верхних слоях земной коры на всей Земле и, по-видимому, и литосферы, в среднем, 30 миллионов лет подвергаются неотектоно-магматической или неотектонической активизации, то, в принципе, в каждом, не зависимо от возраста, НГБ для выявления структурно-кинематических закономерностей размещения и понимания динамических

условий образования и сохранности рудопроявлений и месторождений УВ, следует, со всей неизбежностью, начинать с составления структурно-кинематических карт развития исследуемой территории в новейшее время, и не исключено, что по разработанной нами методике усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений полезных ископаемых. Наш первый опыт применения ретроспективного анализа при изучении развития геодинамики ВКА позволяет надеяться на то, что при усовершенствовании этого метода анализа геодинамики ВКА и других НГБ и НГП может найти свое применение, как при прогнозе, так и при поисках месторождений полезных ископаемых.

7. За последние 20 лет в верхних слоях земной коры РТ, как органической части «старого» НГБ - ВКА, где предельно реализована АТ для выявления мелких месторождений УВ в осадочном чехле ВКА, настойчиво проводились, под руководством Р.Х. Муслимова [24], прогнозно-поисковые исследования по выявлению месторождений УВ в кристаллическом фундаменте территории РТ. Всё выше изложенное и учитывая вовлеченность на территориях ВКА и РТ в неогеодинамику формироания многих нефтеносных взбросо-надвиговых антиклиналей и их кулисных рядов – «валов» пород кристаллического фундамента, а также несомненную подверженность кристаллического фундамента неогеодинамическим процессам, позволяют предложить следующее: в основу перспективного прогноза и поисков месторождений УВ в кристаллическом фундаменте территорий ВКА и РТ следует положить или привлечь рассмотренные усовершенствованные нео- и, в целом, геодинамические предпосылки поисков месторождений горючих полезных ископаемых[9 – 18, 26 - 28].

Литература

1. Ажгирей Г.Д. Структурная геология. М.: МГУ, 1956, 491 с.

2. Боровский М.Я., Сурков А.Д. Каргалинско-Черемшанский Разлом – современная граница Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины (пример выделения геодинамически активной зоны). Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы. Материалы Первой Всероссийской конференции (10 –ё15 ноября 1997 г.) Изд-во Казанского университета. 2000. С. 147-153.

3. Верещагин Н. К. Захоронение остатков верхнеплейстоценовых животных и растений у селения Нижняя Кармалка на юге Татарской АССР Зоологический журнал. 1953. Т.32. Выпуск.5. С. 999-1013.

4. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. Изд-во Казанского университета. 1998. 139 с.

5. Геологические методы исследований. http://lomonosov-fund.ru/enc/ru/encyclopedia:0129259

6. Глубинное строение слабосейсмичных регионов СССР. Отв. Ред. И. Л. Нерсесов. М.: Наука.1987. 237 с.

7. Зинатов Х. Г. Тектонические предпосылки поисков месторождений неметаллов в Среднеараксинской впадине. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Комитет по геологии и использованию недр Российской Федерации. Центральный научно-исследовательский институт нерудных полезных ископаемых (ЦНИИгеолнеруд). Казань, 1995 (а). С. 282.

8. Зинатов Х.Г. Тектонические предпосылки поисков месторождений неметаллов в Среднеараксинской впадине: Афтореф. дис. канд. геол.- минерал. наук. М.: МГГА, 1995 (б). 24 с.

9. Зинатов Х.Г. Влияние геодинамики юго-восточной части Волжско-Камской антеклизы на формирование литофаций, фаций и месторождений углеводородов. Концептуальные проблемы литологических исследований в России: материалы 6 – го Всероссийского литологического совещания (Казань, 26 – 30 сентября 2011 г.) – Казань: Казанский университет. 2011. С. 322 – 326.

10. Зинатов Х.Г. Поля напряжений - ведущие факторы образования, сохранности и разрушения месторождений эндогенных промышленных месторождений неметаллов в центральной части Алданского щита и их применение в геодинамических и прогнозно-поисковых исследованиях. Электронный журнал «Глубинная нефть». Том 1. №5. 2013(а) . с. 660-683. URL: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-5-2013/6_Zinatov_1-5-2013.pdf.

11. Зинатов Х. Г. Усовершенствование тектонических предпосылок поисков месторождений неметаллов и лигнитов в неотектонических орогенах. Электронный журнал «Глубинная нефть». 2013

(б). Том I, № 9. С. 1285 – 1306. URL: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-9-2013/2_Zinatov_1-9-2013.pdf.

12. Зинатов Х. Г. Ретроспективный анализ влияния геодинамики юго-восточной части Волжско-камской антеклизы на формирование литофаций, фаций и месторождений углеводородов. Природные физико-химические условия и процессы преобразования и мобилизации мантийных C-H-N-O-S систем в углеводороды нефтяного ряда. Исходное вещество и очаги генерации, механизм и каналы вертикальной миграции глубинных углеводородов. Тезисы Всероссийской конференции «2 -е Кудрявцевские Чтения». Москва. 21 – 23 октября 2013 (в) г. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». С. 116 – 118. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/Zinatov_Theses_2.pdf.

13. Зинатов Х. Г. О глобальности, масштабности и неувядаемости антиклинальной теории образования месторождений нефти и газа Г.В. Абиха. Тезисы Всероссийской конференции «3 -е Кудрявцевские Чтения». Москва. 20 – 23 октября 2014 г. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/3KR/3KR_Theses/Zinatov_Theses.pdf

14. Зинатов Х.Г. Совершенствование тектонических предпосылок поисков месторождений битумов на основе геодинамических исследований формирования верхнепермских месторождений битумов в Республике Татарстан. Электронный журнал «Глубинная нефть». Том 2. №12. 2014. с. 2007-2017.http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-12-014/5_Zinatov_2-12-2014.pdf

15. Зинатов Х.Г. О методике нефтегазового районирования на основе изучения геодинамики юго-восточной части волжско-камской антеклизы. Тезисы на конференции «4-е Кудрявцевские чтения». Москва. АО «ЦГЭ». 2015 г. (а). http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Zinatov_Theses-1.pdf.

16. Зинатов Х.Г. О вариантах проявления вулканизма и землетрясений как глубинных факторов формирования месторождений углеводородов и их применение при неогеодинамических исследованиях формирования месторождений углеводородов. Тезисы на конференции «4-е Кудрявцевские чтения». Москва. АО «ЦГЭ». 2015 г. (б). http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Zinatov_Theses-2.pdf

17. Зинатов Х.Г. Методология и методы дальнейшего усовершенствования тектонических предпосылок поисков месторождений углеводородов. Тезисы Всероссийской конференции «5 -е Кудрявцевские Чтения». Москва. 21 – 23 октября 2016 г. ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». С. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/5KR/Theses/Zinatov_Theses.pdf

18. Зинатов Х. Г., Ефимов А.А. Выбор нефтеперспективных площадей в Республике Татарстан на основе неогеодинамических исследований и разработки моделей месторождений углеводородов с применением тектонофизического анализа. Нефть. Газ. Новации. 2011, № 4, с. 53 – 67.

19. Игнатьев В.И. Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период. Изд. Казанского университета. 1976. 256 с.

20. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань. Издательство ООО «ПФ «Гарт». 2008. 210 с.

21. Лёвин Ф.Д., Фомин В.И. Происхождение современных Уральских гор. Отечественная геология. 2001. № 3. С. 31 – 40.

22. Лукьянов В.А., Щерба И.Г. Парагенетический анализ структур как основа тектонического районирования и составление среднемасштабных структурных карт складчатых областей. Тектоника Сибири. Т.5. Принципы тектонического районирования. Тектоническая терминология и систематика. Тектонические эксперименты. М.: Наука. С. 15-24.

23. Марамчин С.А. Геодинамический анализ при составлении мелкомасштабных геологических карт // Разведка и охрана недр. 2000. №10. С. 7-10.

24.Муслимов Р.Х. Нетрадиционные источники углеводородного сырья - резерв дальнейшего развития старых нефтедобывающих регионов. Георесурсы. 1999. №1. С. 21-25. Муслимов Р.Х., Васясин Г.И., Шакиров А.Н., Чендарев В.В. Геология турнейского яруса. Казань. Изд. «Мониторинг». 1999. 186 с.

26. Муслимов Р.Х. Зинатов Х.Г., Тарасов Е.А., Хайретдинов Ф.М., (а). Методология и методика изучения неогеодинамики Республики Татарстан и проблемы прогноза и поисков месторождений углеводородов // Тезисы докладов на международной научно-практической конференции ”Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ”. Казань. 2001 (а). С. 203-206.

27. Муслимов Р. Х. Зинатов Х. Г., Тарасов Е. А., Хайретдинов Ф. М. Структурно-кинематическая модель формирования верхней части литосферы Республики Татарстан в новейшее время. Тезисы докладов на международной научно-практической конференции ”Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ”. Казань. 2001(б) . С. 207-210.

28. Муслимов Р. Х. Зинатов Х. Г., Тарасов Е.А., Хайретдинов Ф.М. Структурно-кинематические

закономерности размещения и динамические условия образования и сохранности месторождений нефти и битумов в Республике Татарстан в новейшее время. Тезисы докладов на международной научно-практической конференции «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ». Казань. 2001(в) . С. 200-203.

29. Орлова А.В. Блоковые структуры и рельеф. М.: Недра. 1975. 232с.

30. Петров Г. А. Литолого-фациальный анализ битумоносных комплексов верхнепермских отложений в связи с оценкой ресурсов битумов на территории Татарстана: автореферат диссертации на соискание ученой степени к.г.-м.н.: специальность 04.00.21. Казан. гос. ун-т. - Казань: Б.и.: 2000. 27 с.

31. Ретроспективный анализ. https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/1398696/Ретроспективный_анализ.

32. Рождественский А.П. Новейшая тектоника и развитие рельефа южного Приуралья. М. «Наука». 1971. С. 303.

33. Усманов И.Ш., Дюнкова Н.Г. Круглов А.Н. и др. К вопросу комплексного применения дистанционных и картографических исследований при нефтепоисковых работах. Тр. ТатНИПИнефть. Вып. 60. Бугульма. 1987. С. 43 – 50.

34. Успенский Б. В., Валеева И. Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань. Издательство ООО «ПФ «Гарт». 2008. 347 с.

35. Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань. Изд. «Фан» Академии наук РТ. 2006. 328 с.

36. Хисамов Р. С., Гатиятуллин Н.С, Гафуров Ш. З., Хасанов Р.Р. Геология и ресурсы Камского угольного бассейна на территории Республики Татарстан. Казань. Издательство «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 159 с.

37.Шерман С. И. А.В. Пейве - основоположник учения о глубинных разломах. К 100-летию со дня рождения академика А.В. Пейве. Геотектоника. 2009. № 2, с. 20-36. http://naukarus.com/a-v-peyve-osnovopolozhnik-ucheniya-o-glubinnyh-razlomah.

О ГЕНЕЗИСЕ НЕФТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Иванов К.С.
Институт геологии и геохимии УрО РАН, Екатеринбург
E-mail: ivanovks55@ya.ru

В Западной Сибири было установлено, что главные, наиболее крупные нефтяные месторождения региона приурочены к триасовым рифтам [1, 3, 5, 6 и др.], и расположены эти месторождения преимущественно там, где в фундаменте развиты докембрийские комплексы [2 и др.]. Это вызвано преимущественно двумя главными группами причин:

1. Рифты разрушают континентальную сиалическую кору и уменьшают ее мощность, являясь, таким образом, региональными проницаемыми зонами, которые дренируют верхнюю мантию. Именно здесь глубинным флюидам, в том числе и углеводородам, легче всего проникнуть в пределы осадочного чехла.

Представления о глубинном происхождении нефти берут начало с работ Д.И.Менделеева и П. Бертло и развивались учеными России (Н.А. Кудрявцев, П.Н. Кропоткин, А.А. Маракушев, А.И. Тимурзиев и др.), Украины (В.Б. Порфирьев, В.А. Краюшкин и др.), США и др. Эта концепция основана на представлениях о том, что образование УВ происходит в мантийных очагах вследствие неорганического синтеза. Образовавшиеся в мантии Земли УВ по глубинным разломам проникают в земную кору, где и образуют нефтегазовые месторождения.

2. Деформации чехла и его итоговые структуры определяются именно фундаментом постольку, поскольку толщина фундамента (включая и промежуточный – рифтовый этаж) Западно-Сибирской плиты в среднем в 14 раз больше толщины чехла [5 и др.]. Кроме того, нами была ориентировочно подсчитана средняя прочность пород фундамента (т.е. величина одноосного напряжения, когда происходит их разрушение). Подсчёт произведен с учетом литологического состава пород фундамента и их физических свойств [7 и др.] на шести крупных участках, расположенных в разных частях Западной Сибири (рис.1), общей площадью 636 тыс. км^2, где нами за последние 15 лет было выполнено геологическое картирование, преимущественно масштаба 1: 500000. Это, с учетом также и данных по всей Западной Сибири в целом [5 и др.], дало достаточно представительную выборку разных литотипов пород и их соотношений по поверхности доюрского основания. Подсчитанная средняя прочность пород доюрского основания составила 153±10 МПа.

Аналогичный подсчёт средней прочности пород чехла дал 45 МПа. С учетом лишь этих данных, включая и соотношение толщин, прочность фундамента выше, чем прочность чехла, не менее чем в 45–50 раз. Если же принять во внимание реологическое упрочнение любых пород с глубиной, а также увеличение с глубиной пропорции весьма прочных магматических и метаморфических пород (габбро, гнейсов и др.), то соотношение прочностей чехла и фундамента Западно-Сибирской плиты будет не менее 1:100.

Таким образом, любые деформации, происходящие в доюрском основании, не могут не отразиться на структурах чехла, на два порядка менее прочного. И действительно, фактическая связь деформаций чехла с деформациями фундамента фиксируется в Западной Сибири [5, 8 и др.].

Сиалические блоки (т.е. комплексы, считавшиеся ранее докембрийскими), сложены породами средней–нижней коры, среди которых преобладают граниты и гранодиориты, а также вмещающие их метаморфические сланцы, преимущественно альбит-серицит-кварцевого и другого состава. Выведение их на близповерхностный уровень, происходило в результате разрыва и растяжения верхней коры. Пик этого растяжения приходился на границу триаса и перми; именно в это время формировалась система рифтов в Западной Сибири [5 и др.]. Этот возрастной рубеж (≈250 млн лет) практически повсеместно устанавливается в метаморфических и интрузивных комплексах Западной Сибири (и востока Урала) и известен, как время последнего главного тектоно–термального события.

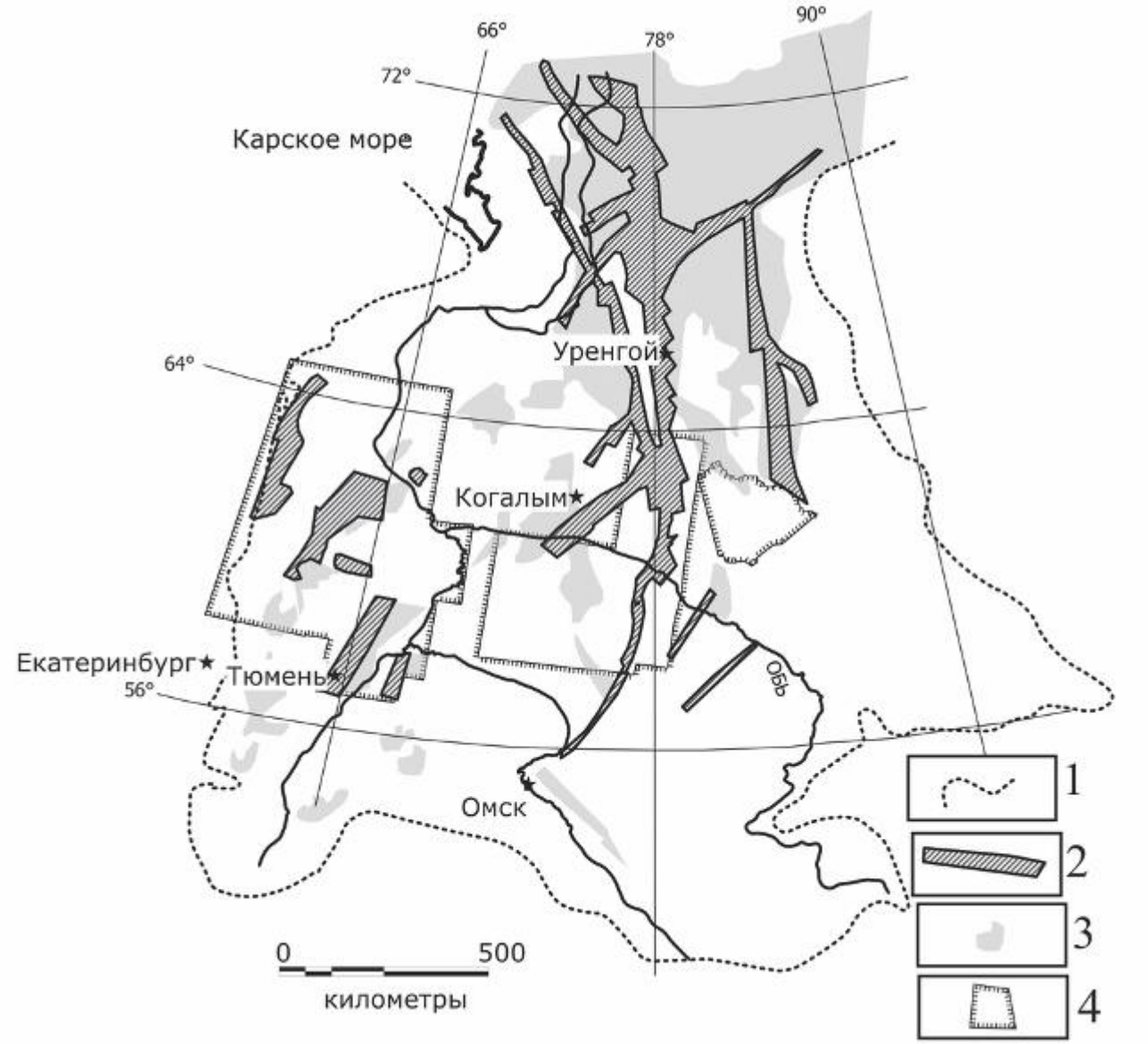


Рис. 1. Система рифтов Западной Сибири. 1 – границы Западно-Сибирской плиты; 2 – рифты; 3 – эффузивно-осадочный комплекс триаса (T_1–T_2) вне рифтов; 4 – границы территорий, где автором проводилось картирование фундамента. Рифтовая система дана по В.С. Суркову, Л.В. Смирнову и другим [5 и др.] с дополнениями.

В целом, эти блоки сиалической коры (считавшиеся докембрийскими) являются лёгкими и обладают, как правило, дефицитом средней плотности 0,05–0,07 и более (относительно средней плотности земной коры – 2,67 г/см^3) [7 и др.].

Этот дефицит плотности зачастую еще больше относительно окружающих вулканогенных, и других тяжелых комплексов. По всей видимости, сиалические блоки находились в динамически неустойчивом состоянии и продолжали очень медленно изостатически «всплывать» и в послетриасовое время. Это вызвало формирование над ними пологих антиформ в осадочном чехле, которые и заполнились нефтью, поступавшей из смежных рифтов.

Исследования проводятся при поддержке РНФ, проект № 16-17-10201 «Фундамент Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна…».

Литература

1. Афанасьев Ю.Т. Система рифтов Западной Сибири. М.: Наука, 1977. 102 с.

2. Балабанова Т.Ф., Перугин Н.Н. О докембрийских образованиях Западно-Сибирской плиты и ее обрамления // Сов. геология, 1981. № 12. С. 76-87.

3. Иванов К.С., Кучеров В.Г., Федоров Ю.Н. К вопросу о глубинном происхождении нефти // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2008. С. 160 –173.

4. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Ерохин Ю.В., Пономарев В.С. Геологическое строение фундамента Приуральской части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2016. 302 с.

5. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В 6 томах. Т.2 (под редакцией А.Э.Конторовича и В.С. Суркова). СПб: ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.

6. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд. Академии горных наук. 2000. 247 с.

7. Ананьева Е.М., Винничук Н.Н., Иванов К.С.**,** Кормильцев В.В., Федоров Ю.Н. О плотности пород востока Урала и фундамента Западно-Сибирской платформы. Екатеринбург: УрО РАН, 2008. 114 с.

8. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти. Часть 1. - Горные ведомости, 2013 а, № 6(109), с. 6-19.; Часть 2. Горные ведомости, 2013 б, № 7(110), с. 6-19.

ГДЕ И ДО КАКОЙ ГЛУБИНЫ МОЖНО ИСКАТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ? (НА ПРИМЕРЕ ЯМАЛА И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Иванов К.С.
Институт геологии и геохимии УрО РАН, Екатеринбург, E-mail: ivanovks@igg.uran.ru

Концепция глубинного происхождения нефти берет начало с работ Д.И. Менделеева и П. Бертло и развивалась учеными России, Украины, США и др. [1-25 и мн. др.]. Эта концепция основана на представлениях о том, что образование УВ (углеводородов) происходит в мантийных очагах вследствие неорганического синтеза. Образовавшиеся в мантии Земли УВ по глубинным разломам проникают в земную кору, где и образуют нефтегазовые месторождения. Анализ геологического строения гигантских месторождений УВ показывает, что путями крупномасштабной углеводородной дегазации мантии Земли являются преимущественно окраинные и внутренние рифты океанических и континентальных литосферных плит и другие зоны глубинных разломов фундамента осадочных бассейнов [10, 16, 5, 17, 9 и др.]. В последнее время в пользу представлений о глубинном происхождении нефти получены новые факты. Система H-C, которой является природная нефть, метастабильна. При низких давлениях все тяжелые УВ нестабильны по отношению к метану и стехиометрическому количеству водорода. Метан не полимеризуется в тяжелые УВ при низких давлениях и любых температурах. Наоборот, увеличение температуры при низких давлениях увеличило бы скорость разложения тяжелых УВ молекул [19 и др.]. Поскольку химические потенциалы всех биотических молекул лежат намного ниже химического потенциала метана, постольку никакая УВ молекула тяжелее метана не самообразуется из любых биотических молекул. И термодинамические расчеты и эксперименты показали, что для синтеза углеводородных систем сходных по составу с природными необходима температура 700-1800°К и давление 15-80 кбар [11 и др.].

Если нефть образовалась в мантии, сложенной, как известно, преимущественно ультраосновными породами, то логично предположить, что взаимодействие нефти и ультрамафитов должно отразиться на ее микроэлементном составе. Изучение неорганической геохимии нефти Западной Сибири и Татарстана методом ICP-MS показывает, что нефти обладают крайне специфическим микроэлементным составом, не присущим более никаким другим веществам Земли [18 и др.]. Главная геохимическая особенность нефти заключается в предельно низких содержаниях большинства микроэлементов. На диаграммах нормированных содержаний РЗЭ, заметной чертой их распределения в нефтях является преобладание легких лантаноидов над средними и тяжелыми (La/Yb = 16-19). Важной чертой нефти является ярко выраженная положительная европиевая аномалия, характерная для глубинных образований. Содержания в нефтях цезия, рубидия, стронция, циркония и платиноидов вполне сопоставимы с их концентрациями в ультрабазитах. На основании повышенных содержаний Ni, Co, Cr, V и др. также был сделан вывод об «ультрабазитовой» геохимико-металлогенической специализации нефти [13, 18 и др.] и поддержано предположение об её глубинном происхождении.

Нами совместно с коллегами из Института органического синтеза УрО РАН [6 и др.] была проведена серия экспериментов по массопереносу органических соединений из образцов битуминозных аргиллитов баженовской свиты Северо-Покачевского, Южно-Ягунского и Тевлинско-Русскинского месторождений нефти Западной Сибири в синтезированные УВ и минерализованные термальные воды. Показано, что присутствие биомаркеров (УВ, сохранивших характерные черты исходных биоорганических соединений) в природных нефтях не является бесспорным доказательством органического происхождения нефти (как это рассматривается сторонниками органической, осадочно-миграционной гипотезы), а вполне может быть приобретено исходно глубинными УВ при миграции через осадочные породы, содержавшие органическое вещество. Есть научный и практический смысл попробовать оценить – до каких же глубин в настоящее время возможно обнаружение нефтяных месторождений? Коль скоро уже абсолютно понятно, что они могут располагаться и глубже 4,5-

5 км, которыми ограничивала их распространение «осадочно-миграционная» парадигма, т.е. глубже т.н. «нефтяного окна» этой гипотезы образования нефти.

Реологическая модель С.Н. Иванова и ее роль для нефтяной геологии.

С.Н. Ивановым была предложена гидродинамическая, она же реологическая зональная модель земной коры с почти непроницаемой для трещинно-поровых вод и флюидов зоной между верхней и средней корой [7, 21 и др.]. Суть модели заключается в следующем. В консолидированной коре материков трещины и открытые поры (далее ТПП – трещинно-поровое пространство) в твердых породах под «гидростатической» зоной свободного стока закрываются на глубине 7 – 15 км в зависимости от состава и прочности пород, а также температуры; чаще всего на глубине около 10-11 км. Закрытие (закупоривание) ТПП приводит к созданию «барьерной» для флюидов зоны, под которой последние находятся под литостатическим давлением в «литостатической» зоне. Высокое, литостатическое давление вод в ТПП обусловливает по закону эффективного давления Терцаги потерю горными породами упрочения, вызванного большим всесторонним давлением. Создаётся ослабленная верхняя часть литостатической зоны, в которой легко развиваются пластические (псевдопластические и истинно пластические) и хрупко-пластические деформации, способствующие продвижению глубинных флюидов путем гидроразрыва. При поступлении из более глубоких метаморфических зон дегидратации глубинных высоконапорных флюидов они частично концентрируются под барьерной зоной и при наличии их гидравлической связи с глубинными очагами кратковременно прорывают барьерную зону, оставляя на путях разгрузки давления обильную жильную минерализацию, в том числе и рудную. Закрытие прорыва осуществляется благодаря падению давления, ведущему к быстрому минералообразованию по закону Джоуля-Томпсона.

Ослабленная, частично обводнённая верхняя часть литостатической зоны на границе с «сухой» более прочной барьерной зоной служит неизбежным местом тектонических разрывов – образованием «отделителя», отделяющего реологически различные толщи даже при самых малых тектонических подвижках. Отделитель отмечается сейсмикой во многих регионах материков Земли как граница $К_1$ (или F у некоторых западных исследователей). Наиболее ясно она выявляется в крупных регионах растяжения литосферы.

В понимании глубинной гидрогеологии и нефтяной геологии значение зоны отделителя является определяющим. Поверхностные воды в свободном состоянии не могут проникать ниже зоны отделителя, выше которой нередко отмечаются залежи рассолов. С зоной отделителя связано образование многих элизионных режимов с высоконапорными водами. Частая приуроченность месторождений углеводородов к областям повышенных флюидных давлений позволяет предполагать исходную концентрацию их, еще не вскрытую бурением, ниже зоны отделителя. В принципе, это предположение могло бы быть проверено не только сверхглубоким бурением в зонах многоэтажного нефтепроявления, но и вне этих зон, замерами естественного флюидного давления и при искусственном гидроразрыве в сверхглубоких скважинах. Таким образом, в соответствии с реологической моделью строения континентальной земной коры С.Н. Иванова наиболее глубокие нефтяные месторождения могут быть расположены непосредственно ниже отделителя, т.е. сразу ниже 10-11 км (в редких случаях – 15 км).

Оценка максимальных глубин месторождений нефти по модели А.И. Малышева.

В [12] было показано, что на контакте восходящих из глубины флюидных потоков с охлаждающими горизонтами, вследствие охлаждения происходит массовый сброс вещества из газовой фазы в конденсат с протеканием химических реакций естественного углеводородного синтеза (ЕУС).

Первичный ЕУС протекает за счет простейших постмагматических флюидных соединений (H_2, CO_2, H_2S) и обусловлен гетерогенными реакциями в условиях конденсации (по мере приближения флюидного потока к земной поверхности) сначала H_2S, а затем CO_2. Возможность образования конденсатов определяется критическими температурами веществ, входящих в состав газовой смеси. Поэтому процесс образования конденсатов в эндогенных условиях контролируется, прежде всего, температурным профилем вмещающих пород на пути движения газовой смеси.

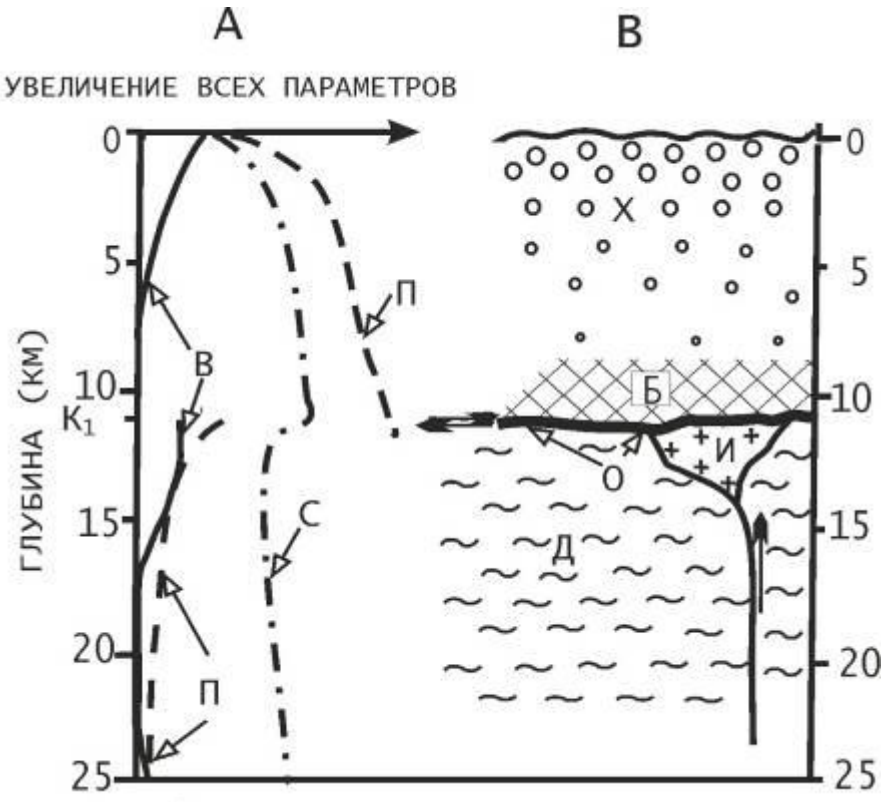


Рис.1. Упрощенная схема строения верхней и средней континентальной земной коры. **А**. Изменение с глубиной: П - прочности гранитных пород, С - скорости распространения сейсмических волн, В - содержания воды в трещинах и порах. **Б**. Главные элементы строения континентальной земной коры. Условные обозначения: Х - хрупкая зона верхней коры со снижением содержания флюидов вниз по разрезу, Б - плотная сухая барьерная зона, О – отделитель, Д - водосодержащая зона с преобладанием пластических деформаций, И - интрузия путем гидроразрыва суперкритического водного флюида или магмы.

Последовательное достижение эндогенными флюидами критических температур H_2S и CO_2 приводит к интенсивному синтезу УВС. Эти специфические условия А.И. Малышев рассматривает как своеобразные ловушки, обусловливающие возникновение концентраций углеводородов в эндогенных условиях, – ловушки критических температур H_2S и CO_2. Эндогенные летучие, по мере перемещения к поверхности Земли, транспортируют с более глубоких горизонтов их повышенные давление и температуру. При встрече флюидных потоков с охлаждающим горизонтом, обладающим высокими теплоемкостью и теплопроводностью, возникает еще один тип температурных ловушек, имеющих большое значение для образования запасов углеводородного сырья в условиях Арктики. Первым, и наиболее глубоким охлаждающим горизонтом на пути флюидов из глубин Земли оказывается геохимический барьер, связанный с критической температурой воды (374°С). Этой температуры флюидный поток при среднем геотермическом градиенте достигает на глубине ~12.3 км. В момент охлаждения до этой температуры происходит массовый сброс в конденсат всех избыточных паров воды, формирование теплопроводного охлаждающего горизонта и конденсация УВС. Под воздействием водных охлаждающих горизонтов формируются наиболее глубоко залегающие нефтяные месторождения.

Таким образом, для формирования отложений углеводородного сырья имеют глобальное значение P-T ловушки критических температур H_2O, H_2S и CO_2, тогда как локальные условия формирования концентраций углеводородного сырья обусловливаются воздействием охлаждающих горизонтов. Итак, наибольшая возможная глубина генерации и нахождения месторождений нефти составляет, по модели А.И. Малышева [12], около 12 км.

О чём свидетельствует практика современных нефтепоисковых работ?

В последние годы сделан ряд сенсационных открытий крупных нефтяных месторождений на максимальных глубинах. Принципиально важным является открытие богатых залежей нефти в Мексиканском заливе на глубинах 8,8–10,5 км, пластовые температуры на которых достигали 280–290°С [24, 2, 9 и др.]. В 2009 г. на площади Тайбер в Мексиканском заливе на глубине 10,5 км (максимальной из всех выявленных на больших глубинах месторождений) открыто крупнейшее нефтяное месторождение с предварительно оценёнными запасами 400-550 млн. тонн нефти. Это крупная зона нефтегазонакопления на сверхглубинах [24 и др.]. Всего выявлено 55 месторождений УВ с запасами 5,5 млрд. тонн в нефтяном эквиваленте, из них 10 нефтяных месторождений глубже 9 км. В провинции Сантос (Бразилия) в 2008 г. найдено месторождение Тьюпи. Предварительно оценённые извлекаемые запасы нефти составляют 5,7 млрд. тн, геологические – 11 млрд. тн, глубина залегания продуктивных горизонтов – свыше 5500 м. Эти данные свидетельствуют о возможности существования нефтяной фазы углеводородов на сверхглубинах при высоких температурах и аномально высоких пластовых давлениях. Эти результаты геологоразведочных работ на нефть и газ нельзя однозначно трактовать, исходя из осадочно-миграционной гипотезы образования нефти. Они скорее подтверждают абиогенный синтез углеводородов нефти и ее сохранность при высоких температурах, чем «главную фазу» нефтеобразования, когда стадия катагенеза $МК_3$ (температуры не выше 150°С) является предельной для существования нефти [2 и др.].

Значение экспериментов В.С. Балицкого с коллегами.

Вышеприведённые фактические данные опровергают распространённую ранее точку зрения о невозможности нахождения на таких глубинах (т.е. существенно ниже так называемого «нефтяного окна») нефтяных месторождений, заострив издавна дискутируемый вопрос, а до каких собственно максимальных глубин и температур она может обнаруживаться в земных недрах? На эти вопросы во многом отвечают опубликованные в 2015 г. результаты весьма представительных экспериментов В.С. Балицкого и др. [1 и др.]. Было показано, что сырая нефть, в случае превышения ее объема над водным раствором, при температурах 240-310°С и давлениях, близких к давлениям насыщенного пара и выше, не обнаруживает никаких изменений. Но уже при температурах выше 320-330°С нефть подвергается необратимым изменениям с выделением твердых битумов и газовых УВ, в основном CH_4, обогащаясь лёгкими и средними нефтяными фракциями. В случае преобладания над водной фазой, нефть при температурах 350-380°С практически полностью переходит в CH_4 и твердые битумы, а при более высоких температурах – в метан и графит. Глубины нахождения залежей нефти в таких условиях, учитывая реальные геотермические градиенты нефтегазоносных провинций, не должны превышать 12-14 км. Когда же объем нефти уступает объему присутствующего водного раствора, повышение температуры приводит вначале к полному растворению в нем нефти и газовых УВ с образованием гомогенных, в том числе сверхкритических водно-углеводородных флюидов. Переход УВ нефти в подобное состояние сохраняет ее от деструкции с превращением в твердые битумы и УВ газы. В этом случае нефть сохраняется как таковая по крайней мере до 500°С, и может распространяться до глубин порядка 20-22 км [1]. Итак, наиболее осторожная (минимальная) оценка возможных глубин нахождения залежей нефти, исходя из экспериментов В.С. Балицкого с коллегами, составляет 12 км.

Современные технические возможности сверхглубокого бурения.

Как известно, рекордная Кольская сверхглубокая скважина СГ-3 начала буриться в мае 1970-го года в кристаллических протерозойских породах Балтийского щита. Бурение с перерывами продолжалось до 1991 г., причем глубины 12 км удалось достигнуть к началу 1983 г. В июне 1979 года скважина побила рекорд в 9583 метра, ранее принадлежавший нефтяной скважине Берта Роджерс (США, Оклахома). С тех пор СГ-3 стала самой глубокой скважиной в Мире. Изначально планировалось пройти 15 километров, но из-за слишком высоких температур, а также технических и финансовых трудностей остановились на 12262 метрах. Главными целями СГ-3 было изучение глубинного строения континентальной земной коры (здесь было достигнуто очень много важных научных результатов, ещё не конца осмысленных до сих пор), а также и совершенствование буровых технологий. Для последнего во много раз

эффективнее и дешевле было бы бурить эту скважину непосредственно во дворе завода «Уралмаш». Бурение было начато серийной буровой установкой «Уралмаш-4Э», которую применяли для бурения скважин при поиске и разведке месторождений нефти и газа. С глубины 7263 метра бурение продолжили установкой «Уралмаш-15000». В настоящее время СГ-3 полностью законсервирована. СГ-3 была также и самой длинной скважиной в мире до 2008 года, когда её обошла пробуренная под острым углом к поверхности Земли нефтяная скважина BD-04A. Эта скважина была пробурена компанией Transocean для Maersk Oil в Катаре, в нефтяном бассейне Аль-Шахин (Al-Shaheen) с целью геологической разведки. Общая длина ствола скважины составила 12289 метров, а отметку в 12 километров удалось пройти всего за 36 дней. Начиная с 2003-го года началась целая серия работ по сверхглубокому бурению (но также – наклонных скважин) в рамках международного проекта «Сахалин-1» на мелком шельфе. И к настоящему времени 8 из 10 самых протяженных в мире скважин находятся на месторождениях проекта «Сахалин-1». Итак, «нефтяные» (часто – наклонные) скважины бурятся во много раз быстрее, чем СГ-3, не только благодаря развитию технологий, но и поскольку, в частности, проходка осуществляется, как правило, в существенно менее прочных породах и без полного отбора керна, применявшегося на СГ-3. Глубина 12 км максимальна, но все же посильна для современных буровых установок.

Где возможно (и где – совершенно ненужно) искать глубинную нефть?

Кроме технической возможности, безусловно, наиглавнейшим фактором является коммерческая целесообразность поисков нефти на глубоких горизонтах. В первом приближении решение этого вопроса должно определить – месторождения с какими запасами и скважины с какими дебитами будут рентабельны на тех или иных глубинах в районах с разной инфраструктурой. Это отдельная группа задач, пока же необходимо отметить, что из представлений о неорганической природе нефти никоим образом не следует необходимость и целесообразность поисков ее месторождений в фундаменте Западной Сибири и Ямала (как, впрочем, и других нефтегазоносных бассейнов) на обширных площадях вне известных нефтеносных районов. Как это излишне просто и оптимистично предлагают ряд деятелей науки и производства. Если бы там существовали значимые нефтеподводящие глубинные разломы, то нефть, благодаря ее лёгкости, должна была проявиться и в чехле (а как показывает история поисков нефти [8 и др.] – быть может, даже и на поверхности).

Таким образом, основной вывод совершенно другой: представления о неорганической природе нефти обуславливают весьма высокую вероятность многоэтажности залежей в пределах ее месторождений, особенно крупных и суперкрупных. Поэтому первоочередными поисковыми объектами являются нижние горизонты осадочного чехла и фундамент в пределах нефтеносных полей, особенно крупных месторождений.

Итак, получен непротиворечивый результат – все рассмотренные модели, результаты экспериментов и данные нефтепоискового бурения указывают, что **нахождение месторождений нефти возможно до глубины 12 км**. Осадочно-миграционная гипотеза образования нефти задавала этаж нефтеносности глубиной от 2,3 до 4,6 км. Представления о неорганической, глубинной природе нефти, заложенные еще величайшим учёным Д.И. Менделеевым, позволяют расширить диапазон нахождения месторождений нефти в 4 раза, до 12 км. Понятно, что осваиваться эти сверхглубины будут не сразу, а с постепенным увеличением глубины. Первоочередной объект поисков – глубокие горизонты под крупными месторождениями нефти. Таким образом, для реализации потенциала глубинных месторождений нефти весьма важны исследования доюрского фундамента Западной Сибири и Ямала в районах крупных нефтяных месторождений в стратиграфическом чехле. Необходимо картирование фундамента, изучение и выделение глубинных разломов и потенциальных коллекторов. Необходимо безоговорочно и без каких-либо дополнительных финансовых взносов безотлагательно отменить ограничения по глубине всех действующих лицензий. Следует развивать геолого-геофизические технологии, а также технологии глубокого бурения и снижать его стоимость.

Исследования проводятся в рамках проекта РФФИ № 18-05-70016 «*Геологическое строение и эволюция кристаллического фундамента и рифтового комплекса полуострова Ямал и сопредельных территорий…*».

Литература

1. Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Пентелей С.В., Пиронон Ж., Баррес О. Экспериментальное изучение метаморфических превращений углеводородов в водном окружении при повышенных и высоких температурах и давлениях (в связи с выяснением форм и максимальных глубин нахождения нефти в земных недрах) // Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти, 4-ые Кудрявцевские чтения. М.: ЦГЭ, 2015 г. тезисы докладов, с. 1-5.

2. Варламов А.И., Лоджевская М.И. Углеводородный потенциал глубокозалегающих отложений осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира // Материалы Всероссийской конференции «Современное состояние теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти (1-ые Кудрявцевские чтения)». М: ЦГЭ, 2012. С. 1-3.

3. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти «5-ые Кудрявцевские чтения)». Материалы конференции. М: ЦГЭ, 17-19 октября 2016 г.

4. Иванов К.С. Сколько нефти надо добывать России? (открытое письмо Президенту России В.В. Путину) // Уральский геологический журнал, 2016, №6, С.3-10.

5. Иванов К.С., Кучеров В.Г., Федоров Ю.Н. К вопросу о глубинном происхождении нефти // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2008. С. 160-173.

6. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Петров Л.А., Шишмаков А.Б. О природе биомаркеров нефти // Доклады РАН, 2010. Т. 432. № 2. С. 227-231.

7. Иванов С.Н. Непроницаемая зона на границе верхней и средней части земной коры // Физика Земли. 1999. № 9. С. 96–102.

8. История геологического поиска (к 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции). (ред. Карасев В.И., Агафонов Ю.К., Волков В.А., Кулахметов Н.Х., Панов В.Ф., Рещиков Г.М. и др.). М.: Пента. 2003. 288 с.

9. Краюшкин В.А. Небиогенная природа гигантских газонефтенакоплений на континентальном склоне мирового океана // Глубинная нефть, 2014, №5. С.739-751.

10. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.

11. Кучеров В.Г., Бенделиани Н.А., Алексеев В.А., Кенней Дж.Ф. Синтез углеводородов из минералов при давлении до 5 ГПа // Доклады РАН, 2002. Т.387, № 6. С.789-792.

12. Малышев А.И. Роль охлаждающих горизонтов в генезисе углеводородных месторождений // Доклады РАН. 2017. Т. 476. № 4. С. 445-447.

13. Маракушев А.А., Писоцкий Б. И., Панеях Н. А., Готтих Р. П. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // Доклады РАН. 2004. Т. 398. № 6. С. 795-799.

14. Менделеев Д.И. Сочинения. Нефть. М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1949. Т. 10. 830 с.

15. Павленкова Н.И. Петрофизические проблемы глобальной тектоники // «Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле». М.: ИФЗ РАН, 2016. С. 529-537.

16. Порфирьев В.Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей. Избранные труды. Том 2. Абиогенная нефть. Киев: Наукова думка, 1987. 216 с.

17. Тимурзиев А.И. Закономерности пространственно-стратиграфического распределения залежей нефти и газа Западно-Сибирской НГП на основе представлений об их глубинном генезисе, молодом возрасте и новейшем времени формирования // Горные ведомости. 2014. №5 (120). С.24-46.

18. Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) // Доклады РАН, 2007. Т. 414. № 3. С. 385-388.

19. Chekaliuk E.B., Kenney J.F. The stability of hydrocarbons in the thermodynamic conditions of the Earth // Proc. Amer. Phys. Soc., 1991. V. 36, 347 p.

20. Gulf of Mexico Deepwater// World Oil. 2002. No. 3

21. Ivanov S.N., Ivanov K.S. Hydrodynamic Zoning of the Earth's crust and its Significance // Journal of Geodynamics, 1993, vol. 17, N 4, p.155-180.

22. Kitchka A. Juvenile petroleum pathway: from fluid inclusions via tectonics and outgassing to its commercial fields // Геолог Украины. Наука: новый взгляд. 2004. С. 37-47.

23. Kolesnikov A., Kutcherov V., Goncharov A. Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions // Nature Geosciences. 2009. V.2, P.566-570.

24. Operators report string of Gulf of Mexico discoveries. Oil & Gas Journal / Feb.16. 2009. P. 35.

25. Sverjensky D.A., Vincenzo Stagno, Fang Huang. Important role for organic carbon in subduction-zone fluids in the deep carbon cycle // Nature Geosciences. Published online: 17 November 2014 | DOI: 10.1038/NGEO2291.

ЕДИНЫЙ ПРОЦЕСС НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В КАСПИЙСКОМ БАССЕЙНЕ ПРИ РЕГИОНАЛЬНОМ И ЛОКАЛЬНОМ ЕГО ПРОЯВЛЕНИЯХ В ГЕТЕРОГЕННО РАЗЛИЧНЫХ СТРУКТУРАХ – РЕЗУЛЬТАТ РАЗВИТИЯ ПЛЮМТЕКТОНИКИ И ПАЛЕОДИАПИРИЗМА

Исмаил-Заде А.Д.
Институт Геологии и Геофизики НАНА
E-mail: arifismail@mail.ru

Каспийский бассейн один из крупных в системе субмеридионального Баренцево-Каспийского нефтегазоносного пояса, являющегося составной частью Индо-Уральского рифта [6]; осложнён субширотной добайкальской структурой океанического бассейна Тетис. Формирование последнего происходило в процессе конвергентно-дивергентного развития составляющих эту структуру Евразийской (ЕА) и Афро-Аравийской (АА) платформ на протяжении трех этапов тектономагматической активизации Кавказа – герцинского, киммерийского, альпийского, протекавших в едином региональном цикле тектоно-магматической активизации Средиземноморского складчатого пояса [3].

Несомненным фактором в формировании Каспийского нефтегазоносного бассейна, является его приуроченность к флюидодинамической системе Кавказа.

Наблюдаемая связь нефтегазообразования с последовательно проявленными циклами тектогенеза на Северном, Среднем и Южном Каспии согласуется с поэтапным продвижением на юг тектономагматической активизации на Кавказе. Латерально-разобщённые, разновозрастные, с различными геодинамическими режимами формирования нефтегазоносные системы Каспийского бассейна, составляющие осадочный чехол гетерогенного фундамента с редуцированным «гранитным» слоем служили различного типа вместилищами углеводородных флюидов:

- в герцинском этапе (палеозой) Северный Каспий, приплатформенная часть ЕА с шельфовой Прикаспийской впадиной (месторождения Астраханское, Тенгиз, Кашаган);
- в киммерийском этапе (мезозой) Средний Каспий Большой Кавказ, континентальный склон и окраинное море ЕА (месторождения им. Филановского и им. Корчагина); мезозой, Малый Кавказ, Нахчыванская окраина АА, (м-ний нет)
- в альпийском этапе (ранний кайнозой) Куринская впадина – Южный Каспий - зона сопряжения ЕА и АА платформ (месторождения: незначительное Мурадханлинское и нескольких мелких нефтегазопроявлений без существенных нефтегазонакоплений).
- в альпийском этапе - ранний-кайнозой-шельфовая зона Месопотамского прогиба и приплатформенная часть АА платформы (месторождения нефти и газа мощно проявились в осадочных комплексах Персидского залива в отложениях всего фанерозоя включая комплексы миоцена).

Таким образом, в Южно-Каспийском блоке в раннекайназойскую стадию регионального проявления закономерностей нефтегазообразования, нет связанной с ней нефтегенерации. Крупные нефтегазовые месторождения в Южно-Каспийском бассейне вплоть до гигантских имеют локальный характер и установлены в плиоценовых комплексах Южного Каспия вдоль Абшерон-Прибалханского порога.

Южно-Каспийский блок, вследствие соответствия фрагменту океанической (субокеанической) коры, Тетиса в процессе взаимосвязи углеводородной системы с геодинамической зональностью складчатого пояса, оказывается индивидуализированным. На региональных сейсмостратиграфических профилях установлены крупные вертикально-ориентированные конусообразно вытянутые зоны, достигающие «базальтового» слоя коры ЮКВ, вероятно, послужившие каналами поступающего из недр флюидоподтока, но без генерации [1].

Киммерийская тектономагматическая активизация в мезозойском периоде в Куринско-Южно-Каспийской зоне сопряжения ЕА и АА платформ не сопровождалась аккумуляцией углеводородных флюидов в виду отсутствия в мезозойском вулканогенно-осадочном

островодужном комплексе экранирующей пластины на пути углеводородных флюидов, что привело к их диссипации.

Период позднего миоцена – мессинский ярус Средиземноморского пояса считается периодом мессинского кризиса (6,5-5,3 млн.л.), связанного с максимальным осушением Средиземноморского, Черного и Каспийского морей, обусловленного длительностью коллизионного периода всей складчатой системы. Лишь наличие Понтического моря в этих бассейнах служило свидетелем прежних морских водоёмов.

Начало плиоцена ознаменовалось завершением мессинского кризиса, т.е. наблюдается смена сжимающих напряжений растягивающими, в результате чего, спустя 5,2 млн. лет, через Гибралтарский пролив произошел прорыв вод Атлантического океана, сопровождаемый заполнением водой вышеупомянутых бассейнов. Смена знака тектонического процесса в складчатой системе стимулировала провальное проседание более, чем на 10 км, Южно-Каспийского субокеанического блока, характеризующегося отличимыми субокеаническими параметрами формирования от окружающих пород континентального блока [2].

В ЮКБ с тонкой консолидированной корой крупное провальное проседание в режиме большой амплитуды в раннем плиоцене сопровождалось заполнением бассейна различными по генезису водами, образовавшими Продуктивную толщу мощностью 6-7 км на северной окраине ЮКБ под Абшерон-Прибалханским порогом. На ранних этапах формирования нижнего отдела Продуктивной толщи (Калинская и Кирмакинская свиты) участвовали воды Атлантики; после тектонической перестройки (свита Перерыва), сформировались свиты верхнего отдела Продуктивной толщи (Балаханская, Сабунчинская, Сураханская) за счет дельтовых комплексов палео-Волги. Это была лавинная седиментация, подобное провальное проседание могло произойти за счет разуплотнения пород в основании коры ЮКБ в процессе интенсивного прогревания ее мантийными струями, расположенного под ней астеносферного диапира. Возможно, что вещество горячей мантии в форме диапира проникло до подошвы коры и растеклось в стороны (механизм деламинации). Тонкая консолидированная кора, залегающая над разделом Мохо в ЮКБ, сильно метаморфизованная под действием восходящих флюидов, очевидно, представляла собой остаточную верхнюю часть древней субокеанической коры, сложенной тонким слоем сиаля со скоростью продольных волн Vp=6,3-6,8 км/сек, характерных для «базальтового» слоя.

По геолого-геофизическим (гравиметрическим) данным для модели погружения ЮКВ в центральной части бассейна значения гравитационных аномалий должны были достичь величин – 193 mqal. [5]. Однако, это оказалось компенсированным возможным наличием под разделом Мохо более плотных пород, увязываемых с мантийным астеносферным диапиризмом, расположенным на глубинах 35-135 км [7].

Мантийные аномалии в основании ЮКВ, в целом, увязываются с мантийным астеносферным диапиризмом и, вероятно, являются отражением древнего мантийного плюма, имевшего место в докембрийскую стадию формирования Тетиса [4]. Факторами, подтверждающими длительную активность этого процесса, служат: - «мантийные скорости», по данным сейсмотомографии; - подъем поверхности Мохо до глубины 30-35 км, а в краевых частях 40-45 км наличие слоя пониженных скоростей под поверхностью Мохо на глубинах свыше 40-60 км; наличие длительного палеозойского поднятия в ЮКВ; - низкий тепловой поток, связанный с нестационарностью процессов некомпенсированного осадконакопления; - повышенная малоглубинная сейсмическая активность в зонах краевых складчато-покровных поясов; - отсутствие сейсмичности в центральной части; - значительное развитие газогидратов в глубоководной части ЮКВ.

Отсутствие значительных углеводородных скоплений, сформировавшихся в киммерийскую стадию в Куринско-Южно-Каспийской впадине *парадоксальное* событие, нарушающее пространственно-временную региональную закономерность в формировании углеводородных систем в пределах Каспийско-Персидского нефтегазоносного пояса. Формирование же крупных до гигантских месторождений нефти и газа в позднюю стадию плиоцена в пределах Абшерон-Прибалханского порога представляет собой *феноменальное*

явление, носящее локальный характер, связанное с изменением геодинамического режима развития Средиземноморского складчатого пояса. Смена сжимающих напряжений коллизионного периода растягивающими стимулировала глубинный провал Южно-Каспийской впадины, сопровождавшийся лавинным осадконакоплением 6-7 км Продуктивной толщи с хорошими коллекторскими свойствами. Последующая тектоно-магматическая активизация способствовала интенсивному выделению эндогенного углеводородного флюида в структуре Шах-Дениз, заполнившего сформировавшуюся Продуктивную толщу и образовавшего гигантское нефтегазовое месторождение (Нефтдашлары, Азери, Чираг, Гюнешли, Кяпаз).

Уникальное скопление нефти и газа образуются в узлах пересечения рифтовых зон с геодинамическим режимом растяжения, обеспечивающим подток глубинных углеводородов, и складчатостью пояса, режимом сжатия, способствующим образованию структурных ловушек, в пределах которых создаются условия для процессов нефтегенерации.

Пространственное совпадение планетарных поясов нефтегазонакопления с каналами дегазации земного ядра, т.е. с зонами повышенной эндогенной (сейсмической) активности указывает на их генетическое родство т.е. на глубинный источник углеводородов.

Таким образом, на всех орогенических фазах складчатой системы Кавказа – герцинской, киммерийской, альпийской в пределах Каспийского бассейна можно предположить формирование нефтегазоносных систем, приуроченных к комплексам шельфовых зон, континентальных склонов и окраинных морей, при наличии двух систем: субмеридионально-вытянутого глубинно-рифтогенного пояса, обеспечивающего длительный подток углеводородных флюидов в процессах проявления плюм-тектонических активизаций, и складчатых структур, способствующих созданию условий аккумуляции углеводородных флюидов в процессе палеодиапиризма.

Литература

1. Бабаев Д.Х. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности бассейна Каспийского моря / Гаджиев А.Н. Баку. Nafta-Press. 2006, с. 90

2. Гулиев И.С. Нефтегазоносность Каспийского региона / Федоров Д.Л., Кулаков С.И., 2009. Баку

3. Белов А.А. Тектоническое развитие Альпийской складчатой области в палеозое. М.: Наука. 1981, 212с.

4. Исмаил-Заде А.Д. Мантийные структуры в геодинамической эволюции ЮКВ. Кн. Мантийные плюмы и металлогения. 2002, с. 402-404

5. Кадыров Ф.А. Природа гравитационных аномалий ЮКВ. Изв. НАНА Но3. 2006, №2

6. Сывороткин В.Л. Новая трактовка геотектонической позиции Каспийского региона / Павленкова Н.И. Электронное научное издание, Альманах: Пространство и время. 2014

7. Якобсон А.Н. Сейсмическая томография посредством рэлеевских волн. В кн. Проблемы по томографии. М.: Наука. 1997, с. 210-219

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА

Киреева Т.А.
МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва
E-mail: ta_kireeva@mail.ru

Поиск углеводородов (УВ) на больших глубинах является непростой задачей, о чем свидетельствует низкая успешность поисково-разведочных работ [9], которая для большинства нефтегазоносных бассейнов мира не превышает 30%, а при поисках нефти в фундаменте – существенно ниже. Сложность прогноза залежей на больших глубинах заключается в том, что в катагенно преобразованных породах низов осадочного чехла и, особенно, в породах кристаллического фундамента практически отсутствуют выдержанные по площади поровые коллектора и, соответственно, ограничены условия для латеральной миграции углеводородов (УВ). В соответствии с этим можно считать, что на больших глубинах модели бассейновой миграции при прогнозах формирования залежей УВ являются не обоснованными. Соответственно необходимо предложить какие-то новые теоретические обоснования поиска залежей УВ в кристаллических породах фундамента.

В теоретической предпосылке прогноза будем исходить из того, что миграция УВ всегда происходит в среде газоводного флюида. Однако существующие представления о химическом составе этого флюида сильно различаются, в зависимости от того, какой точки зрения придерживаются исследователи в вопросе генезиса нефти: осадочно-миграционной или неорганической (глубинной) теории.

Согласно осадочно-миграционной теории перемещение «микронефти» должно происходить в составе отжимающихся поровых вод глинистых пород, которые по теоретическим представлениям и имеющимися опытным данным имеют солевой комплекс, представленный системой: $Cl–SO_4–HCO_3–Na–Mg–Ca$. Из опытов по отжиму поровых растворов глинистых пород известно, что они имеют Cl–Na–Ca–Mg состав очень близкий составу большинства глубоких пластовых рассолов. Согласно представлениям о перемещении «микронефти» в составе глубинного эндогенного флюида, представляющего собой воду в надкритическом состоянии, насыщенную CO_2, CnHm, H_2, N_2, He (Готтих, Писоцкий, 1997; Лукин, 2004, 2005; Пиковский, 2002), анионная часть солевого комплекса данной системы теоретически должна быть существенно гидрокарбонатной вследствие растворения CO_2, т.к. прочие газы образуют с водой молекулярные растворы.

Определенный ответ на вопрос о химическом составе глубинных растворов, в которых происходит перенос УВ, может дать изучение комплекса воднорастворимых солей нефтей. Сами нефти практически не способны растворять соли, поэтому присутствие последних в безводных нефтях обычно объясняется присутствием погребённых вод. Таким образом, состав воднорастворимых солей нефтей должен отражать как обстановку формирования «свободной» нефти, так и состав вод, в которых осуществляется ее первичная (капельно-жидкая) миграция.

По результатам многих тысяч анализов безводных нефтей различных регионов было установлено, что нефти, не ощущающие влияния законтурных рассольных вод, имеют в составе солевых вытяжек не более 40-54 %-экв. Cl-иона, отношение rSO_4/rCl около 1, а $rHCO_3/rCl$ в пределах 0,2-0,75. В то же время, в пластовых водах содержится обычно около 98 %-экв. Cl-иона, а отношения rSO_4/rCl и $rHCO_3/rCl$ составляют около 0,005 [2].

Аналогичные исследования солей безводных нефтей кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) показали, что их солевой комплекс является сульфатно-гидрокарбонатным или полностью гидрокарбонатным, с полным отсутствием Cl-иона [5]. Данный анионный состав водной вытяжки совершенно необъясним с точки зрения поступления «микронефти» в коллектор в составе порового раствора, т.к. никакие катагенные процессы не могут полностью удалить из него Cl-ион. Учитывая, что нефти фундамента месторождения Белый Тигр полностью безводны (водонефтяной контакт не был обнаружен, несмотря на то, что скважины пробурены на глубину более 5 км, а

проходка по кристаллическим породам превышает 1,5 км), отсутствие хлоридов в нефтях фундамента месторождения Белый Тигр заставляет предположить, что флюид, содержащий «микронефть», при заполнении коллектора не контактировал ни с поровыми водами осадочных пород, ни с пластовыми водами, содержащими хлориды.

Из анализа состава солевого комплекса нефтей разных регионов (Среднее Поволжье, Предкавказье, запад Восточно-Европейской платформы) следует что наиболее «карбонатные» нефти характерны для более молодых коллекторов, для нефтей, наиболее близких к фундаменту и для нефтей тектонически активных регионов. Таким образом, можно предположить, что первичная нефть во всех рассмотренных случаях мигрировала снизу, от фундамента в составе газопарового углекислого флюида. И чем длиннее был путь, пройдённый УВ флюидом до мест скопления нефти, т.е. чем длительнее его контакт с осадочными породами и их поровыми водами, тем более хлоридным становился раствор.

По мере перемещения глубинного эндогенного флюида в более низкие PT условия однородная газо-водо-нефтяная смесь будет разделяться по плотности на газовую, нефтяную и водную фазы.

Изменение химического состава водной части глубинного флюида можно проследить по работам вулканологов, посвященных составу вулканических вод (газопаровые выбросы вулканов и воды гейзеров). Как показывают эти исследования, глубинный флюид при продвижении к поверхности разделяется на маломинерализованные SO_4–HCO_3–Na воды и более минерализованную часть – Cl–Na раствор [7], что связано с изменением химического состава растворов при снижении давления. Вскипание высокотемпературных вод, сопровождающееся парообразованием и дегазацией, происходит в разломных зонах при снижении давления и сохранении высокой температуры. При этом компоненты вещественного состава гидротерм перераспределяются между паровой и жидкой фазами – в жидкой фазе возрастает концентрация солей. Газообразная (паровая) часть флюида перемещается в верхние части разреза, а жидкая (концентрированная) часть может вообще не достичь поверхности [7]. Конденсат пара, образующийся в верхних частях осадочного разреза, имеет низкую минерализацию (до 1 г/л) и HCO_3–Na или SO_4–HCO_3–Na состав, что связано с его обогащением растворенными газами (преимущественно CO_2 и SO_2+SO_3). О составе же глубинного раствора можно судить по составу так называемых перегретых (температура на выходе >100 ^oC) Cl–Na терм вулканических областей, которые большинством исследователей [1, 3, 7] признаются как наименее изменённые, полнее всего отражающие особенности глубинного флюида, отторгающегося при дегазации кристаллизующихся на глубине магматических тел (или мантии?). Эти Cl–Na термы представляют собой слабый (M <2–8 г/л) хлоридно-натриевый (содержание NaCl до 95-98 экв.-%) раствор. В газах преобладают N_2 и CO_2, присутствуют H_2S, H_2 и углеводородные газы. Характерны высокие концентрации Si, B, K, Li, Cs, Rb, As, Sb и др.

Аналогом формирования нефтяного месторождения по предложенной схеме является гидрохимическая зональность кальдеры вулкана Узон, в которой наблюдается поверхностное высачивание нефти, выносимой углекислыми HCO_3–SO_4–Na водами. А в более глубоких частях кальдеры их снизу «подпирают» Cl–Na термы (рис. 1).

Важно, что близкая гидрохимическая зональность отмечена на месторождении Белый Тигр, где в низах осадочного чехла присутствуют маломинерализованные HCO_3-Na воды, а из кристаллического фундамента на глубине 4493 м выявлен единственный случай получения попутной воды из изолированного, куда не поступала морская вода, закачиваемая для поддержания пластового давления (ППД) (рис. 2). Эта вода по всем параметрам резко отличалась как от пластовых вод в вышезалегающих осадочных комплексах, так и от морской воды.

Минерализация воды фундамента в среднем 5,1 г/л и, хотя воды осадочного чехла имеют похожую малую минерализацию, однако по компонентному составу существенно отличаются. Вода фундамента Cl–Na–Ca состава, содержание Cl-иона во всех пробах составляет 95–96 экв-%, содержание HCO_3- и SO_4-ионов не превышает 1,0–2,5 экв.-%.

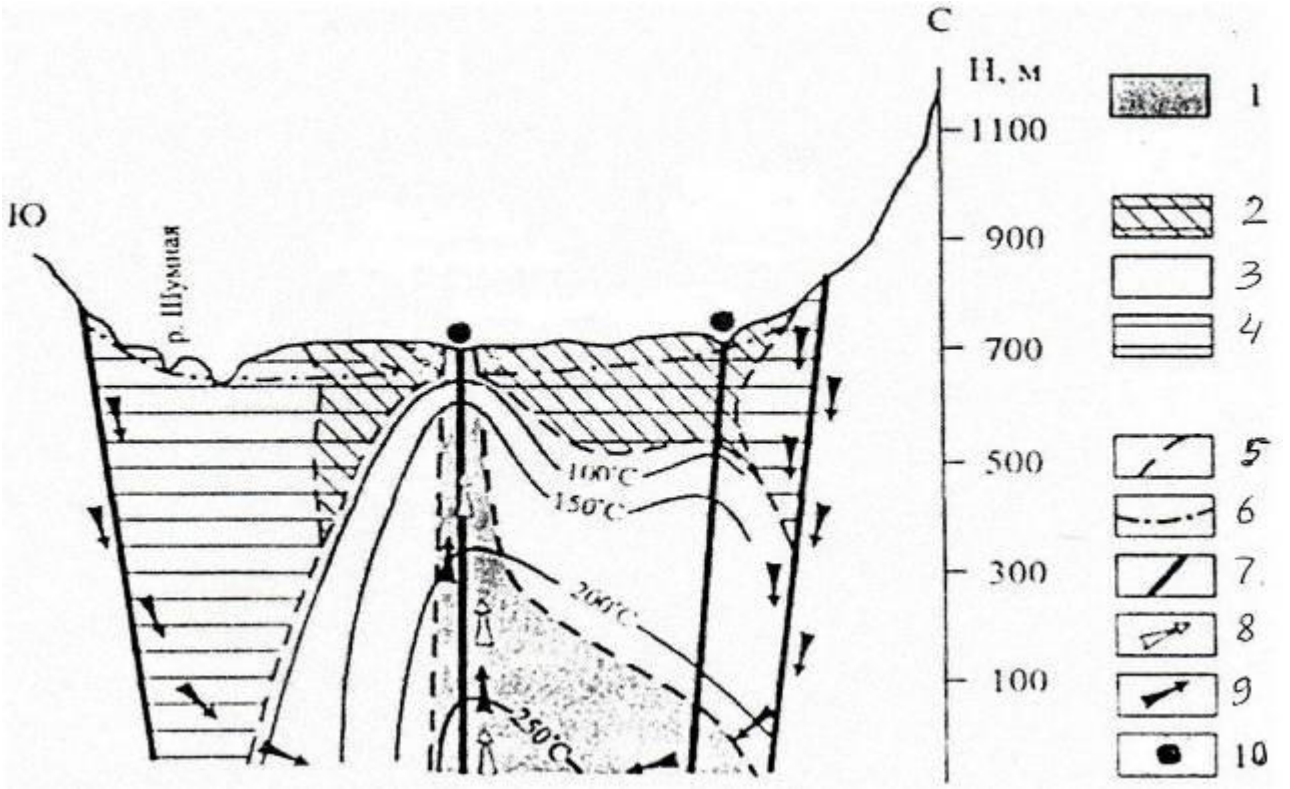


Рис.1. Модель-схема гидрохимической зональности гидротермальной системы кальдеры Узон (по [3] с дополнениями). Условные обозначения: 1 – растворы Cl-Na состава; 2 – воды SO_4- HCO_3- Cl-Na состава; 3 – растворы HCO_3 -Cl-Na; 4 – пресные инфильтрационные воды; 5 – границы гидрохимических зон; 6 – уровень грунтовых вод; 7 – разломы; 8 – инфильтрация смешанных вод; 9 – инфильтрация вадозных вод; 10 – высачивание нефти.

В водах олигоценовых и нижнемиоценовых пород осадочного чехла более чем в 10 раз увеличивается содержание HCO_3- и SO_4-ионов с соответствующим уменьшением содержания Cl-иона. Генетический коэффициент rNa/rCl для воды фундамента изменяется в пределах 0,80–0,89, для вод осадочного чехла он всегда >1.

Таким образом, одновременно низкие значения минерализации и отношения rNa/rCl <1 не позволяют отнести воды фундамента месторождения Белый Тигр к захороненным седиментогенным. Эти воды обнаруживают большое сходство с высокотемпературными Cl–Na термами областей современного вулканизма. Разница заключается в несколько большей минерализованности вод фундамента, а также увеличении содержания Ca^{+2} и уменьшении содержания (Na+K). Такие изменения ионного состава можно объяснить результатом взаимодействия гидротерм с минералами гранитоидов. Однако содержание HCO_3^- и SO_4^{-2} ионов почти аналогично. Также величины отношения rNa/rCl для Cl–Na терм и воды фундамента очень близки и составляют 1,0 и 0,89 соответственно. На принадлежность вод в фундаменте месторождения Белый Тигр к «остаточным» гидротермам указывает и резко повышенное содержание бора (147,2 мг/л), что в 5–10 раз больше величин, фиксируемых в водах осадочного чехла, и практически аналогично содержанию бора в Cl–Na термах Камчатки. Величина отношения B/Br для вод фундамента составляет 20,4, что соответствует значению данного отношения для современных гидротерм [4].

Таким образом, при перемещении глубинного флюида из фундамента в осадочный чехол должна формироваться последовательность (сверху вниз): *газ – нефть – маломинерализованные HCO_3–Na воды – Cl–Na раствор*. Нефтегазовые фазы, как наименее плотные, занимают верхнюю часть гипотетического гидрохимического разреза. Далее следует водная фаза, которая дает начало «гидрохимическому фону» нефтяных месторождений.

Маломинерализованные (4-12 г/л) HCO_3-Na воды, так называемые глубинные инверсионные, действительно являются гидрохимическим фоном нефтяных залежей в низах осадочного чехла (Западная Сибирь) и в молодых тектонических структурах (Сахалин). Авторы работы [6] по результатам термодинамического моделирования приходят к выводу, что инверсионные воды могут сохранять свой гидрохимический облик (прежде всего, высокое содержание HCO_3-иона) только в условиях постоянного и избыточного поступления углекислого газа. В случае прекращения поступления CO_2, состав вод переходит в Cl–Ca, т.к. Ca^{+2}, накапливающийся в результате концентрирования растворов в закрытой системе, осаждает HCO_3-ион. Этот вывод объясняет отсутствие HCO_3–Na «оторочки» вокруг нефтяных месторождений древних платформ, пластовые воды которых представлены исключительно хлоридными рассолами – даже если HCO_3–Na воды поступали в осадочный чехол в результате вертикальной миграции, они не сохранились в условиях отсутствия притока CO_2, который прекращается с прекращением тектонической активности.

Основным гидрохимическим фоном нефтегазовых залежей на глубинах 2-4 км являются метаморфогенные (седиментогенные) рассолы. Они представляют собой высокоминерализованные (M>50-100 г/л), Cl–Na или Cl–Ca–Na растворы, которые, вероятно, имеют седиментогенное происхождение.

Однако концентрированные рассолы (M>300 г/л) поступают не только из осадочных пород, но и из пород фундамента и даже кристаллических щитов (Канадский, Балтийский). По данным термодинамического моделирования [6] установлено, что в закрытых гидрогеохимических системах в процессе длительного взаимодействия воды с кристаллическими породами возможно формирование Cl–Na–Ca(Mg) рассолов с M <150 г/л, при этом для формирования рассолов достаточно кларковых содержаний Cl, Na, Ca, Mg в кристаллических породах. Для образования же рассолов с M> 150 г/л в кристаллических породах необходимо существование внешнего источника хлора. Вероятно, таким источником являются глубинные Cl-Na растворы, которые преобразуются в Cl-Na-Ca в закрытой системе кристаллических пород.

От седиментогенных рассолов их отличают высокие значения отношения Cl/Br (до 1911 в кристаллических породах Балтийского щита), и одновременно очень низкие значениях rNa/rCl (до 0,22 в породах архейского фундамента Ромашкинского месторождения). Характерно значительное содержание Ca^{+2} (до 65-78 %-экв) при относительно низкой минерализации (36 мг/л в водах кристаллического фундамента месторождения Дракон, шельф Южного Вьетнама). Сочетание таких особенности является аномальным для седиментогенных рассолов и может объясняться только растворение вмещающих пород раствором глубинного HCl.

Если принять, что газы, нефть и почти пресные HCO_3–Na воды, имеющие преимущественно эндогенное происхождение, по разломам перемещаются в осадочный чехол, а за ними «подтягиваются» также эндогенные солёные растворы Cl–Na состава, то можно рассмотреть последствия этого процесса для прогноза нефтеносности фундамента с гидрохимической точки зрения.

Во многих случаях нефтеносности фундамента, в вышезалегающих породах осадочного чехла фиксируется проявление гидрохимической инверсии. Это проявляется, как в Западной Сибири (Красноленинский и Сургутский своды), так и на шельфе Южного Вьетнама, где над нефтеносными гранитоидами структуры Белый Тигр в низах осадочного чехла отмечается инверсия гидрохимической зональности, которая отсутствует на соседних структурах, где фундамент или без признаков нефтеносности, или слабо нефтеносен (структура Дракон) (рис. 2).

Вслед за нефтью и HCO_3–Na водами к поверхности перемещаются и хлоридные воды. Поэтому, если из фундамента вместе с нефтью начинает поступать солёная вода или рассолы, то это означает, что гидротермальная деятельность прекратилась, а, следовательно, и прекратил свое существование очаг УВ подпитки. И, скорее всего, основная масса нефти уже переместилась в осадочный чехол.

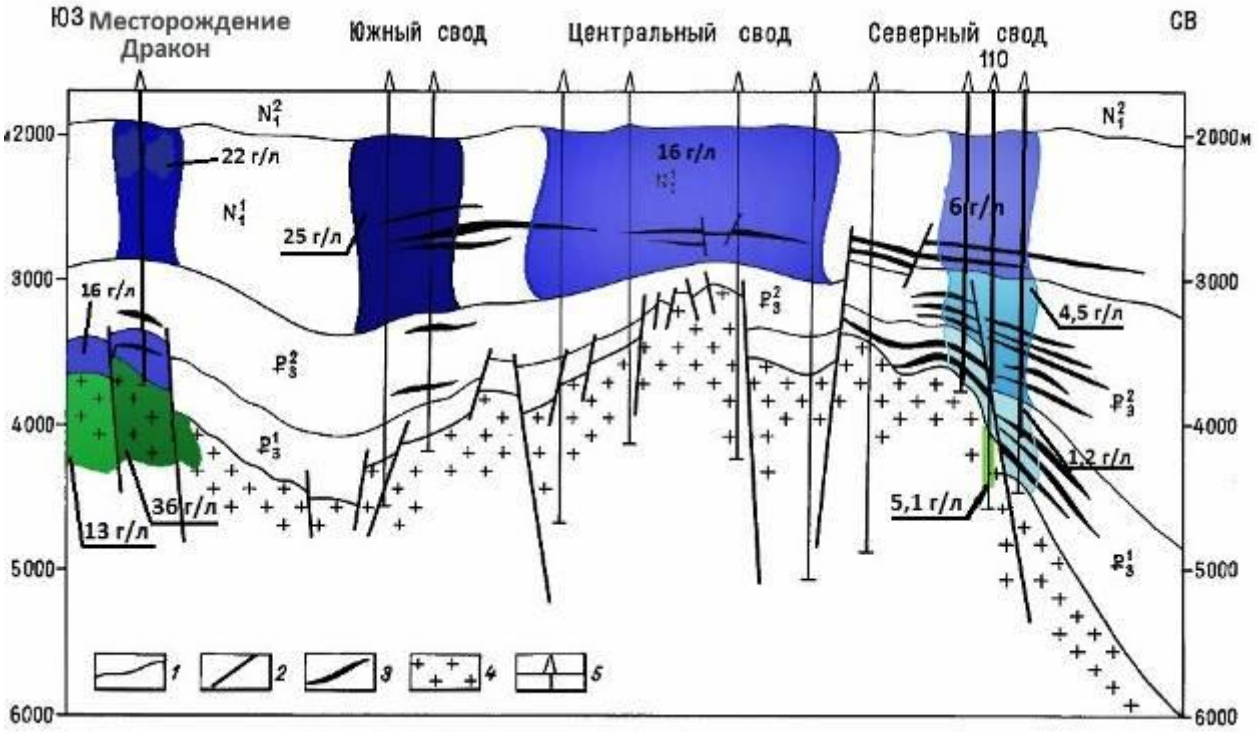


Рис.2. Геолого-гидрохимический разрез месторождений Белый Тигр и Дракон (по [8] с дополнениями). Условные обозначения: 1–границы водоносных комплексов; 2–разрывные нарушения; 3–скопления нефти в осадочном чехле; 4–нефтенасыщенные породы кристаллического фундамента; 5–пробуренные скважины. Примечание: цветом обозначены воды разной минерализации.

Данный вывод подтверждается сравнением известных фактов «наличия-отсутствия» нефти в фундаменте и наличия притоков из фундамента вод различной минерализации, которые свидетельствуют о том, что чем более обводнён фундамент и чем более концентрированными рассолами представлены эти воды, тем менее он нефтеносен.

Месторождение Белый Тигр содержит большие запасы (500 млн. т) безводной нефти. На месторождении Дракон, где фундамент обводнён, оценённые запасы на порядок меньше. Причем нефть получена в основном только на Юго-Западном участке, на котором минерализация попутных вод составляет 10-12 г/л, а на Центральном участке, где минерализация попутных вод ~ 36 г/л, получены только отдельные непромышленные притоки.

Из фундамента Ромашкинского месторождения и Татарского свода получены притоки высоко минерализованных (~300 г/л) вод, а нефть не получена, несмотря на большое количество пробуренных поисковых скважин. Последнее особенно относится к Татарскому своду, на котором в течение нескольких лет велись целенаправленные работы по поиску нефти в фундаменте, давшие полностью отрицательные результаты.

Таким образом, можно сформулировать гидрохимические признаки нефтеносности фундамента.

1. Сохранение зон гидрохимических инверсий в водоносных горизонтах низов осадочного чехла свидетельствует о потенциальной нефтеносности фундамента.

2. При наличии нормального гидрохимического разреза в осадочном чехле нефтеносность фундамента маловероятна.

3. Поступление из фундамента концентрированных (М>200 г/л) рассолов хлоридно-кальциевого типа можно считать однозначным признаком отсутствия нефти в фундаменте, т.к. она уже давно перешла в осадочный чехол, а полости фундамента заняли эндогенные рассолы.

Литература

1. Арсанова Г.И. К вопросу о происхождении перегретых хлоридно-натриевых вод молодых вулканических областей // Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма. Новосибирск: Наука. 1974. С.14-22

2. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС. 2007. С. 244

3. Карпов Г.А., Ильин В.А. Онтогения гидротермального процесса, Владивосток: Дальнаука. 2005. С. 158; 4. Киреева Т.А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник МГУ. Сер.4. Геология. 2009. №1. С.54-57.

4. Киреева Т.А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник МГУ. Сер.4. Геология. 2009. №1. С.54-57

5. Киреева Т.А. Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Ю. Вьетнама), в связи с нефтегазоносностью. // Вестник МГУ. Сер.4. Геология. 2010. № 4. С. 35-40

6. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод, М.: Наука. 2004. С. 677.

7. Набоко С.И. Химические типы вулканических вод. // Состав и генезис минералообразующих гидротермальных растворов областей активного вулканизма. Новосибирск: Наука. 1974. С. 8–14.

8. Тиен Х.Д. Гидрогеологические условия месторождения Белый Тигр. // Тез. докл. 2 конференции НИПИморнефтегаз. Вунгтау. 1998. С.103–119.

9. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Геофизика. 2007. №4, С.49-60. http://deepoil.ru/images/stories/docs/avtorsk/raboty/txt_B_58.pdf.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ УНИКАЛЬНЫХ И КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Козлов С.В.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь
E-mail: Sergej.Kozlov@pnn.lukoil.com

Зона генерации углеводородов

Генетическая цепочка местоскоплений нефти и газа, поддерживаемая последователями глубинного абиогенно-мантийного генезиса нефти, включает в себя четыре генетических звена, порождающих УВ-залежи. Это в порядке реализации процессов: генерация, миграция, аккумуляция и консервация [5]. В двоичной системе алгоритмирования появление одного минуса в любом месте генетического кода приводит к отрицательному результату. Зона генерации и будет основным предметом представленной работы.

Авторами работы [1] предложена методика и выполнен расчет термальной мощности литосферы Земли и распределения в ней значений температуры на основании фактических данных о топографии, возрасте океанического дна, структуре и составе коры, гравитационных аномалиях и среднегодовых значениях температуры на поверхности. Подошва литосферы определялась, как изотерма 1300 °С. Данные о термальной мощности литосферы, как указывают авторы, можно использовать при сравнительном геодинамическом анализе различных тектонических структур, а также в качестве исходных данных для численных расчетов в области геодинамики литосферы, например, при расчете глобального поля напряжений и деформаций литосферы.

Ф. А. Летников в работе [3] акцентирует внимание на сверхглубинных процессах и подчёркивает: «Учитывая громадные размеры ядра и его высокий энергетический потенциал, очевидно, что даже незначительные флуктуации в мантии жидкого ядра будут сопровождаться значимыми по величине выбросами тепловой энергии в виде плюмов».

Он же также установил, что импульсы интенсивной дегазации жидкого ядра Земли интерпретируются как плюмы. Их основу составляют восстановленные газы. В первую очередь, водород. Плюм на границе литосфера-астеносфера рассматривается в представленной модели как термодинамический реактор (PVT), где идет синтез углеводородов. Исходя из определения критической температуры **–** это максимальная температура, при которой жидкая и паровая фазы еще могут существовать в равновесии. *При температуре выше критической существование жидкой фазы невозможно, т. е. фазовое состояние всех возможных углеводородов в зоне плюма* **–** *это газ на молекулярном уровне.* Это очень важное замечание. Дискретный привнос из мантии вещества (энергии) в виде атомарного водорода нарушает равновесную систему. Традиционный принцип познания: от простого к сложному, т.е. состав плюма, порождающий углеводородную ветвь дегазации, вероятней всего, представляет устойчивую систему, где первокирпичиком, в последующей эволюции формы материи, такой как нефть, выступает молекула метана. *Магматический плюм, включающий также газовую составляющую, но в значительно меньших объёмах (в силу растворимости газов в магме) и представляющий горячую ветвь дегазации, в данной работе не рассматривается.* Сейчас достоверно установлено, что процессы изостазии или изостатического равновесия осуществляются в основании литосферы – в астеносфере.

Астеносфера – слой менее вязкий, а, следовательно, более пластичный, чем подстилающая его верхняя мантия. Нарушение архимедова равновесия проявляется, прежде всего, как реакция на изменение скорости протекания геологических процессов, таких как выветривание, денудация, ледниковая деятельность, в т.ч. и техногенных процессов перераспределения дополнительной нагрузки на определенных участках территории. Накопление же объема вещества газового плюма, можно предположить, происходит более быстрыми темпами, чем экзогенные процессы на поверхности Земли. Восстановление изостатического равновесия происходит через тектонические нарушения-

разломы, проходящие уже в хрупких кристаллических горных породах литосферы, с более значительными скоростями, при которых уже не может выполняться изостазия, как стабильный геологический процесс, т.е. катастрофическими темпами. Ниже приведено итоговое выражение (выводы опущены) при котором начинается естественный гидрогазоразрыв горных пород литосферы за счет критического объема вещества, заключённого в газовом плюме:

$$V = \frac{2*0.49\rho_{ср}hS}{\Delta\rho} \quad (1)$$

Здесь ($\Delta\rho$=ρ аст. – ρ плюм) разность плотностей поднимающегося газового плюма (ρ плюм) объемом (V) и окружающей геологической среды, т.е. плотности астеносферы (ρ аст.) [2].

Комментарии к расчетным данным:

В представленной работе используются осреднённые данные (по плотности земных оболочек с учетом модели однородной упругой среды с заданными свойствами жесткой среды). Понятно, что процедуры осреднения влияют и на расчетные величины (в данном случае **–** объемы зон генерации), т.е. сегодня можно говорить о полученных количественных оценках, здесь и далее, как приближенных. Объемы зоны генерации с учетом переменной мощности литосферы (h) составили от первых млрд м^3 до сотен трлн м^3. С учетом переменной (S-площади), в качестве модели взяты геометрические фигуры цилиндр и перевёрнутый конус с диаметрами основания от 0.1 до 36 км, входящей также в выражение (1), получена высота «плюма-цилиндра» от 4 до 535 км. С учетом геометрии высота «плюма-конус», будет в 3 раза больше, чем у цилиндрического плюма. Для наглядности вычислен также эквивалентный диаметр шара на объем зоны генерации, который изменяется от 0.4 до 98 км.

Глобальные и региональные следствия процессов миграции, аккумуляции и консервации УВ

При достижении критического объема вещества газового плюма происходит естественный гидрогазоразрыв пород литосферы и начинается следующая стадия – миграция. Последовательное усложнение C_1-C_4 до более сложных молекул C_5 и выше происходит на путях миграции *и, что нам особенно важно, при временных остановках на волноводах, где УВ система перестраивается, усложняется и стремится к новому состоянию устойчивой связи атомов углерода и водорода в этих изменившихся P-T условиях.*

В работе [4] автор подчёркивает, что изменяющиеся термодинамические условия «подталкивают» УВ молекулы к перестройке атомов углерода и водорода к молекулам большей устойчивости в новых PT условиях за счет катализа. В геологической среде на путях вертикальной миграции УВ катализаторами выступают горные породы литосферы, состоящих из минералов или минеральных агрегатов (групп химических элементов).

Катализаторы позволяют снижать энергию активации химических реакций и тем самым значительно повышать их скорость. Хотя надо помнить, что катализ бывает и отрицательный.

Далее на цифровую карту термальной мощности литосферы был наложен грид (слой) крупнейших месторождений нефти и газа мира (всего 995 месторождений, в т.ч. России -157 месторождений), расположенных в различных нефтегазоносных провинциях Земли (рис.1). Для каждого месторождения было найдено уникальное значение мощности литосферы. Сопоставление запасов нефти и газа, приведенного в обзоре, показало, что статистической обработке подверглось около 90 % запасов традиционных углеводородов в мире. Согласно принятой на сегодня в России классификации ресурсов нефти и горючих газов (2013 г.) в базу данных включены уникальные и крупные месторождения нефти (более 30 млн т) и природного газа (более 30 млрд м^3).

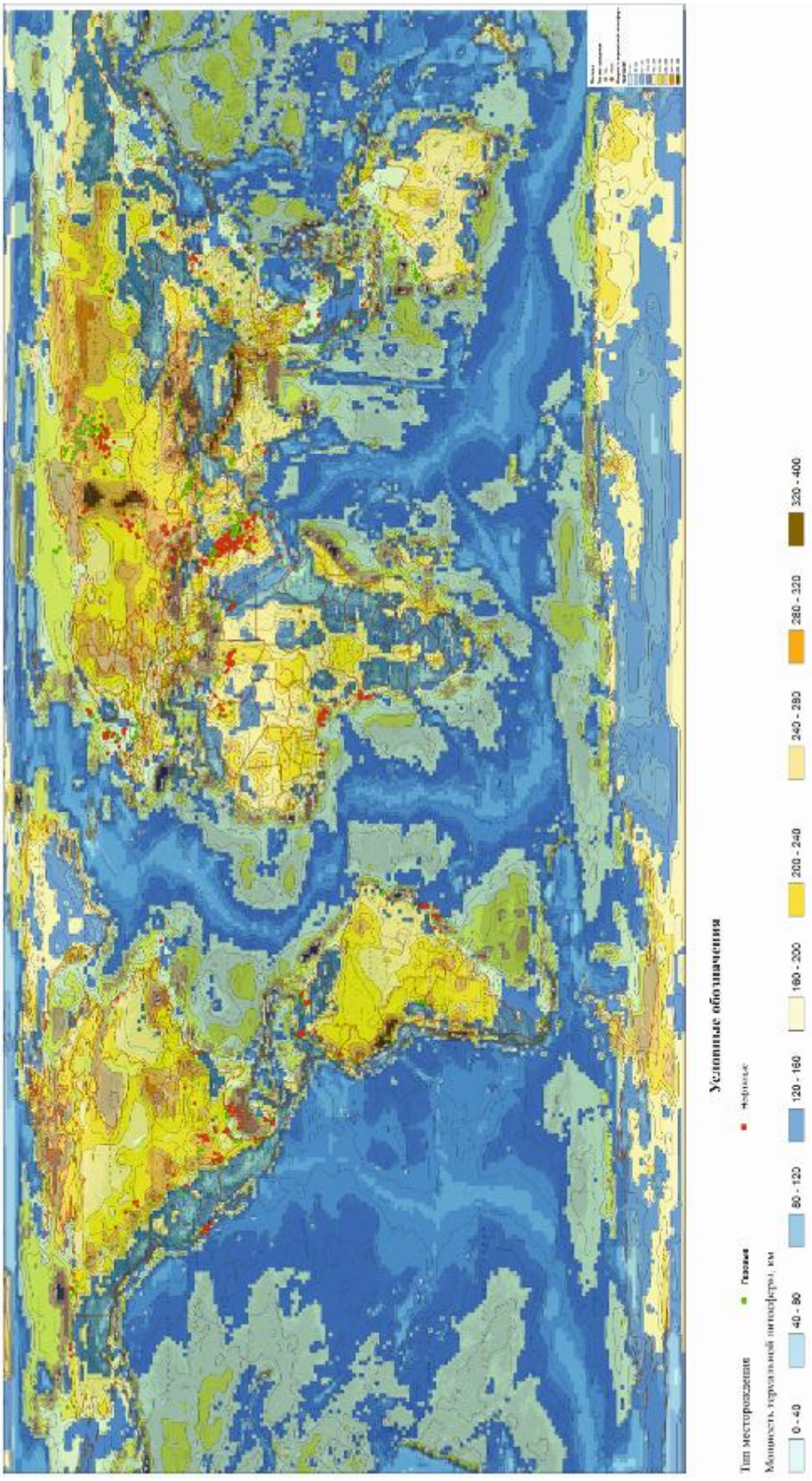


Рис.1. Карта термальной мощности литосферы с выделением перспективных земель на нефть и газ

Категория средних, мелких и очень мелких месторождений данной базой не охвачена. В настоящее время в мире открыто более 80 тысяч месторождений нефти и газа.

Выводы и комментарии к полученным данным

Интервал мощности литосферы до 80 км: количество месторождений УВ-0.2%. Преимущественно газогидратные залежи в акватории морей и океанов.

Интервал мощности литосферы 80-160 км: 3,5-5,5% по запасам и 9% по количеству месторождений нефти и газа.

Интервал мощности литосферы 160-280км: 90-95% по запасам и 87% по количеству месторождений нефти и газа.

Интервал мощности литосферы более 280км: около 4% по запасам и количеству месторождений нефти и газа.

Интерпретацию полученных данных с максимумом и по количеству месторождений нефти и газа, и по суммарным их запасам, можно объяснить следующим образом.

Бесперспективные земли в интервалах мощности литосферы: 0-80 км и более 360 км.

Земли с неопределёнными перспективами в интервалах мощности литосферы: 80-160 км и 280-360 км.

Перспективные земли в интервале мощности литосферы: 160-280 км, в т.ч. высокоперспективные земли 200-240 км.

Высокая степень концентрации запасов нефти и газа (газа около 90%, нефти около 95%) в малом количестве уникальных и крупных месторождений, которых суммарно около 1000 единиц, становится эмпирической закономерностью их тяготения к интервалу мощности литосферы 160-280 км (и около половины запасов нефти и газа к интервалу 200-240 км).

В геодинамическом аспекте, ядро вещества газового плюма, мигрируя по главному разлому, порождает уникальные и крупные месторождения нефти и газа, а на оперяющихся разломах, которых и больше, но материнского вещества (на порядок!?) меньше, рождаются средние, мелкие и очень мелкие месторождения нефти и газа, но все они, как спутники, концентрируются вблизи крупных скоплений УВ, образуя нефтегазоносные бассейны и области. На рис. 2 отражена гистограмма распределения количества месторождений нефти и газа от мощности литосферы по различным регионам Земли, соотнесённые с запасами нефти и газа.

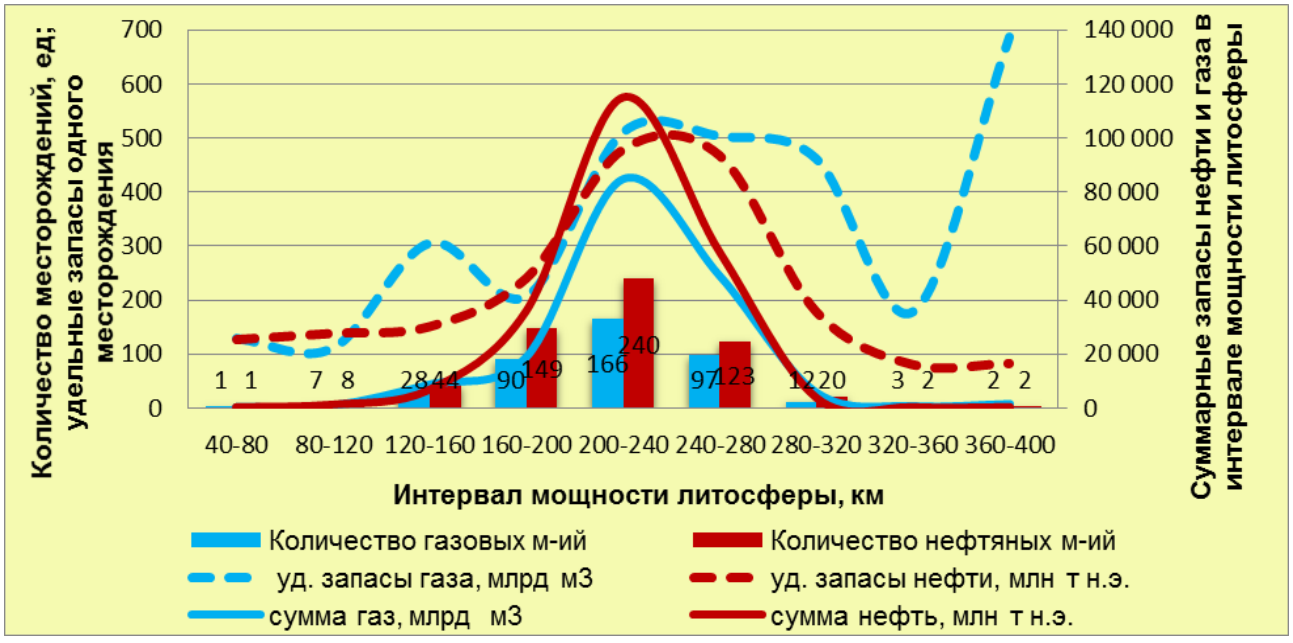


Рис.2. Зависимость количества месторождений нефти и газа от мощности литосферы по различным регионам Земли, соотнесённым с запасами нефти и газа.

Удельные запасы нефти, приходящиеся на одно месторождение, также подчиняются нормальному распределению, как и суммы запасов нефти в выделенных интервалах мощности литосферы с некоторым смещением в область возрастания мощности литосферы. Удельные запасы газа, приходящиеся на одно месторождение, по виду кривой, подчиняются логнормальному распределению, что косвенно может указывать на потенциал открытия уникальных месторождений газа в интервалах развития мощности литосферы 240-360 км, где объем зоны генерации возрастает до сотен трлн м^3.

PT условия на указанной реологической границе находятся выше критических значений, т.е. все УВ находятся в газообразном состоянии. Процесс дифференциации на собственно жидкую и газовую фазы исходной УВ - смеси происходит при достижении PT условий ниже критических. Такие условия возникают собственно выше, уже в земной коре.

Оптимальными условиями для синтеза УВ - смеси являются условия, правильнее сказать, давления, соответствующие глубинам 160-280км, причем оптимумом является глубина 220 км. Для указанного интервала мощности литосферы (160-280 км) на глубинах 75-110 км исходя из критических параметров (Ткр.) начинается процесс конденсации углеводородов C_{16} и ниже. Чуть выше, на глубинах 30-50 км, все углеводороды до C_6 включительно приобретают характерные черты нефти, как жидкости с растворенным в ней газами (C_1-C_4). Очень важный интервал, где сгенерированные углеводородно – кислотные (HCl, H_2SO_4, HF) гидротермальные водные флюиды конденсируются на глубинах 20- 30 км, которые являются агрессивными по отношению к вмещающим горным породам. Эти флюиды активно создают вторичную ёмкость вокруг первичных порово-трещинных зон пород коллекторов со значительными метасоматическими процессами (рис.3).

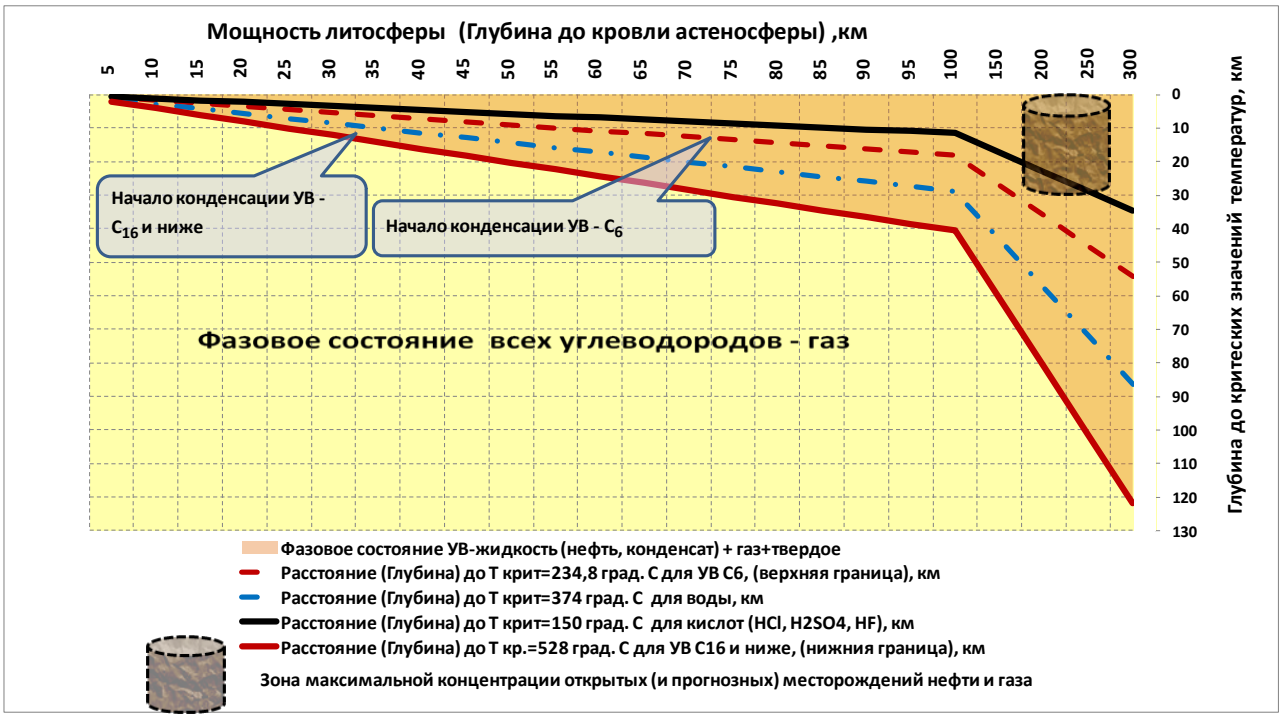


Рис.3. Зависимость фазового состояния углеводородов и мощности литосферы от критических параметров углеводородов на путях миграции

Безусловно, возникает вопрос о достаточности исходного количества газового вещества в объеме плюма для генерации нефти. Исходя из закона сохранения масс, который констатирует: при любых процессах, происходящих в системе тел, ее масса остается постоянной, вытекает следующее.

Покажем это на конкретном примере. Подстановка значения средней плотности газового плюма в рамках предложенной модели на уровне 1775 кг/м^3 и его объема на уровне

500 млрд $м^3$ в базовое соотношение ρ = m/v, дает значение массы около 880 млрд т по УВ. Понятно, что данная оценка отражает 100% реализации процесса газ → нефть. На самом деле в природе имеет место процесс с двумя ветвями: газ → нефть и газ → природный газ. Причем созидательная часть (образование собственно месторождений) значительно уступает безвозвратным потерям, таким как дегазация и диссипация УВ, т.е. $m_{1(\text{зона генерации})} = m_{2\ (\text{открытые м-ия})} + m_{3(\text{потенциальные м-ия})} + m_{4(\text{потери})}$. В первом приближении выполненные расчеты показывают достаточность исходного вещества для формирования уникальных и крупных месторождений нефти и газа.

На карте термальной мощности литосферы отражена перспективность земель на углеводороды относительно друг друга (рис.1).

***1 класс**: Бесперспективные земли в интервалах мощности литосферы:0-80 км и более 360 км.*

***2 класс**: Земли с неопределёнными перспективами в интервалах мощности литосферы: 80-160 км и 280-360 км.*

***3 класс**: Перспективные земли в интервале мощности литосферы: 160-280 км, в т.ч. высокоперспективные земли 200-240 км.*

Количество открытых на сегодня уникальных и крупных месторождений нефти и газа в указанных трех классах земель находятся в соотношении как 1:12:87, что практически указывает на процент вероятности открытия месторождений УВ в рамках предложенной модели.

Основные выводы

Только факты, и, если их множество, могут оформиться в аргументы в пользу однозначности существования глубинных зон генерации углеводородов, на планетарной, реологической по своей сути, литосферно-астеносферной границе, с последующим «катастрофическим» прорывом в литосферу. В основе модели, ее аналитической части, лежат известные физические формулы, преобразованные в геодинамические выражения, описывающие естественный процесс – гидрогазоразрыв кристаллических пород литосферы при достижении критического объема плюма. Показана причинно-следственная связь между расположением крупнейших выявленных месторождений УВ (около 1000) и толщиной литосферы по регионам Земли.

Литература

1. Коптев А. И., Ершов А. В. Термальная мощность литосферы Земли: численная модель // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2011. — Т. 4, № 5. — С. 25–32.

2. Козлов С.В. Глубинная углеводородная парадигма-альтернатива, или реальность в происхождении нефти. (Научно-популярная версия). Электронный журнал «Глубинная нефть». Том2. №6, 2014.

3. Летников Ф. А. Сверхглубинные флюидальные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений. 2001. № 4. С. 291–307.

4. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Геологическое и геохимическое обоснование глубинного генезиса нефти. Электронный журнал «Глубинная нефть». Том 1. №12. 2013.

5. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти. Электронный журнал «Глубинная нефть». Том 1. №1. 2013. с.18-44.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ГАЛОГЕННОЙ ПОКРЫШКИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ГЛУБИННУЮ ДЕГАЗАЦИЮ НЕДР

Коротков С.Б.

ООО «Инновационные нефтегазовые технологии» (ИНГТ), г. Москва
e-mail: s.korotkov@iogt.ru

Формирование месторождений природного газа в протерозойских отложениях древней Сибирской платформы трудно, а точнее – невозможно объяснить с позиций осадочно-миграционной теории. В постпротеозойскую историю геологического развития платформа испытывала неоднократные инверсии тектонического режима, длительные перерывы в осадконакоплении, активные проявления вулканической и магматической деятельности с образованием мощной трапповой формации, тысяч трубок взрыва, многочисленных разломов земной коры. Если в докембрийское время и формировались залежи газа из «материнских» осадочных образований, то в последующие «бурные» геологические эпохи они неминуемо разрушились бы. Очевидно, что все газовые залежи молодые и их формирование ещё не закончилось. Наличие гелия в пластовом газе тому подтверждение, поскольку без непрерывной подпитки этот совершенно инертный и всепроникающий газ давно бы весь улетучился. Откуда гелий – тоже не секрет, он образуется, в основном, при радиоактивном распаде урана-238, урана-235, тория и нестабильных продуктов их распада. Его генезис никто и никогда не связывал с нефтегазоматеринскими осадочными породами. Для гелия приемлема только вертикальная миграция в направлении дневной поверхности, и потому следует предполагать наличие вертикально ориентированных газопроводящих каналов («труб дегазации») под месторождениями, корни которых располагаются ниже осадочного выполнения нефтегазоносных бассейнов. При оценках перспектив нефтегазоносности Восточной Сибири предметом научных исследований должны быть не мифические материнские породы в протерозойском комплексе, а газопроводящие субвертикальные каналы и покрышки для газа.

Региональной покрышкой для газа на месторождениях Сибирской платформы является нижнекембрийская галогенная формация. Очевидно, что перспективы новых открытий также связаны с ней. Заметим попутно, что соленосные покрышки контролируют размещение подавляющего большинства газовых месторождений во всех солеродных бассейнах мира [1].

Надёжность соленосных покрышек кажется столь очевидной, что специальным исследованиям их газоупорных свойств ранее не уделялось должного внимания. С началом промышленного освоения гелиеносных газовых месторождений Восточной Сибири и возникшей потребностью в создании подземных хранилищ гелиевого концентрата проблема надежности кембрийской соленосной покрышки для целей подземного хранения гелиевого концентрата стала весьма актуальной и сразу же возникли вопросы, касающиеся её надежности. Дело в том, что в гелийсодержащих газовых залежах концентрация гелия очень мала – чаще всего от сотых до десятых процента, редко более 1%. Остается открытым вопрос - будет ли соленосная покрышка достаточно надёжной для техногенных залежей с концентрацией гелия 20-40%? Почему при постоянном подтоке гелия в природную газовую залежь его концентрация не увеличивается, а остается на низком уровне? Почему в газовой залежи никогда не бывает гелиевой шапки или хотя бы градиента концентрации гелия по высоте залежи, несмотря на то, что молекулярные массы гелия и метана отличаются в 4 раза: 4 и 16, соответственно (больше, чем разница массы воды и железа), а инертность гелия исключает химические связи с вмещающей средой? На то, что галогенная покрышка не является идеальной, указывают многочисленные случаи газо- и нефтепроявлений в процессе проходки скважинами соленосных интервалов разреза, а также при строительстве соледобычных шахт. Чаще всего газопроявления приурочены к межсолевым доломитовым пропласткам. Механизм миграции флюидов через соленосные толщи не изучен и пока не ясен. Очевидно, что традиционная миграция газожидкостной смеси через трещины или поры не подходит для объяснения в данном случае, и дело скорее не в «пластичности» солей, а в

сверхвысокой скорости ее перекристаллизации и предельном насыщении пластовых вод межсолевых и околосолевых водонасыщенных пластов.

Представление о высокой пластичности соли прочно вошло в сознание геологов. В многочисленных опубликованных научных статьях, монографиях, учебниках и в диссертациях часто автоматически отмечается это особое свойство соляной покрышки, позволяющее быстро «запечатывать» любые возможные пути утечки газа из залежи. Но при этом нет ссылок на заслуживающие доверия эксперименты с указанием, при каком давлении и температуре проявляется пластичность соли. Достаточны ли PVT условия нефтегазовой залежи для текучести солей? В обычных условиях это твёрдая кристаллическая порода плотностью 2.2-2.3 г/см^3, которая на быстрые нагрузки (например, толчки при землетрясениях) реагирует как упругое тело. Действительно, при длительной постоянной нагрузке соль деформируется без дробления, ползёт, но последствия такого течения иногда заметны лишь в масштабе геологического времени [2]. С другой стороны, размеры ортогональных подземных горных выработок соледобычных шахт поражают воображение, зачастую превышая размеры станций Московского метро. При этом отсутствует система крепей, а очистные камеры располагаются плотной сетью и разделены перегородками толщиной всего в несколько метров. Добыча ведётся шахтными комбайнами, по транспортным коридорам курсируют крупнотоннажные грузовики и никаких обвалов при этом не бывает (рис. 1).

Рис.1. Разработанная на 50% очистная камера (забой) Тыретского солерудника (фото автора, 2016).

В 2016 г. автором была организована геологическая экскурсия на Тыретский солерудник Иркутской области - один из крупнейших в России и в Мире (выражаем глубокую признательность администрации и геологической службе ОАО «Тыретский солерудник»). Наш особый интерес к этому руднику был обусловлен тем обстоятельством, что соленосная толща нижнекембрийского возраста является региональной покрышкой для газовых месторождений Восточной Сибири и в районе пос. Тыреть залегает на достаточно большой глубине, сопоставимой с глубиной многих газовых залежей, экранируемых галогенной покрышкой. Добыча соли ведётся на глубине 600 метров, что является рекордом для мировой шахтной соледобычи. Такое специальное исследование галогенного регионального газонефтяного флюидоупора «на месте» проведено впервые. На рисунке 2 показано

соотношение соляной толщи в условиях рудника и на уникальном по запасам Ковыктинском газоконденсатном месторождении, расположенном примерно в 300 километрах на восток.

Первоначальной целью исследования соленосного пласта бельской свиты было лучшее понимание строения восточносибирских солей и возможных причин геолого-технических осложнений в этом интервале при строительстве скважин [3]. Однако, после осмотра толщи «изнутри» появился целый ряд вопросов, ответы на которые пока не найдены: полное отсутствие рапопроявлений при строительстве горных выработок на протяжении 25 лет, отсутствие видимой «текучести» солей, идеальная субгоризонтальная слоистость солей (до байкальской складчатой зоны менее 100 км!), идеальная чистота солей (99,9% NaCl), видимые газопроявления из межсолевых пропластков, явно заметные субгоризонтальные «трубчатые» флюидоканалы неясного генезиса (водонаполненные ангидрит-галопелитовые), растрескивание плотной толщи при снятии горного давления в ходе выработки (длина горизонтальных трещин достигает 15-20 метров).

В ходе осмотра крупных монокристаллов соли (до 20-25 см в поперечнике) были замечены продолговатые пустоты (до 1 см), заполненные газо-жидкостным флюидом. Общее их количество в крупных монокристаллах доходило до 10-15. Вытянутая форма этих пустот может свидетельствовать о «пузырьковой» вертикальной миграции флюидов даже через наиболее консолидированные элементы галогенной толщи – монокристаллы. Скорость и масштабность подобной миграции в геологическом времени пока не ясна, но, скорее всего, механизм движения пузырька посредством постепенной перекристаллизации камеры из-за давления газа и подвижности воды должен учитываться при геологическом моделировании миграции УВ флюидов.

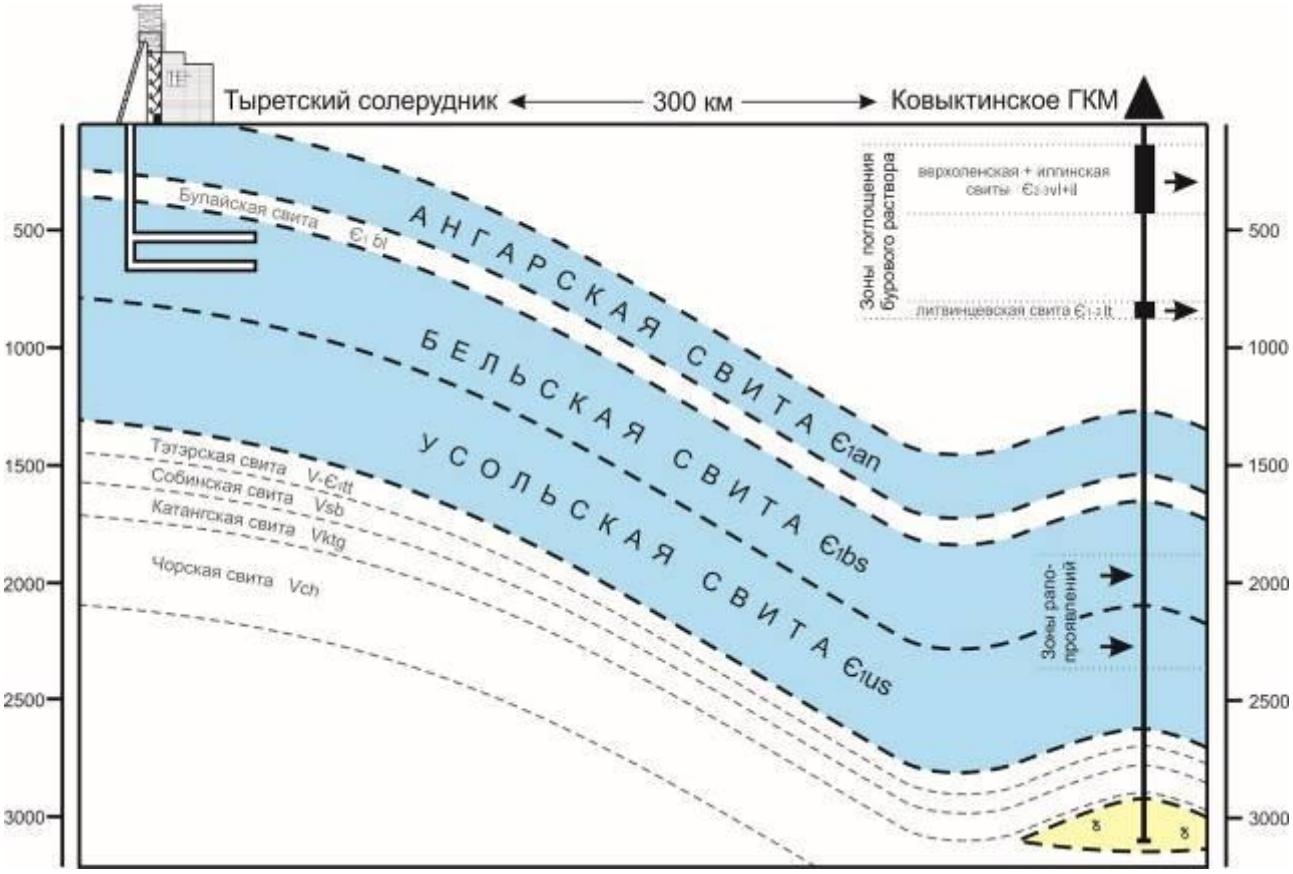


Рис. 2. Строение соленосной толщи в районе Тыретского солерудника и Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область, Россия).

Рис.3. Субгоризонтальные флюидоканалы в толще технически чистой каменной соли Верхнебельского пласта Тыретского солерудника (фото автора, 2016 г).

Выводы

1. Несомненно, соленосная толща является мощным флюидобарьером на пути вертикальной миграции углеводородов в процессе дегазации недр. Однако этот барьер не является идеальным для углеводородных газов и особенно для гелия. Массоперенос осуществляется путем прорыва по возникающим трещинам, по пропласткам проницаемых пород, по флюидоканалам в толще соли и диффузионно-пузырковой вертикальной миграцией.
2. Вопрос пластичности соли, с позиций экранирующей способности, требует специальных лабораторных исследований с учетом конкретных пластовых условий данной залежи УВ.
3. Необходимо широкое проведение натурных наблюдений в глубоких шахтах солерудников для изучения флюидоупорных свойств соленосных формаций.

Литература

1. Беленицкая Г.А. Соли и нафтиды: глобальные пространственные и кинетические взаимосвязи. Региональная геология и металлогения, №59, 2014. С. 97-112.
2. Йоффе А.Ф. Отчет о работе Физико-технологического института. Успехи физических наук т.XVI, вып. 7 (п. Механические св-ва кристаллов), 1936г. С. 847-871.
3. Коротков С.Б., Франчук А.А., Семенова Е.В. Галогенные флюидоупоры Ковыктинского кластера газодобычи Иркутской области. Научно-технический сборник Вести газовой науки, №3 (31)/2017. С. 298-307.

ПРОБЛЕМЫ ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ И ПРАКТИКА ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Коротков Б.С.[1], **Коротков С.Б.**[2]
1 - ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., Ленинский район, п. Развилка
E-mail: B_Korotkov@vniigaz.gazprom.ru
2 - ООО «Инновационные нефтегазовые технологии» (ИНГТ), г. Москва
E-mail: s.korotkov@iogt.ru

Во второй половине XIX века потребности в нефти резко возросли и ее стали искать на удалении от её естественных выходов на дневную поверхность. И, говоря современным языком, потребовались критерии прогноза месторождений. Родилась нефтяная геология. Первым крупным достижением стала «антиклинальная теория». Антиклинальная теория верой и правдой служила нефтяникам, а затем и газовикам на протяжении всего прошлого столетия и продолжает служить в наши дни. Подавляющее большинство выявленных в мире месторождений нефти и газа приурочены к антиклинальным складкам. С локальными понятиями связываются перспективы открытия новых месторождений. Фонд выявленных и подготовленных структур (поисковых объектов) является одним из главных документов любой нефтегазовой компании, занимающейся поисками и разведкой углеводородного сырья. По всем структурам ведётся учёт перспективных ресурсов. Критериями целесообразности и очерёдности ввода в поисковое бурение являются размеры и высота структуры, близость их расположения к уже открытым месторождениям.

Со временем совершенствовались лишь технологии выявления и подготовки к поисковому бурению антиклинальных структур. Первоначально, когда поиски велись в предгорьях на малых глубинах, широко использовались методы геологической съёмки, бурили мелкие картировочные скважины, а по мере увеличения глубины поисков с передвижных станков начали бурить довольно глубокие (сотни метров) структурные скважины. И, наконец, началась эпоха безраздельного господства сейсморазведки. Современная сейсморазведка решает многие геологические задачи, но главной остаётся выявление и подготовка к глубокому бурению антиклинальных структур. Многолетняя практика поисковых работ в России и в мире показала, что даже в районах с доказанной нефтегазоносностью многие из разбуренных структур не содержат коммерческих залежей, причем с увеличением глубины залегания процент «пустых» структур увеличивается, что наряду с геометрически возрастающей стоимостью бурения резко снижает эффективность поисковых работ. Резонный вопрос - как наука помогает практике избежать разбуривания «пустых» структур?

В первой половине прошлого столетия в США, а затем в СССР широкое распространение получила осадочно-миграционная теория нафтидогенеза (ОМТН), которая господствует и поныне. Сегодня ОМТН компьютеризирована, облечена в одежды «технологии» бассейнового моделирования, но суть осталась неизменной: углеводороды рождаются в материнских толщах из захороненного органического вещества, мигрируют в пласты-коллекторы и далее по ним перемещаются вверх по восстанию, заполняя встречающиеся по пути ловушки. Ловушки, расположенные вне путей струйной миграции, будут «пустыми». В практической деятельности при принятии решений о выборе участков для постановки сейсморазведки, выборе структур для включения её в план поискового бурения никто никогда не руководствовался такими методическими подходами. Структуры не ранжируются ни по признакам нахождения на путях струйной миграции, ни по признаку удаленности от очагов генерации в материнских толщах, ни по принципу дифференциального улавливания углеводородов. «Теория» ОМТН и практика геологоразведки всегда мирно сосуществовали, не мешая друг другу и не пересекаясь. ОМТН задним числом объясняет механизмы формирования уже открытых месторождений, но не обладает прогностической силой. Во многих богатых нефтегазоносных бассейнах как раз самые прогнутые части впадин характеризуются наибольшей плотностью запасов. В качестве примеров можно привести Западную Сибирь, Днепровско-Донецкую впадину,

Персидский залив. В Западно-Кубанском передовом прогибе самое крупное на Кубани Анастасиевско-Троицкое нефтегазовое месторождение расположено в самой погруженной осевой зоне прогиба. Пока работы велись на сравнительно небольших глубинах, а стоимость бурения скважин приемлемой, «нейтралитет» науки и практики устраивал всех. На фоне следовавших удачных открытий «пустые» скважины и структуры воспринимались как неизбежные допустимые потери. Ситуация существенно изменилась при выходе ГРР на большие (глубже 4,5 км) и сверхбольшие (глубже 6,0 км) глубины. Сегодня в России скважина глубиной 5-6,5 км стоит миллиарды рублей. И если допустить, что только третья или пятая пробуренная на площади скважина окажется продуктивной, то нужно открывать очень крупные месторождения, чтобы возместить затраты на поиски, разведку и разработку. Следовательно, нужно повысить достоверность геологических прогнозов, а это уже вопрос к науке. Классическая ОМТН и её компьютерная модернизация для условий больших глубин - не помощник. Региональное уплотнение горных пород и блоковое строение глубоких недр исключают саму возможность региональных пластовых потоков подземных вод, соответственно и углеводородов.

Альтернативная модель абиогенного генезиса УВ позволяет выработать критерии локального прогноза для условий больших глубин (для традиционных глубин наработанные практикой критерии вполне работоспособны). Главные критерии: наличие в разрезе на глубине более 4 км региональной покрышки (на древних платформах– это соляные формации); наличие вертикального флюидоканала, упирающегося в эту покрышку; наличие непосредственно под региональной покрышкой мощного аккумулирующего пласта; наличие в зоне влияния вертикального канала крупной высокоамплитудной антиклинальной ловушки. В докладе обоснованы кондиционные показатели отнесения месторождения к категории коммерческого на глубине от 6 км и модель формирования залежей углеводородов на больших глубинах, ключевым звеном являются вертикальные флюидопроводящие каналы. На базе этой модели усовершенствована методика локального прогноза и поисков залежей коммерческого значения в солеродных бассейнах, внедрённая на объектах бурения в Прикаспийской впадине и в Предуральском прогибе. Предложены новые модели глубокопогруженных поисковых объектов блокового строения, на основе которых необходимо скорректировать технологии сейсморазведки и других поисковых геофизических методов. Предложен экспресс-метод оперативной оценки ценности выявленных поисковых объектов на стадии принятия решения о целесообразности постановки глубокого бурения. На глубинах более 5-6 км структуры размером порядка 20-50 км^2 (чаще всего «выдаёт» сейсморазведка) с эффективной толщиной коллекторских пластов менее 30-50 м будут заведомо некондиционными, даже если в них будут открыты залежи газа. Затраты на разведку и промышленное освоение таких месторождений за лицензионный срок 25 лет заведомо не окупят вложенных инвестиций.

Что касается коммерческих залежей нефти и газа в кристаллических породах фундамента древних платформ, то критерии остаются неизменными: надёжная покрышка, высокоёмкой природный резервуар, наличие вертикального подпитывающего канала. Для больших глубин самый большой вопрос – покрышка. Для сравнительно небольших глубин это могут быть традиционные покрышки. Для газа – не всегда, вот почему крупных залежей газа в фундаменте нет. На глубинах более 5 км надёжным газоупором могут быть только соленосные пласты, но таковые, непосредственно залегающих на фундаменте платформ, неизвестны.

АПРОБАЦИЯ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ СПУТНИКОВЫХ СНИМКОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ГЛУБИННЫХ ГОРИЗОНТАХ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Корчагин И.Н.[1], Левашов С.П.[2], Гафич И.П.[3], Якимчук Н.А.[2], Божежа Д.Н.[2]
1 – Институт геофизики НАН Украины, Киев, korchagin.i.n@gmail.com
2 – Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, Киев, yakymchuk@gmail.com
3 – ООО «ДТЭК Нефтегаз», Киев, gafichip@dtek.com

Введение. Одним из важных поводов подготовки настоящего доклада (публикации) послужили опубликованные в 2017-2018 гг. монография [10] и статьи [2, 7-9], в которых рассматриваются и анализируются фундаментальные проблемы водородной дегазации Земли, глубинного (абиогенного) синтеза углеводородов, поисков и разведки месторождений нефти и газа в глубинных горизонтах нефтегазоносных бассейнов.

В статье [9, с. 133] обсуждаются состояние и пути решения основных проблем современной нефтегазовой геологии в области пополнения ресурсов углеводородного сырья и поисков залежей нефти и газа. Утверждается о необходимости критического анализа осадочно-миграционной парадигмы нефтегазовой геологии, построенной на теории органического (биогенного) происхождения нефти и газа с учетом новых научных и практических результатов, обосновывающих альтернативную глубинную парадигму, базирующуюся на теории неорганического (минерального), абиогенно-мантийного происхождения углеводородов. В качестве альтернативы развития добычи углеводородов, предлагается делать ставку на рост ресурсной базы в традиционных и новых районах нефтегазодобычи за счет освоения глубинных горизонтов разреза.

На целесообразность освоения залежей углеводородов в глубинных горизонтах Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) обращают также внимание авторы статьи [7]. Здесь убедительно показано, что максимальные объемы добычи газа в Украине были достигнуты в период, когда геологическое изучение ресурсного потенциала и бурение глубоких скважин в этом нефтегазоносном регионе были сосредоточены на глубинных горизонтах.

Поскольку процесс бурения глубоких скважин является достаточно продолжительным во времени и требует вложения значительных объемов финансовых ресурсов, авторы публикаций [7, 9] обращают также внимание на проблему геологического изучения нетрадиционных объектов поиска на больших глубинах с целью обоснования заложения поисковых и разведочных скважин. Решению проблемы выбора оптимального комплекса геолого-геофизических исследований может содействовать также и более активное использование в геологоразведочном процессе прямопоисковых геофизических технологий. В настоящем докладе представлены результаты применения одной из таких технологий - частотно-резонансной обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ, спутниковых снимков) на двух газоконденсатных месторождениях ДДВ, расположенных в глубинах до 6000 – 7000 м и более.

О поисковых методах. Апробированная мобильная прямопоисковая технология включает метод частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков [3-5] и наземные геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ [5]. Отдельные компоненты (методы) этой технология разработаны на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований [5], сущность которой заключается в поиске конкретного (искомого в каждом отдельном случае) вещества – нефти, газа и т.д. Дополнительную информацию об отличительных особенностях используемых методов, а также результаты их практического применения можно найти во многих публикациях, в том числе в статьях [3-5, 11-13].

Учитывая, что на первом этапе исследований обработка и дешифрирование спутниковых снимков, частично находящихся в свободном доступе, оперативно проводится в лабораторных условиях, без организации и проведения полевых исследований, эту

технологию можно считать высоко-оперативной, позволяющей за очень короткое время выполнить региональную оценку перспектив нефтегазоносности поискового участка в любой точке, независимо от сложности доступа к исследуемой территории.

Мачухское газовое месторождение (ДДВ, Полтавский сегмент). Месторождение расположено в Полтавской обл., Украина. В тектоническом отношении находится в южной прибортовой зоне ДДВ [1]. Основные залежи газа приурочены зонам повышенной трещиноватости в карбонатах турнейского яруса нижнего карбона (Т-2-4) и карбонатно – терригенной толще фаменского яруса девона на глубинах до 5500 – 6000 м [1]. Особенности месторождения – нахождение в зоне АВПД с коэффициентом аномальности более 2. Очень высокие значения пластового давления установленны в большинстве скважин и составляют более 100 МПа на глубинах от 5 км. Коллектора трещинно-кавернозного, трещинно-порового и трещинного типа с признакими глубинной миграции пластовых флюидов. Газ – преимущественно чистый метан. Установлено явление глубинной гидрогеологической инверсии в продуктивной части разреза на глубинах более 5,5 км. В связи с этим проводились также поиски зон вертикальной миграции в пределах месторождения.

Необходимо отметить, что в январе 2012 г. проведена частотно-резонансная обработка спутникового снимка в масштабе 1:100000 относительно крупной поисковой площади. В пределы этой площади попали также известные месторождения углеводородов (УВ): Селюховское; Макарцевское; Абазовское; Мачухское (рис. 1). В результате, на участке расположения Мачухского газового месторождения обнаружено две аномальные зоны типа «газ» с максимальными значениями пластового давления 50.0 и 48.0 МПа (рис. 1).

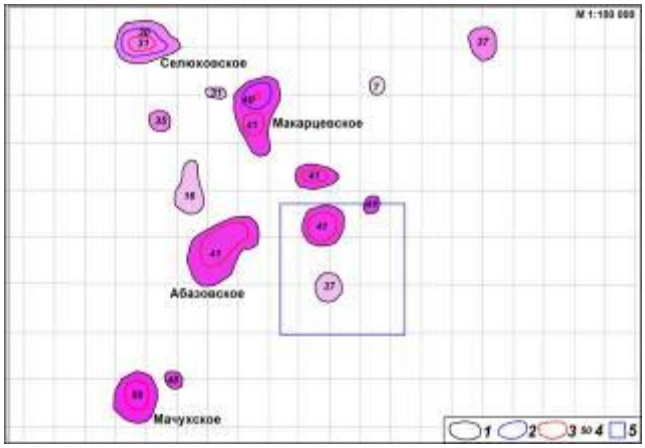


Рис. 1. Карта аномальных зон типа «залежь углеводородов» нефтегазоносного участка, расположенного северо-восточнее г. Полтава (масштаб обработки – 1:100000). 1 – общий контур аномальной зоны; 2 – в пределах контура значения давления выше 30 МПа; 3 – в пределах контура значения пластового давления выше 40 МПа; 4 – оценки максимальных значений пластового давления (в МПа) в пределах аномальных зон; 5 – положение участка обработки снимка в масштабе 1:35000.

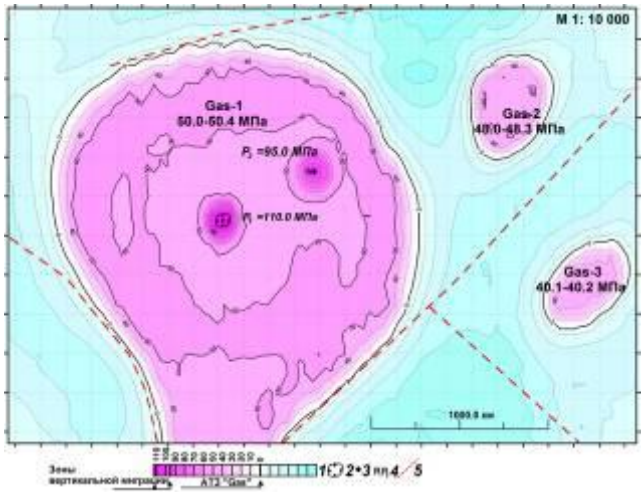


Рис. 2. Карта аномальных зон типа "Газовая залежь" на газовом месторождении "Мачухское" в Полтавской области (по данным частотно-резонансного анализа спутникового снимка). 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – зона вертикального канала; 3 – центральные точки вертикальных каналов; 4 – координаты центральных точек: P1 – N49.5687º, E34.3043º; P2 – N49.5712º, E34.3115º; 5 – тектонически ослабленные зоны.

В марте 2016 г. при проведении экспериментальных исследований с целью поисков вертикальных каналов миграции флюидов, спутниковый снимок участка расположения Мачухского месторождения был обработан в очень крупном масштабе – 1:10000 (рис. 2). В пределах обследованной площади обнаружено и закартировано три аномальные зоны типа «газ» – одна относительно крупная и две небольшие (рис. 2). Пластовое давление в пределах крупной аномальной зоны, оцененное по результатам обработки, находится в интервале значений 50.0-50.4 МПа.

Поиски вертикальных каналов миграции глубинных флюидов проводились в дальнейшем в контурах крупной аномальной зоны. В результате обнаружены две небольшие локальные зоны с относительно высокими значениями пластового давления – 95 и 110 МПа (рис. 2), которые можно рассматривать в качестве каналов вертикальной миграции.

На площади Мачухского месторождения проводились и комплексные геохимические исследования по технологии СТАГИ, выполненные ИГН НАН Украины. Результаты изложены в статье [11]. Выявленные по данным СТАГИ перспективные зоны частично подтверждают прогнозы, полученные в ходе обработки спутниковых снимков.

Район Семиренковского газоконденсатного месторождения (ДДВ, Полтавский сегмент). В региональном тектоническом плане Семиренковское месторождение расположено в пределах приосевой части центрального грабена ДДВ и приурочено к полосе северо-восточного глубинного облегания Лубенско-Белоцерковского выступа фундамента, глубина залегания которого в районе месторождения составляет 9-12 км.

Геологическое строение Семиренковского поднятия изучалось сейсмическими исследованиями и поисковым бурением. Так, по верхневизейских структурных планах Семиренковское поднятие представляет собой антиклинальную форму амплитудой до 70 м, вытянутую в субширотном направлении. В пределах структуры пробурена сверхглубокая скважина глубиной 6750 м, открывшая новую глубинную газовую залежь в отложениях девона. Оценка пластового давления – более 150 МПа. Залежь связана с терригенно-карбонатными коллекторами, преимущественно трещинного типа с признаками вторичных изменений, возникших под воздействием миграции глубинных флюидов. В ходе испытаний получен промышленный приток газа, состоящего, в основном, из метана.В результате оперативно проведенных работ был подготовлен и обработан спутниковый снимок участка расположения Семиренковского месторождения в масштабе 1:65000 (рис. 3). На начальном этапе работ с использованием частотно-резонансной технологии осуществлялось обнаружение и прослеживание тектоничнски ослабленных зон (тектонических нарушений), вдоль которых возможна миграция глубинных флюидов. Опыт применения технологии показывает, что картируемые аномальные зоны типа «залежь УВ» в большинстве случаев примыкают к тектонически ослабленным зонам. На следующем этапе работ в пределах обследованной площади обнаружено и закртировано пять аномальных зон типа «Gas-Condensate» и две аномалии типа «Gas».

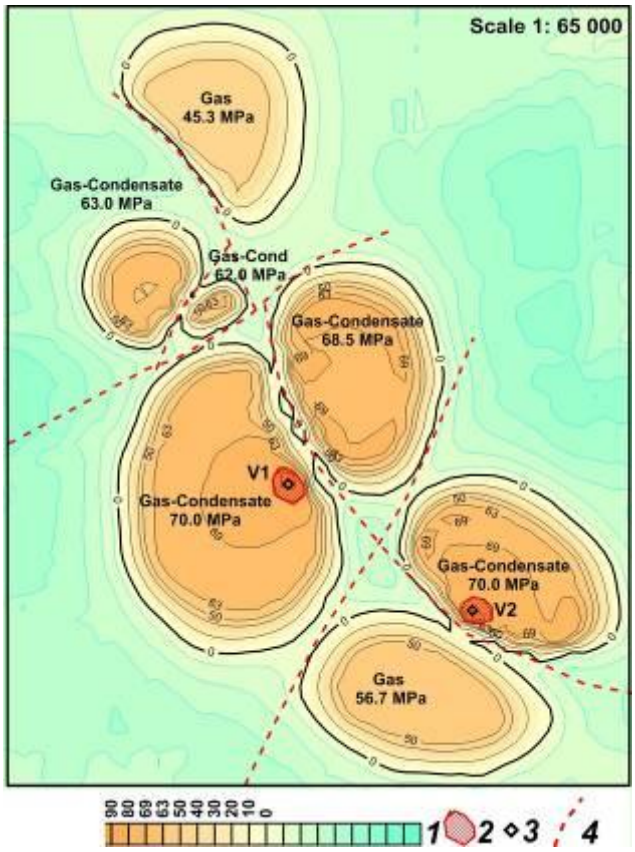


Рис. 3. Карта аномальных зоны типа «Gas-Condensate» и «Gas» на поисковом блоке в районе Семиренковского газоконденсатного месторождения. Масштаб обработки снимка 1:65000. 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – зоны вертикальной миграции флюидов, обнаруженные по гелию и водороду; 3 – центральные точки зон вертикальной миграции: V1 - давление - 91.7 МПа; V2 - давление - 90.7 МПа; 4 – тектонически ослабленные зоны (тектонические нарушения). Площадь участка обследования: 12×15=180 км^2.

В контурах обнаруженных аномалий оценены максимальные значения пластового давления флюидов в коллекторах (рис. 3).

На заключительном этапе исследований в контурах двух аномалий типа «Gas-Condensate» со значениями пластового давления 70.0 МПа обнаружено две небольшие локальные зоны с относительно высокими значениями пластового давлени – 91.7 и 90.7 МПа. Их можно интерпретировать, как каналы вертикальной миграции глубинных УВ.

Дополнительные комментарии. К приведенным материалам экспериментальных исследований целесообразно добавить следующее.

1. Масштаб обработки спутникового снимка 1:65000 классифицирует проведенные исследования на Семиренковском месторождении как рекогносцировочные. Это первый этап работ с использованием мобильных прямопоисковых методов. Более подробно все возможные этапы работ описаны в статье [11].

2. В процессе проведения обработки снимка целенаправлено не использовалась имеющаяся геолого-геофизическая информация по району работ (сейсмические материалы, скважинные данные, и т.д.). Использование в дальнейшем этой информации, на этапе проведения детализационных работ, существенно повысит информативность частотно-резонансной обработки снимков.

3. Значительный объем дополнительной и более детализированной информации о нефтегазоносности месторождения может быть получен в результате проведения наземных работ прямопоисковыми геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ. Точность и информативность наземных геоэлектрических методов существенно выше, чем точность технологии частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ.

4. На Семиренковском месторождении достаточно детально изучены коллекторские свойства продуктивных горизонтов глубоких скважин, как по геофизическим исследованиям скважин, так и по керну. В статье [6, с. 86] результаты исследований охарактеризованы следующим образом: «Присутствие высокодебитных коллекторов нефти и газа в нижнем карбоне на глубине более 6 км обусловлено воздействием на интенсивно уплотненные (с практически полностью редуцированной седиментационно-литогенетической пористостью) осадочные породы высокоэнтальпийных флюидов плюмтектонической природы на нео- и актуотектоническом этапах развития нефтегазоносного бассейна. Особую роль играет текущая гелиево-водородная продувка. Она обеспечивает как чисто физическое разуплотнение (“газовая” пористость и трещиноватость), так и физико-химические процессы выщелачивания и кислотного растворения».

Из текста, приведенного выше, следует, что особую роль в формировании коллекторов на больших глубинах авторы исследований отводят «текущей гелиево-водородной продувке». Этот, установленный при изучении кернового материала факт является принципиальным для авторов доклада, так как его можно считать независимым (дополнительным) доказательством в пользу работоспособности методики обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции глубинных флюидов по результатам регистрации аномальных откликов на резонансных частотах водорода и гелия [11].

5. Авторы «геосолитонной» концепции образования УВ (Бембель и др., 2003) в своих публикациях обращают внимание, что попадание скважин в такие каналы (геосолитонные трубки) может приводить, с одной стороны, к «ураганным» притокам УВ в скважинах, а с другой стороны, это также может являться причиной возникновения осложнений в процессе их бурения. В связи с отмеченным, проблема обнаружения и локализации участков вертикальной миграции флюидов (зон разуплотнения пород и связанных с ними зон с аномально высокими пластовыми давлениями) требует особого внимания при проведении поисково-разведочного бурения на нефть и газ.

6. Интересными и заслуживающими внимания являются факты, приведенные в статье [7, с. 39]: «Среди 333 газоконденсатных, газовых и гетерофазных месторождений Украины известно несколько гигантов (Шебелинское, З. Крестищенское, Ефремовское, Яблуновское) и целый ряд крупных и средних месторождений с высокими дебитами и высококачественным газом. Свыше 200 из них, включая находящиеся на завершающей стадии разработки, перспективны на выявление новых залежей (преимущественно в более глубоких горизонтах, а также в смежных ловушках) и требуют доразведки». В другой части этой статьи [7, с. 39-40] авторы отмечают, что «…4,6 трлн. м^3 газовых ресурсов Украины это

те, которые в той или иной мере обеспечены прогнозно-поисковыми объектами – так называемыми локальными положительными структурами, с которыми связано большинство известных месторождений». В заключении статьи авторы констатируют [7, с. 57]: «При определении направлений ГРР по наращиванию потенциала добычи УВ основное внимание необходимо обратить на старые, ставшие традиционными, области нефтегазодобычи. Успешное освоение УВ потенциала больших глубин и, в частности, доразведка месторождений в пределах наиболее глубокого Полтавско-Харьковского сегмента ДДВ, где находится главный газовый полюс Украины, должно существенно повысить добычу газа и обеспечить переход к планомерному проведению ГРР по всем другим направлениям».

7. С учетом сказанного выше отметим, что апробированные мобильные прямопоисковые методы (технология частотно-реонансной обработки данных ДЗЗ, а также наземные геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ) в комплексе с другими методами могут использоваться для доразведки месторождений УВ, находящихся на поздней стадии разработки, оценки нефтегазового потенциала глубинных горизонтов разреза, выбора наиболее перспективных структур и объектов для первоочередного детального изучения и разбуривания. Результаты апробации прямопоисковых методов позволяют констатировать, что они также могут успешно использоваться для оперативного обнаружения и картирования возможных скоплений водорода и гелия на участках интенсивной водородной дегазации.

Заключение. Для демонстрации важности и перспективности направления ГРР, связанного с освоением нефтегазового потенциала больших глубин, еще раз обратимся к статье [7, с. 43], в которой констатируется: «В свое время именно большие (более 4,5-5 км) глубины спасли украинскую геологоразведочную и нефтегазодобывающую отрасли. Более того, благодаря этому направлению годовая добыча газа в Украине в 1970-е годы достигла 68-70 млрд. м^3. Без преувеличения грандиозные успехи Украины в освоении глубин (в частности, открытие в центральной части ДДВ 46 месторождений, 110 газоконденсатных, газовых, а также нефтегазовых залежей, которые находятся на глубинах свыше 5 км) имели колоссальное значение для современного этапа освоения больших и сверхбольших глубин в мире. Именно здесь были наиболее полно изучены закономерности формирования вторичных коллекторов с различными проявлениями разуплотнения кварцитопесчаников, известняков и других весьма прочных плотных пород. Из них на ряде месторождений были получены большие (нередко миллионные) устойчивые дебиты газа». Полученные научные и практические результаты вселяют надежду на то, что глубинный углеводородный потенциал Украины будет наращиваться, а прямопоисковые технологии и дальше будут совершенствоваться в едином комплексе ГРР по его изучению и освоению.

Литература

1. Атлас родовищ нафти і газу України (Східний нафтогазоносний регіон). Українська газова академія. – Львів: Центр Європи, 1999. – Т. 3. – 484 с.

2. Кусов Б.Р. На новый уровень геологической мысли на основе исконной геологии. Недропользование XXI век. № 1 (64) февраль 2017. С. 130-136.

3. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удалённых территорий, лицензионных блоков. Геоинформатика. – 2010. – № 3. – С. 22-43.

4. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения. Геоинформатика. – 2011. – № 2. – С. 19-35.

5. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований. Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34, № 4. – С. 167-176.

6. Лукин А.Е., Гафич И.П. О генезисе вторичных коллекторов нефти и газа на сверхбольших глубинах. Доп. НАН України. 2016. № 7. С. 86–94.

7. Лукин А.Е., Коболев В.П., Пригарина Т.М. Углеводородный газовый потенциал Украины и пути его освоения. Нефть и газ Украины, 2018, №7 (38). С. 35-58.

8. Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40, № 4. – С. 3-72.

9. Тимурзиев А. И. Альтернативы «сланцевого» сценария развития ТЭК России на основе глубинной парадигмы нефтегазовой геологии. Геофизический журнал, 2018. Т. 40, № 4, С. 133-154.

10. Шестопалов В.М., Лукин А.Е., Згоник В.А., Макаренко А.Н., Ларин Н.В., Богуславский А.С. Очерки дегазации Земли. Киев, тов. «БАДАТА-Интек сервис». 2018. 632 с.

11. Levashov, S.P., Yakymchuk, N.A., Korchagin, I.N. and Bozhezha, D.N., (2017a), Application of mobile and direct-prospecting technology of remote sensing data frequency-resonance processing for the vertical channels of deep fluids migration detection. NCGT Journal, v. 5, no. 1, March 2017, p. 48-91. www.ncgt.org

12. Levashov Sergey, Yakymchuk Nikolay, and Korchagin Ignat. (2017b), On the Possibility of Using Mobile and Direct-Prospecting Geophysical Technologies to Assess the Prospects of Oil -Gas Content in Deep Horizons. Oil and Gas Exploration: Methods and Application. Said Gaci and Olga Hachay Editors. April 2017, American Geophysical Union. p. 209-236.

13. Rusakov O.M., Korchagin, I. N., Yakymchuk, N. A., Levashov, S. P., Soloviev V.D, Bozhezha, D. N. Implication of satellite images in studying potential hydrocarbon resources in the licence Blocks 9 and 11, the exclusive economic zones of Egypt and Cyprus. Geofizicheskiy zhurnal, 2018, vol. 40, no. 1, pp. 27-43.

ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОГО МЕТОДА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ КАНАЛОВ ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ

Корчагин И.Н.[1], Левашов С.П.[2], Якимчук Н.А.[2], Божежа Д.Н.[2]
1 – Институт геофизики НАН Украины, Киев, korchagin.i.n@gmail.com
2 – Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, Киев, yakymchuk@gmail.com

Введение. В 2016 г. на многих участках (в том числе и районах расположения известных месторождений нефти и газа) в различных регионах мира с использованием мобильной технологии частотно-резонансной обработки и декодирования спутниковых снимков проводились поиски и локализация каналов вертикальной миграции глубинных флюидов (углеводородов (УВ)). Результаты проведенных экспериментальных исследований опубликованы в [9-10]. Выполненные исследования позволили разработать методику обнаружения и локализации вертикальных каналов миграции флюидов, которая в последнее время активно и целенаправленно применяется при проведении поисковых работ на нефть и газ с использованием прямопоисковых методов [10]. В докладе представлены и анализируются результаты применения этой методики при проведении поисковых исследований в 2016-2018 гг. Обнаруженные в различных регионах каналы вертикальной миграции глубинных флюидов можно считать дополнительными свидетельствами в пользу обоснования теории (концепции) глубинного (эндогенного) синтеза УВ в рамках масштабных процессов водородной дегазации Земли [1, 6-8].

О прямопоисковой технологии. Мобильная прямопоисковая технология, которая включает метод частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков [2-4] и наземные геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ [4] активно используется при проведении экспериментальных исследований различного характера. Отдельные компоненты этой технология разработаны на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований [4], сущность которой заключается в поиске конкретного (искомого в каждом отдельном случае) вещества – нефти, газа, газоконденсата, золота, железа, воды, и т.д. Отличительные особенности используемых методов описаны во многих публикациях и отчетах по выполненным исследованиям, в том числе и в [2-4, 9-12]. На сайте [http://www.geoprom.com.ua/index.php/ru/] размещён видеофильм, в котором демонстрируются особенности проведения работ на различных этапах, а также презентация с практическими результатами применения прямопоисковых методов.

Поисковый участок на севере Республики Казахстан. В начале 2016 г. проведена независимая оценка перспектив нефтегазоносности крупной поисковой площади (свыше 8000 км^2) в Республике Казахстан по результатам частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). На обследованной площади обнаружено 27 аномальных зон: 16 аномалий типа «нефть и газ», 10 – типа «газ» и одна типа «газ и конденсат». С учетом площади обнаруженных аномальных зон, максимальных значений пластового давления и количества поисковых интервалов по глубине по результатам проведенных рекогносцировочных исследований выделено 15 перспективных участков для детального обследования.

Немного позже с использованием частотно-резонансного метода дешифрирования данных ДЗЗ проведены детализационные исследования в пределах всех 15-ти рекомендованных для обследования аномальных зон. В контурах трех аномалий обнаружены каналы вертикальной миграции флюидов – локальные участки со значительно повышенными значениями пластового давления в коллекторах. На рис. 1 показана карта аномальной зоны № 4 ("Западная"). В северной части этой аномалии обнаружена локальная зона (вертикальный канал) со значением пластового давления 76.0 МПа.

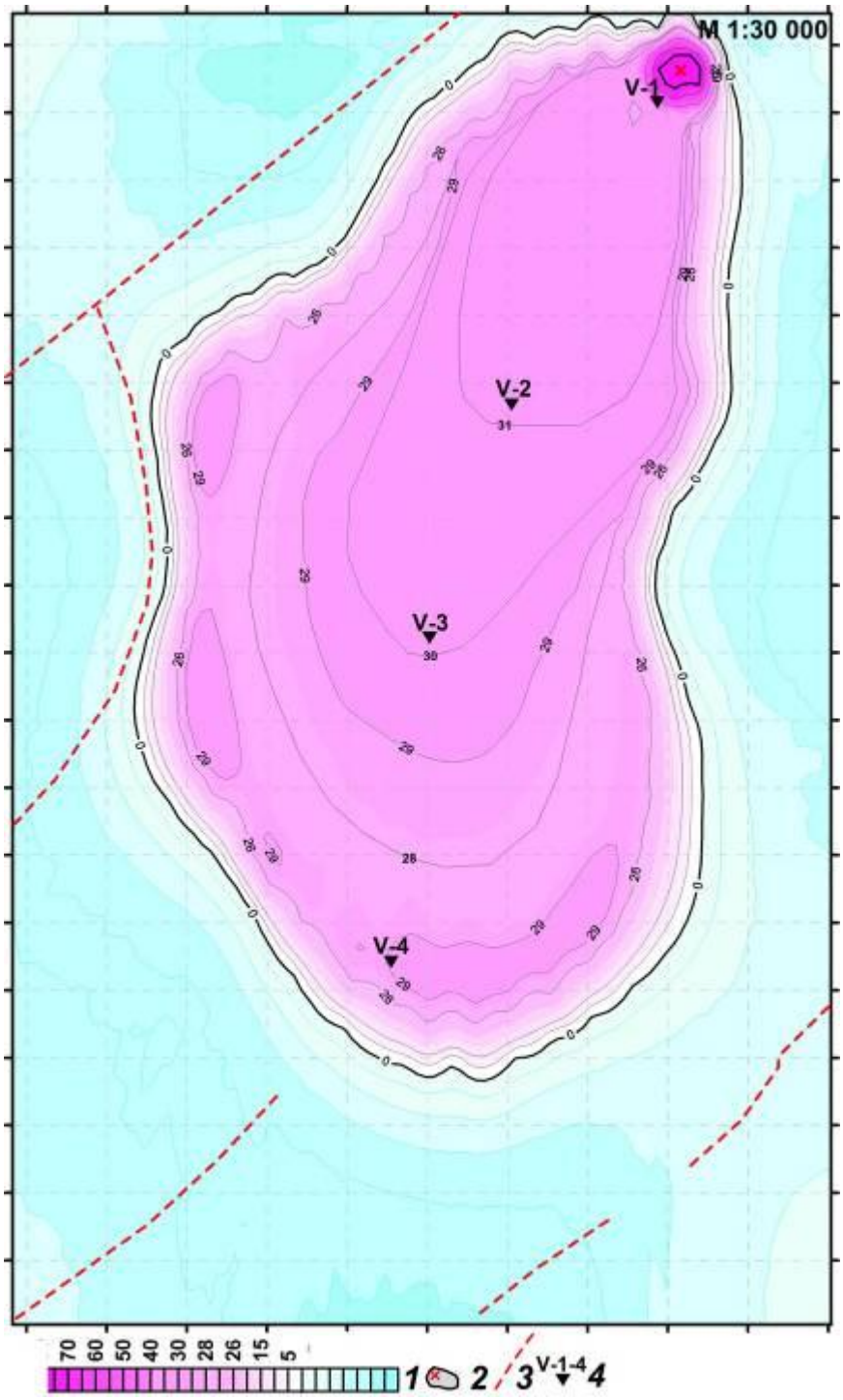


Рис. 1. Карта аномальной зоны № 4 ("Западная") на поисковой площади (Республика Казахстан) (по данным частотно-резонансной обработки спутникового снимка). *1* – шкала максимальных значений пластового давления, MPa; *2* – локальная зона вертикальной миграции флюидов (углеводородов), P=76.0 MPa; *3* – тектонически ослабленные зоны; *4* – точки вертикального сканирования.

В процессе проведения детализационных работ в центральных точках аномальных зон (с максимальными значениями пластового давления) проводилось вертикальное сканирование геологического разреза в интервале глубин до 3500 м с целью определения глубин залегания и мощностей аномально поляризованных пластов (АПП) типа «нефть», «газ», «вода+газ», «вода». Сканирование также проведено в зонах обнаруженных каналов (в аномальной зоне на рис. 1 – в точке V-1).

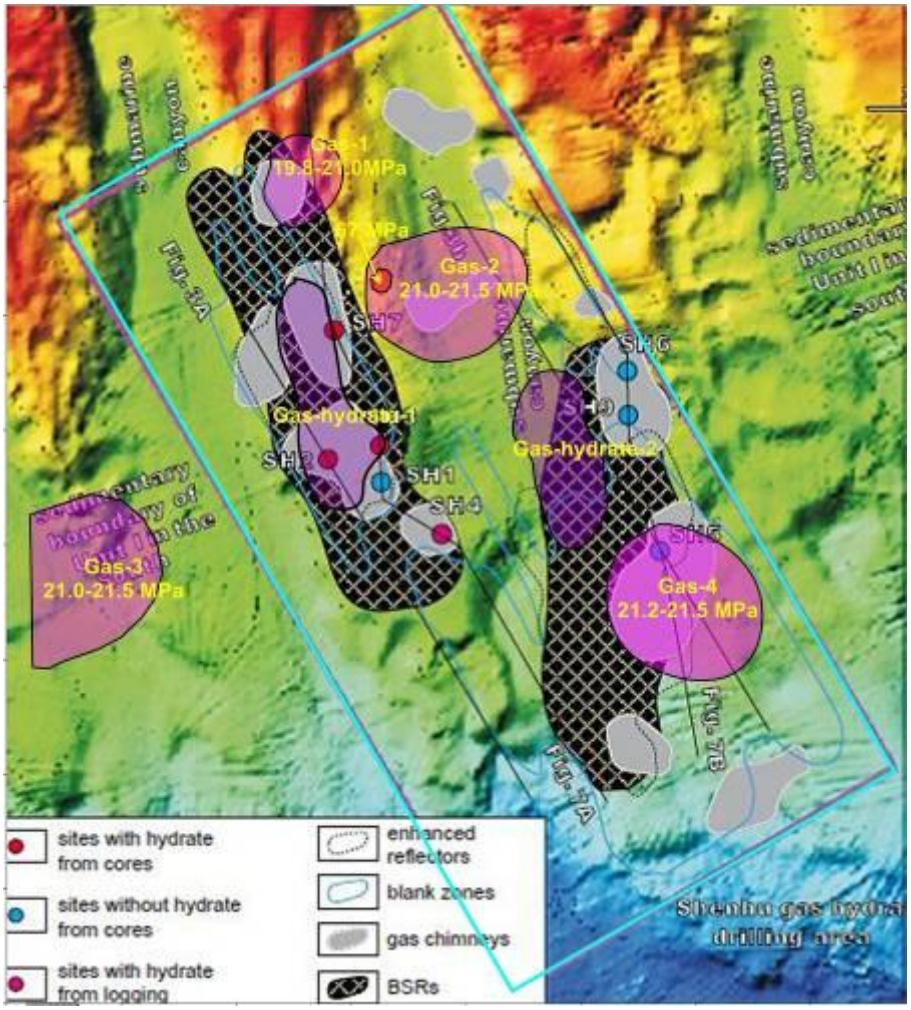


Рис. 2. Карта-схема аномальных зон типа «газ» и «газогидраты», наложенная на рисунок с результатами проведения сейсмических исследований 3Д на участке в Южно-Китайском море (по результатам частотно-резонансной обработки спутникового снимка). Темные области – зоны газогидратов по сейсмическим данным (зона BSR); красные точки – пробуренные скважины; небольшой участок (красный цвет) в аномальной зоне Gas-2 – вертикальный канал миграции глубинных флюидов с пластовым давлением 67 МПа.

Вполне естественно, что обнаружение аномальных зон типа «гелий» и «водород» указывает на глубинный источник выделенных в разрезах аномальных зон АПП типа «нефть» и «газ». И здесь возникает дополнительный вопрос: а не может ли гелий и водород накопиться также в АПП типа «нефть» и «газ», выделенных сканированием в отдельных точках?

Для ответа на этот вопрос было проведено дополнительное сканирования в точке V-1 на рис. 1 отдельных интервалов разреза (АПП типа «нефть» и «газ») с целью регистрации аномальных откликов на резонансных частотах гелия и водорода. В результате дополнительного сканирования аномальные отклики на резонансных частотах водорода зафиксированы в двух пластах типа «газ», а резонансных частотах гелия – в одном пласте. Это позволяет предположить, что в одном из выделенных пластов в составе газа есть водород и гелий, а в другом – водород.

Результаты проведенных экспериментальных исследований позволяют констатировать, что мобильная прямопоисковая технология частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ может также использоваться для поисков и оконтуривания значимых скоплений гелия и водорода в разрезе.

Выше уже отмечалось, что поиски вертикальных каналов миграции глубинных флюидов проводились в пределах всех 15 обследованных в детальном режиме аномальных зон. Однако вертикальный канал – зона высоких значений пластового давления – обнаружен в пределах только трех аномальных зон. В связи с этим обратим внимание на следующее обстоятельство. Многочисленные результаты частотно-резонансной обработки спутниковых снимков в различных нефтегазоносных регионах дают основания считать (предполагать), что каналы миграции глубинных флюидов должны (могут) существовать практически в контурах всех месторождений (аномальных зон, в том числе). Однако эти зоны не являются постоянно активными. По аномалиям гелия и водорода, а также высоким значениям пластового давления достаточно уверенно обнаруживаются (фиксируются) и локализируются активные в настоящее время каналы, а также те, активность которых прекратилась относительно недавно. В контурах вертикальных каналов, продолжительное время неактивных, высокие значения пластового давления выравниваются со значениями давления в коллекторах и их по этому критерию достаточно трудно обнаружить.

Участок добычи газогидратов в Южно-Китайском море. Экспериментальные исследования на участке добычи газогидратов проведены в сентябре 2017 г. При проведении частотно-резонансной обработки подготовленного снимка использовались опубликованные материалы, в том числе и приведенные рис. 2. В частности, на нем показаны зоны распространения газогидратов (зоны BSR), а также контуры выделенных сейсморазведкой газовых колон (труб). Спутниковый снимок участка обследования обработан в масштабе 1:70000.

На начальном этапе обработки в районе пробуренных скважин, вскрывших газогидраты, определены (вернее уточнены) резонансные частоты газогидратов, по которым в дальнейшем осуществлялось обнаружение и картирование аномальных зон типа «залежь газогидратов». Отметим при этом, что уточненные значения резонансных частот несколько (незначительно) отличаются от частот, которые использовались при поисках скоплений газогидратов в Антарктическом регионе.

По уточнённой резонансной частоте на всей площади, показанной на снимке (в том числе и за пределами контура сейсмических исследований 3Д), обнаружено и закартировано две аномальные зоны типа «залежь газогидратов» – Gas-hydrate-1 и Gas-hydrate-2 (рис. 2). **Эти аномалии расположены в пределах зон BSR, выделенных по данным сейсморазведки 3Д, и существенно меньше их по площади.**

Обратим внимание на то, что в контуры аномалии Gas-hydrate-2 не попадают пробуренные на этом локальном участке скважины.

На следующем этапе исследований по резонансным частотам газа в пределах всей площади снимка обнаружено и закартировано четыре аномальные зоны типа «залежь газа»: Gas-1, Gas-2, Gas-3 и Gas-4 (рис. 2). При этом аномальная зона Gas-3 обнаружена за пределами участка сейсмических исследований 3Д. В пределах всех аномальных зон оценены интервалы пластового давления: 1) 19.8-21.0 МПа; 2) 21.0-21.5 МПа; 3) 21.0-21.5 МПа; 4) 21.2-21.5 МПа.

В контурах аномальных зон Gas-hydrate-1 и Gas-hydrate-2 аномальные отклики на резонансных частотах газа не зафиксированы. **В связи с этим можно сделать вывод, что подгидратные залежи газа здесь отсутствуют.** В пределах обследованной площади аномальные зоны на резонансных частотах нефти не обнаружены (обработка спутникового снимка проводилась также с использованием резонансных частот нефти).

Дополнительными исследованиями в контуре аномальной зоны Gas-2 обнаружен и локализован канал вертикальной миграции глубинных флюидов – небольшой локальный участок с очень высокими значениями пластового давления – 67 МПа (рис. 2).

Участок расположения подземного хранилища нефтепродуктов. В 2016 г. была также предпринята попытка обнаружить вертикальный канал миграции глубинных флюидов при проведении работ на участке расположения подземного хранилища нефтепродуктов. Для этого в районе пересечения обнаруженных тектонических нарушений с очень мелким шагом проводилась регистрация аномальных откликов на резонансных частотах гелия и водорода. В результате, небольшая (локальная) аномалия на этих частотах была

зафиксирована. Оценки пластового давления в контуре этой аномалии дали значение 32.0 МПа. Эти результаты позволили предположить, что в точке пересечения тектонических нарушений расположен вертикальный канал миграции глубинных флюидов (в том числе и УВ), по которому под большим давлением газ и «лёгкая нефть» могут «закачиваются» в коллектор (терригенные пропластки в соли) на территории подземного хранилища.

Добавим к сказанному, что на территории хранилища возле отдельных скважин на протяжении многих лет фиксировались выходы газа на поверхность. В некоторых местах на поверхность просачивалась также и жидкость, очень похожая на нефть.

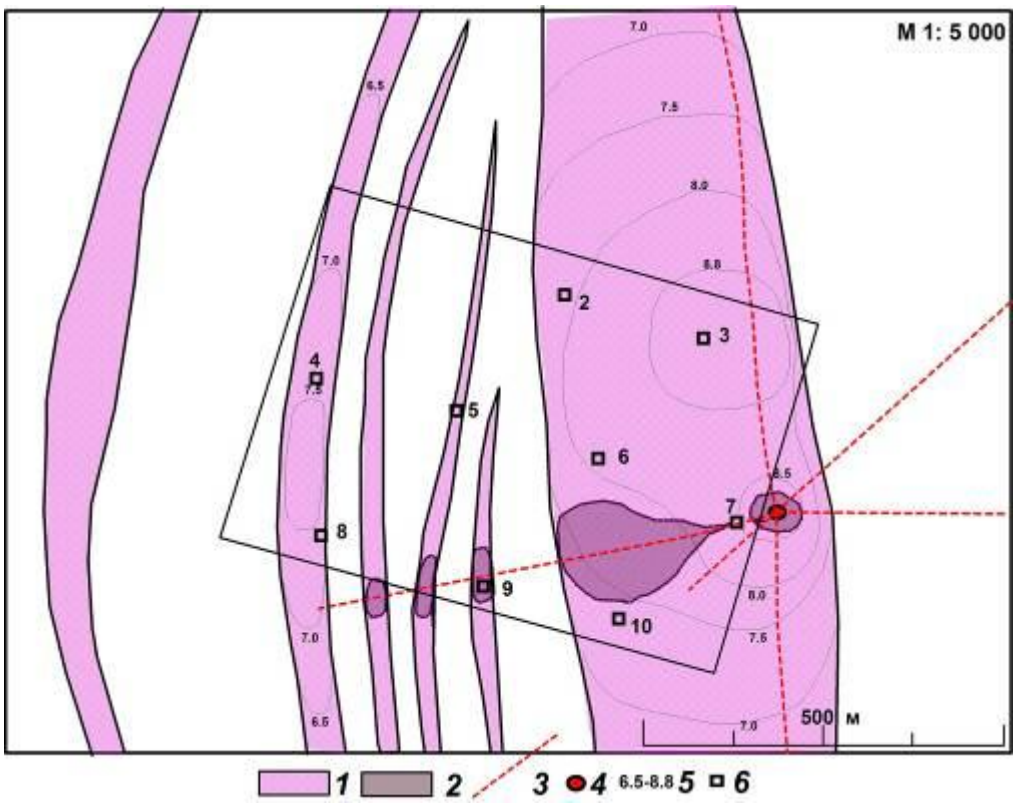


Рис. 3. Контуры геоэлектрических аномальных зон типа "нефтегазовые залежи" на территории хранилища нефтепродуктов. *1* – зоны типа "газовая залежь"; *2* – зоны типа "залежь светлой нефти"; *3* – тектонически ослабленные зоны; *4* – зона канала вертикальной миграции флюидов; максимальное значение пластового давления – 32.0 МПа; *5* – значения пластового давления газовых залежей; *6* – хранилища геологического типа.

Обнаружение вертикальных каналов миграции флюидов на других участках.

1) Район бурения поисковой скважины "Onisiforos West-1" на шельфе Кипра. Частотно-резонансная обработка спутникового снимка в масштабе 1:80000 локального участка расположения поисковой скважины проводилась 18-22 августа 2017 г [12].

На начальном этапе работ, на обследованном участке обнаружена и протрассирована зона тектонического нарушения северо-северо-западного простирания. Скважина "Onisiforos West-1" расположена в непосредственной близости от этого нарушения.

В районе расположения скважины обнаружена и закартирована аномальная зона “Gas-1”, которая примыкает к разломной зоне с запада. В пределах обнаруженной аномалии “Gas-1” оценка максимального значения пластового давления составила 53.5 МПа.

В пределах аномалии в интервале глубин 1700-6000 м зарегистрированы аномальные отклики в следующих интервалах давлений (МПа): 1) 18.50 - 22.90; 2) 27.22 - 28.30; 3) 37.89 - 39.30; 4) 42.8-43.70; 5) 51.36 - 53.95.

В южной половине площади обнаружены еще две аномальные зоны типа «газ» (“Gas-2” и“Gas-3”) и одна небольшая аномалия типа «нефть» – “Oil”.

С использованием методики обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции глубинных флюидов [10] проведены поиски такого рода каналов в контурах аномальной зоны “Gas-1”. В результате, канал вертикальной миграции флюидов был обнаружен в разломной зоне. Оценка значений пластового давления в центральной точке канала составила порядка 80 МПа.

2) Новое нефтяное месторождение в Беларуси «Угольское». В январе 2017 г. спутниковый снимок небольшого участка расположения отрытого месторождения был обработан в относительно крупном масштабе – 1:20000. Основная задача работ – обнаружение в пределах месторождения вертикального канала миграции глубинных флюидов.

В результате обработки снимка на обследованной площади обнаружено и закартировано четыре аномальные зоны типа "Oil". Аномальная зона "Oil-1" обнаружена в районе нового месторождения. В ее пределах зафиксирована небольшая локальная зона с максимальным значением пластового давления 135 МПа. Эта зона является вертикальным каналом миграции глубинных флюидов. В окрестностях этой зоны целесообразно бурить вторую разведочную скважину № 2 Угольская. В этой зоне могут быть получены более высокие притоки нефти.

По данным бурения пластовое давление в горизонте, из которого получили нефть (семилукский горизонт верхнего девона), составляет 63,5 МПа на глубине 4939 м.

3) Район Семиренковского газоконденсатного месторождения (ДДВ, Украина). В результате оперативно проведенных работ был подготовлен и обработан спутниковый снимок участка расположения Семиренковского месторождения в масштабе 1:65000. В пределах обследованной площади обнаружено две небольшие локальные зоны с относительно высокими значениями пластового давлени – 91.7 и 90.7 МПа. Эти локальные зоны можно считать каналами вертикальной миграции глубинных флюидов (УВ в том числе).

4) Поисковый участок в США (Техас). В 2016 г. при оценке перспектив нефтегазоносности небольшого участка в США (20 км^2) вертикальный канал миграции глубинных флюидов был также обнаружен и локализован в разломной зоне выступа кристаллических пород.

Заключение. Разработанная и апробированная методика обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции глубинных флюидов (углеводородов) путем регистрации аномальных откликов на резонансных частотах водорода и гелия [9-10] в настоящее время целенаправленно применяется при проведении поисковых работ на нефть и газ рекогносцировочного и детализационного характера. Факты обнаружения таких каналов на поисковых площадях и участках на суше и в морских акваториях могут считаться дополнительными свидетельствами в пользу глубинного (абиогенного) синтеза углеводородов в рамках масштабной водородной дегазации Земли [1, 6-8].

В статьях [5, 7] авторы акцентируют внимание на целесообразность изучения и освоения глубинных горизонтов разреза в традиционных районах добычи нефти и газа. Целенаправленное применение мобильных прямопоисковых методов и технологий позволит существенным образом ускорить, оптимизировать и удешевить геологоразведочный процесс поисков и разведки промышленных (коммерческих) скоплений нефти и газа в глубинных интервалах (коллекторах) нефтегазоносных бассейнов.

Мобильная технология частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ может успешно использоваться для оперативного обнаружения и картирования возможных скоплений водорода и гелия на участках (площадях) интенсивной водородной дегазации.

Литература

1. Кусов Б.Р. На новый уровень геологической мысли на основе исконной геологии. Недропользование XXI век. № 1 (64) февраль 2017. С. 130-136.

2. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удалённых территорий, лицензионных блоков. Геоинформатика. – 2010. – № 3. – С. 22-43.

3. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения. Геоинформатика. – 2011. – № 2. – С. 19-35.

4. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований. Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34, № 4. – С. 167-176.

5. Лукин А.Е., Коболев В.П., Пригарина Т.М. Углеводородный газовый потенциал Украины и пути его освоения. Нефть и газ Украины, 2018, №7 (38). С. 35-58.

6. Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40, № 4. – С. 00-00.

7. Тимурзиев А. И. Альтернативы «сланцевого» сценария развития ТЭК России на основе глубинной парадигмы нефтегазовой геологии. Геофизический журнал, 2018. Т. 40, № 4, С. 133-154.

8. Шестопалов В.М., Лукин А.Е., Згоник В.А., Макаренко А.Н., Ларин Н.В., Богуславский А.С. Очерки дегазации Земли. Киев, тов. «БАДАТА-Интек сервис». 2018. 632 с.

9. Якимчук Н.А., Левашов С.П., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Обнаружение каналов вертикальной миграции флюидов частотно-резонансным методом обработки данных ДЗЗ – дополнительные свидетельства в пользу абиогенного синтеза углеводородов / 5-я Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские чтения». Россия-Москва-ЦГЭ, 17-19 октября - 2016 г. Тезисы докладов. 7 с. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/5KR/Theses/Yakymchuk-Levashov-Korchagin-Boghegha_Theses-1.pdf

10. Levashov, S.P., Yakymchuk, N.A., Korchagin, I.N. and Bozhezha, D.N., (2017a), Application of mobile and direct-prospecting technology of remote sensing data frequency-resonance processing for the vertical channels of deep fluids migration detection. NCGT Journal, v. 5, no. 1, March 2017, p. 48-91. www.ncgt.org

11. Levashov Sergey, Yakymchuk Nikolay, and Korchagin Ignat. (2017b), On the Possibility of Using Mobile and Direct-Prospecting Geophysical Technologies to Assess the Prospects of Oil -Gas Content in Deep Horizons. Oil and Gas Exploration: Methods and Application. Said Gaci and Olga Hachay Editors. April 2017, American Geophysical Union. p. 209-236.

12. Rusakov O.M., Korchagin, I. N., Yakymchuk, N. A., Levashov, S. P., Soloviev V.D, Bozhezha, D. N. Implication of satellite images in studying potential hydrocarbon resources in the licence Blocks 9 and 11, the exclusive economic zones of Egypt and Cyprus. Geofizicheskiy zhurnal, 2018, vol. 40, no. 1, pp. 27-43.

ВОЗМОЖНОЕ ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ АБИОГЕННОГО УГЛЕВОДОРОДА В КРИСТАЛЛИЧЕСКОЙ КОРЕ ЗАКАРПАТЬЯ (УКРАИНА) ПО ДАННЫМ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Корчин В.А.
Институт геофизики им. С. И. Субботина НАН Украины, Киев
E-mail: korchin@igph.kiev.ua

Обобщая мировой опыт изучения территорий крупных месторождений углеводородов (УВ), приуроченных к кристаллической коре, принимая во внимание их неиссякаемые запасы, разработаны основные положения возможного их глубинного, абиогенного происхождения. Скопления углеводородов абиогенного генезиса, как правило, связаны с зонами разломов (рифтогенами), глубинными магматогенами, зонами дизъюнктивной дислоцированности метаморфических и изверженных пород (наличием зон разуплотнения), мощным слоем осадочного чехла, высокотемпературными флюидными потоками [1-4].

Анализируя материалы (более чем за столетнюю историю изучения) геологии, геофизики, геодинамики Карпатского региона, можно предположить преобладающую роль абиогенной составляющей УВ месторождений региона. Чтобы это выяснить, увяжем особенности геологического строения, структуры и характер упругих и плотностных аномалий земной коры с активизацией сейсмотектонических процессов и локализаций месторождений УВ сырья Закарпатья.

Закарпатский внутренний прогиб является частью Карпатской складчатой области, которая значительно отличается по строению земной коры региона [5-9]. Прогиб протягивается с северо-запада на юго-восток и включает в себя две основные структуры: северо-западную Чоп-Мукачевскую впадину, расположенную на центральных массивах Внутренних Карпат и Солотвинскую впадину на юго-востоке, наложенную на флишевые зоны Внешних Карпат. Отделяет их друг от друга Выгорлат-Гутинская вулканическая гряда. В пределах Закарпатья Вигорлат-Гутинский вулканический хребет простирается узкой полосой по южному крылу Закарпатского глубинного разлома – тектонического шва, разделяющего Закарпатский прогиб и Складчатые Карпаты. Для Чоп-Мукачевской постоянно опускающейся впадины особенно характерна блоковая тектоника, что менее выражено в Солотвинской впадине, где проявляются более активные вертикальные и горизонтальные движения, поднятия и более высокая сейсмичность (рис. 1) [5, 6].

Слабая изученность глубинного строения Закарпатья, особенно верхней части земной коры в диапазоне глубин 3-10 км, не позволяла решить ряд принципиальных вопросов тектоники и сейсмичности, районирования полезных ископаемых изучаемой площади. Вдоль простирания Закарпатского прогиба были проведены исследования КМПВ – ГСЗ по профилю Чоп – Великий Бычков. Сейсмические материалы свидетельствуют о том, что земная кора региона имеет блоковое строение [2, 7] (рис. 2).

Преломленно-рефрагированные волны характеризуют осадочный чехол (кажущиеся скорости Vp=1,7-4,8 км/с), мезозойско-палеогеновое основание прогиба (Vp=5,3-6,0 км/с) и палеозойский фундамент (Vp=6,0-6,4 км/с), а в Солотвинской впадине – также поверхность предполагаемого докембрийского субстрата (Vp=6,2-6,5 км/с) и раздел Конрада (Vp=6,6-6,8 км/с). Скорости на М – Vp=7,5-8,5 км/с. Минимальные мощности горизонта, слагающего складчатое основание Закарпатского прогиба H=3км в юго-восточной части Чоп-Мукачевской впадины, а в Солотвинской впадине мощность его увеличивается до 4,0-4,5 км.

Граничные скорости преломленного горизонта II (6,1-6,4км/с) свидетельствуют о появлении в разрезе земной коры метаморфизованных образований, обычно относимых к «гранитоидам». Геологические материалы по Закарпатскому прогибу позволяют отнести их к палеозою. Глубины горизонта II меняются вдоль профиля от 4,5 до 8км. Ниже, в районе Закарпатского погиба обнаружены коровые зоны низких скоростей (горизонт III – ЗНС) со скоростью Vp=6,0-6,1 км/с.

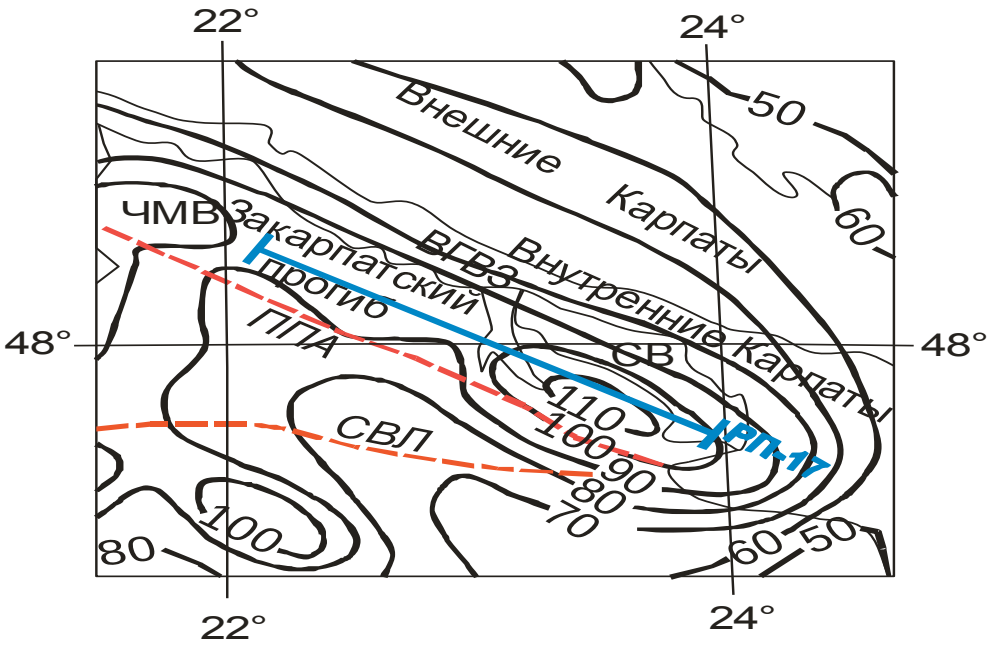


Рис. 1. Схема расположения сейсмического профиля (РП-17) [7] и тепловые потоки [8, 9] в Закарпатском прогибе: ЧМВ – Чоп-Мукачевская впадина, ВГВЗ – Выгорлат-Гутинская вулканическая зона, СВ – Солотвинская впадина, ППА – Припаннонский разлом, СВЛ – Средневенгерская тектоническая.

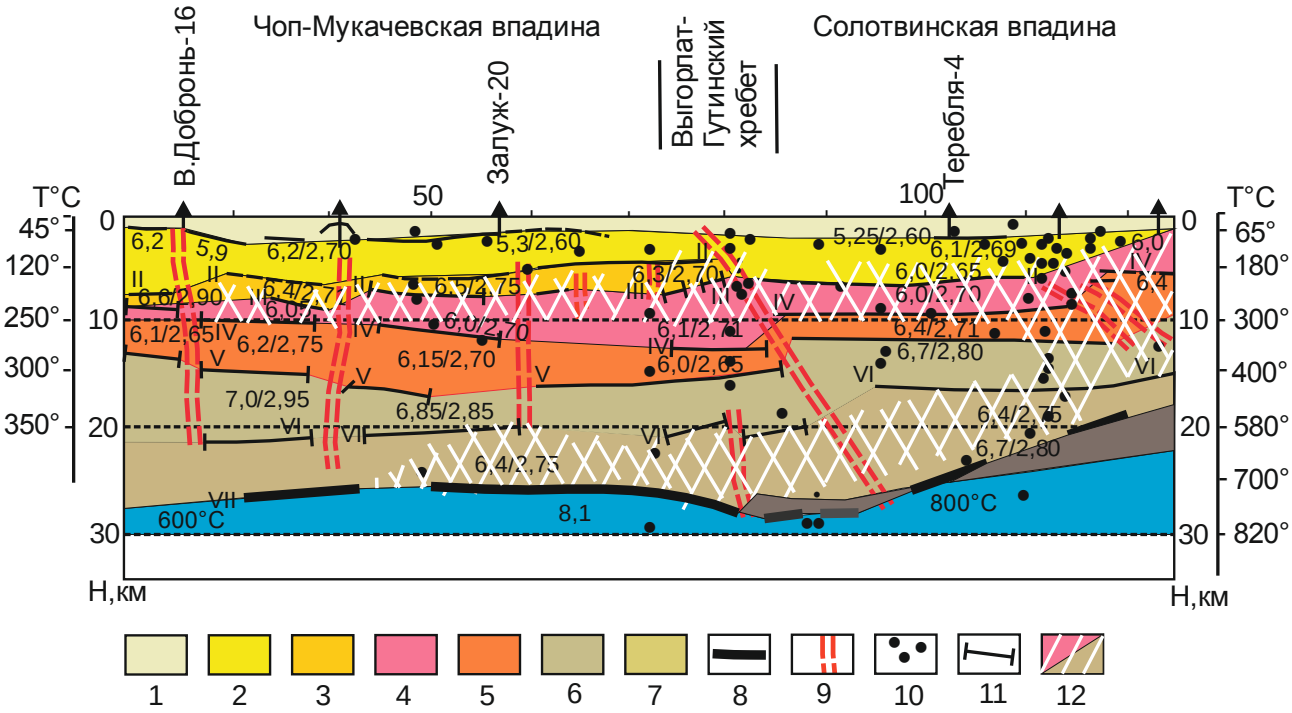


Рис. 2. Модель распределения вещественного состава вдоль Закарпатского прогиба (РП-17) автора по материалам [4, 6]. 1 – неогеновая моласса, 2 – мезозой-палеогеновое складчатое основание Закарпатского прогиба, 3 – палеозой, амфиболитовая фация метаморфизма, гнейсы, 4 – протерозой(докембрий) гнейсы с ЗНС, 5 – то же частично без ЗНС, 6 – породы основного состава, 7 – слой пониженной скорости, 8 – граница Мохо, 9 – разломы, 10 – очаги землетрясений, 11 – отражающие горизонты, 12 – ЗНС.

Геологическая сущность этого слоя авторам ГСЗ неясна (Чекунов 1969, с. 62).

Сейсмический горизонт IV ограничивает сверху слой, характеризующийся скоростями 6,2-6,5 км/с на глубины от 6 до 14км. Этот слой подстилается поверхностью Конрада (V) – граница K_2, которая трактуется нами как горизонт выхода пород из термобарической зоны низких скоростей [4, 6], со скоростями 6,7-7,0км/с, которая расположена на глубинах 6-17,5км (наименьшие глубины на ЮВ Солотвинской впадины). Максимальная толщина «гранита» наблюдается на участке Выгорлат-Гутинского хребта, при переходе от которого к Солотвинской впадине мощность «гранита» сокращается вдвое. В Чоп-Мукачевской впадине мощность этого слоя (8-12км) значительно больше, чем в Солотвинской (3-6км). Горизонт VI – второй слой ЗНС в консолидированной коре Закарпатья со скоростью около 6,4км/с. Этот слой расположен в основании коры непосредственно над границей М. Значения скоростей в нем малы для пород основного состава [2-4, 7].

Ниже объясняется природа верхней и нижней ЗНС на основании анализа тепловых потоков в Закарпатском прогибе, используя модели распределения температур с глубиной района [7, 8]. Была выделена стационарная составляющая поля, создаваемого глобальным фоновым тепловым потоком (ТП) в неоднородной литосфере, и нестационарные аномалии, обусловленные геодинамическими процессами и распределении в ней радиогенных источников тепла и теплофизических параметров среды [7, 8]. Фоновый уровень составляет 90мВт/м^2. Во впадинах Закарпатского прогиба тепловые потоки увеличиваются от 90 до 130мВт/м^2. Значения, превышающие 100мВт/м^2, образуют относительно ограниченные аномалии, которые протягиваются вдоль центральной части Закарпатского прогиба (вдоль сейсмического профиля). Температурные режимы очень неоднородные как по площади, так и по глубине: 5км – 85-150ºС, 10км – 180-300, 20км – 300-470, 30км – 450-650, на М - 600-800ºС (см. рис. 1, 2).

На основании выше изложенного, впервые разработана детальная модель распределения типов пород с глубиной и уточнены особенности структуры земной коры Закарпатского прогиба вдоль профиля РП-17, с учетом современной геодинамики района. Моделирование может объяснить физическую природу некоторых локальных аномалий скорости вдоль профиля [2, 3].

Для этой цели наиболее эффективным является разработанный нами метод петрофизического термобарического моделирования (ПТБМ). Основан он на сопоставлении экспериментальных данных о скоростных параметрах пород при высоких давлениях и температурах с материалами глубинных сейсмических разрезов [2].

Предварительное изучение пород из некоторых скважин Карпатского региона позволило подобрать коллекцию аналогичных горных пород из обнажений Украинского щита (УЩ) подобной тектоники. Были отобраны сланцы, кварциты, метаконгломераты, милониты, гранито-гнейсы, диориты, габброиды и базальты из шовных зон УЩ и Криворожской СГ-8, упругие характеристики которых подробно изучались при программных *PT* условиях [2, 3]. После внесения изменений температур и соответствующих температурных поправок результаты этих исследований были использованы для ПТБМ. Главный источник тепловой энергии в верхней литосфере является распад радиоактивных долгоживущих элементов, сосредоточенных в осадочном и гранитном слоях.

В Закарпатском прогибе (для примера обсуждаем участок в районе пикета 75) (рис. 1), верхняя ЗНС-1 связана с ростом температуры относительно ее средних значений за счет радиогенной генерации тепла присутствующих здесь глин, алевролитов, песчаников, гранито-гнейсов и некоторым вкладом мантийного тепла [7]. В ЗНС-1 температура меняется от 160 до 260°С, следовательно, зона имеет *термобарическую природу* [2-4] и сложена в основном породами, которые подвержены деструктивным внешним воздействиям – деформированными гранито-гнейсами смешанных с осадочными породами и сланцами. По мере увеличения глубины радиогенная составляющая ТП и теплопроводность пород уменьшаются, что приводит к снижению градиента температуры. Ниже ЗНС-1 температуры невысокие, т.к. они формируются за счет невысокой составляющей радиогенных источников тепла, а мантийная составляющая ТП ограничена физическим состоянием нижележащих пород, что приводит к образованию слоя с высокими скоростями за счет преобладания действия *P* над *T*. Этот горизонт сложен породами среднего состав (рис. 1).

Термобарическое разуплотнение минерального вещества на глубинах 10-20км в Чоп-Мукачевской впадине маловероятно – недостаточно высокие температуры. На глубине Н=18-26км термобарические режимы обусловили новую зону (ЗНС-2). Эта зона также термобарической природы расположена в породах среднего и основного составов. Приток тепла из мантии нагревает породы на Н=18-26км до 600°С (рис. 1). Здесь постоянные высокотемпературные потоки флюидов и тепловой энергии мантии поддерживаются за счет также активной вулканической деятельности на границе М. Зона сложена диоритами, габброидами, базальтоидами и другими продуктами вулканической деятельности. Разрывная структура границы М дает право предполагать наличие здесь корово-мантийной смеси (отмеченная на рис. 1 серым тоном). Некоторое увеличение *Т* в зоне так же объясняется тем, что ЗНС-2 сверху перекрывается породами низкой теплопроводности ЗНС-1 и породами среднего состава. Все это уменьшает отток мантийного теплового потока из ЗНС-2, и ведёт к перегреву пород этой зоны и обеспечивает их разуплотнение [2, 3]. Аналогичным образом была разработана петрофизическая термобарическая модель вдоль всего профиля РП-17, которая представлена на (рис. 1). ЗНС расположены вдоль всего профиля. Они имеют две объёмных области. Первая – в районе Выгорлат-Гутинского хребта, очевидно, связана с интенсивным притоком мантийного тепла вдоль разлома. Вторая объёмная область, расположенная между пикетами 90-120км – результат слияния двух зон – верхнекоровой и глубинной ЗНС-2.

В Чоп-Мукачевской впадине, которая в настоящее время опускается [5, 6], широко был развит вулканизм, приведший к накоплению весьма мощных плиоценовых вулканогенных образований в низах коры, характеризующихся более низкими упругими параметрами [2, 7]. Дополнительное разуплотнение минерального вещества зоны перехода от пород промежуточного среднего состава к базифицированным образованиям выше границы М и снижение скорости, связано с проявлением здесь эффекта дилатансионного разуплотнения [2, 3]. Этот эффект происходит за счет действия меняющихся по интенсивности сдвиговых напряжений, направленных по оси вдоль Закарпатской впадины [5, 6] и активного движения мантийных флюидов в результате приподнятой и сильно дислоцированной границы М, а также расположенного здесь глубинного Закарпатского разлома (рис. 1). Особенно это характерно для Соловинской впадины, которая под воздействием глубинных процессов воздымается, где интенсивный прогрев пород сформировал ЗНС от границы М (которая приподнята до18- 21км) вплоть до 2км от дневной поверхности, которая имеет важную роль при движении и локализации флюидов.

При термодинамических условиях, соответствующих глубинам от 3-5 км до 12-20км, наблюдаются вещественно-структурные изменения пород, когда происходит их катакластическое преобразование с повышением трещиноватости и пористости пород [2-4]. Происходит растрескивание и разрушение первичных газово-жидких включений, вблизи границ зёрен формируются новые объёмные включения, но уже менее устойчивые к *PT* воздействию. При этом в межзерновом пространстве активизируется миграция свободной воды и газа по микротрещинам породы, разрушая её, образуя вторичные поры и каверны, что оказывается важным моментом при движении глубинных флюидов через породы в ЗНС.

Все это способствует активному транзиту флюидов, абсорбции и формированию скоплений абиогенных углеводородов. Это свидетельствует о возможной связи ЗНС с глубинными скоплениями углеводородов. В зоне пониженной плотности возможны энергетически выгодные процессы массопереноса, миграции газово-жидких флюидов, в том числе, углеводородов глубинного происхождения или образовавшихся в результате декрепитации газово-жидких включений материнских пород под воздействием термодинамических условий глубин ЗНС горизонтов.

Кроме того, на небольшой глубине Закарпатского прогиба (рис. 1) [5, 6] сосредоточена масса эпицентров землетрясений, которые, на наш взгляд, тесно связаны с термобарическими зонами разуплотнения верхней коры. Сейсмическая активность здесь способствует эффекту расширения каналов движения мантийных флюидов, при этом формируется, так называемая “труба дегазации” – крайне необходимый атрибут формирования скопления УВ (рис. 1).

В результате активной миграции происходит локальное накопление этих сред в зонах разуплотнения минерального вещества земной коры, регистрируемых методом ГСЗ в виде ЗНС, а при определённых условиях (высоком давлении, декомпрессии) происходит их проникновение в приповерхностные горизонты, например, осадочного чехла, где уже по известным законам формируются месторождения УВ [1-4, 10].

Современными геолого-геофизическими изысканиями, буровыми работами на территории Закарпатского прогиба подтверждено присутствие значительных скоплений УВ [11], вероятнее всего *абиогенного происхождения*. На рис. 1 (в виде треугольников) показаны места открытых или разрабатываемых месторождений УВ. Становится очевидным, что более детальное изучение глубинного строения этого региона и особенно положения и строения ЗНС значительно расширят возможности поиска месторождений УВ в Закарпатье.

Литература

1. Краюшкин В.А., Шевченко Н.Б. К проблеме небиогенной природы нефти и природного газа. Геологія і корисні копалини Світового океану. 2018. № 2. С. 66-85.

2. Korchin V. Anomalies of low density in the crystalline crust of thermobaric origin: a new insight into migration and localization of hydrocarbons. Monograph 72: Oil and Gas Exploration: Methods and Application. American Geophysical Union, Wiley, 2017. P. 237-257.

3. Корчин В.А. Термодинамика коровых зон низких сейсмических скоростей (новая научная гипотеза). LAP Lambert Academic Publishing, 2013. 280 с.

4. Корчин В.А., Буртный П.А., Коболев В.П. Термобарическое петрофизическое моделирование в геофизике. Киев: Наукова думка, 2013. 312 с.

5. Назаревич Л.Е., Назаревич А.В., Стародуб Г.Р., Назаревич Р.А. О многоярусности сейсмотектонического процесса в Украинском Закарпатье и его связи со структурой коры региона и свойствами ее вещества. Современная тектонофизика. М.: ИФЗ. 2011. С. 179-186.

6. Сучасна геодинаміка та геофізичні поля Карпат і суміжних територій: монографія / за заг. ред. К.Р.Третяка, В.Ю.Максимчука, Р.І.Кутаса. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 420 с.

7. Чекунов А.В., Ливанова Л.П., Гейко В.С. Глубинное строение и некоторые особенности тектоники Закарпатского прогиба. Сов. геология. 1969. № 10. С. 57-68.

8. Кутас Р.И**.** Геотермические условия и мезо-кайнозойская эволюция Карпато-Паннонского региона. Геофизический журнал. № 5. Т. 38. 2016. С.75-107.

9. Гордиенко В.В., Гордиенко И.В., Завгородняя О.В., Ковачикова С., Логвинов И.М., Тарасов В.Н., Усенко О.В. Украинские Карпаты (геофизика, глубинные процессы). Киев: Логос, 2011. 128 с.

10. Тимурзиев А.И. Мантийные очаги генерации углеводородов: геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования; закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных УВ-систем. Тектоника и стратиграфия. 2015, Вып. 42. С.114-159.

11. Федишин В.О., Вуль М.Я., Гаврилко В.М. Прогнозні ресурси вуглеводнів Західного регіону України та стратегія їх освоєння. Геологія і геохімія горючих копалин. 2005. № 1. С. 5-13.

КОСМИЧЕСКИЙ ФАКТОР В ОБРАЗОВАНИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В РЯДУ ДРУГИХ ЭНДОГЕННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ В ЗЕМНОЙ КОРЕ, СВЯЗАННЫХ С МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКОЙ АКТИВИЗАЦИЕЙ ПЛАНЕТЫ (ОКЕАНСКИЕ БАЗАЛЬТЫ, ЩЕЛОЧНОЙ МАГМАТИЗМ, КИМБЕРЛИТЫ, ЗОЛОТОНОСНОСТЬ ТИПА КАРЛИН, ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ РЕЛЬЕФА)

Кочемасов Г.Г.
ИГЕМ РАН, E-mail: kochem.36@mail.ru

Земля, как и другие небесные тела, тектонически дихотомична. Опущенное западное тихоокеанское полушарие для сохранения равенства угловых моментов полушарий заполнено плотным базальтовым материалом. Континенты антиподального поднятого восточного полушария имеют в среднем андезитовый состав. Возраст тихоокеанских базальтов мезозойско-кайнозойский. Другие планеты земной группы и Луна также имеют обширные покровы базальтов, заполняющих низменные районы. Такая планетарная согласованность является следствием сохранения углового момента тел, уменьшающих скорости вращения.

Система Земля-Луна расширяется со временем, то есть увеличивает свой угловой момент. Естественной реакцией на это является замедление вращения обоих тел системы, уменьшающих угловой момент (действие-противодействие). Уменьшение моментов тел компенсируется выплавлением и выведением на поверхность плотного базальтового материала [5, 6]. Но на Луне это происходит рано (3-4,5 млрд. лет назад) вследствие уменьшенной инерции малой массы спутника. Существенно «отложенным» по времени этот процесс происходил на массивной и с большой инерцией Земле (юра-мел-кайнозой). Земля в 81 раз массивнее спутника. 3-4,5 млрд. : 81 = 37-55 млн. лет. Согласно этим расчетам пик «базальтовой» реакции Земли, заполнения ими океанических впадин падает на границу мезозой-кайнозой.

Сильный разогрев земной литосферы, засвидетельствованный мощной планетарного масштаба астеносферой (мощной и устойчивой в океанских тектонических блоках) ведёт к массивному освобождению летучих, среди них водорода, азота, метана. Они проникают в кору, образуя крупные концентрации углеводородов в форме известных месторождений в «пустотах» и скоплений в сланцах и льдах днищ океанов. Возрасты углеводородных месторождений преимущественно мезозойские: 70% мезозой, 20% кайнозой, 10% палеозой. Такое распределение хорошо согласуется с глобальным разогревом и эффузиями океанских базальтов [5, 6]. Такое совпадение не является случайным, но причинно связанным. Это означает, что происхождение месторождений углеводородов преимущественно глубинное, неорганическое, хотя некоторое разложение органического вещества в осадочных толщах также происходит. Глубинный поток летучих мог ускорить разложение органики.

Углеродно-водородная дегазация Земли в форме элементов или их углеводородных соединений представляет собой «вечное» расходование того огромного запаса летучих, который получила планета еще на стадии аккреции. По данным Б.М. Валяева [1] при ежегодном минимальном поступлении углеводородных газов из недр планеты 5 х 10^{13} г/год за 500 млн. лет к поверхности Земли вынесено 2,5 х 10^{22} г углеводородов – во много тысяч раз больше прогнозных запасов в нефтях, битумах, горючих сланцах вместе взятых. Но дегазация планеты происходит по-разному в сжатых и растянутых тектонических блоках. Первые, мало трещиноватые, препятствуют свободной дегазации и, значит, накапливают летучие углеводороды, преимущественно метан. Вторые, разбитые трещинами, способствуют дегазации и в них в остатке накапливаются менее летучие жидкие углеводородные фракции – нефти. Статистика запасов разных категорий нефтей и газов в разного масштаба тектонических обстановках однозначно это подтверждает [3].

В самом крупном опущенном тектоническом сегменте-полушарии – Западном Тихоокеанском гигантские запасы метана сконцентрированы в газогидратах дна океана (Рис. 1). Лед воды, образующийся при низких температурах, является естественным препятствием для свободного выхода метана. В континентальных блоках Америк таким препятствием и накопителем служат сланцевые толщи осадочных бассейнов. Континенты Западного полушария имеют «тектоническое» преимущество перед континентами Восточного полушария, в первую очередь, из-за повышенной «сохранённой» газоносности недр. Сланцевый газ здесь находится в больших концентрациях и объёмах, а значит, будет истощаться медленнее. Совсем другие перспективы ждут эксплуатационников Восточного полушария – главным образом, Европы. Помимо разного рода экономических и экологических причин, а также меньших доступных площадей для размещения тысяч скважин, европейский сланцевый газ в силу изложенных выше тектонических соображений должен быть менее благоприятным в смысле концентраций и возможной длительности эксплуатации. Перспективы китайского сланцевого газа в огромных осадочных бассейнах (Тарим и др.) более благоприятны. Тем не менее, заключаются выгодные долгосрочные контракты для использования обычного газа северного соседа и Туркмении.

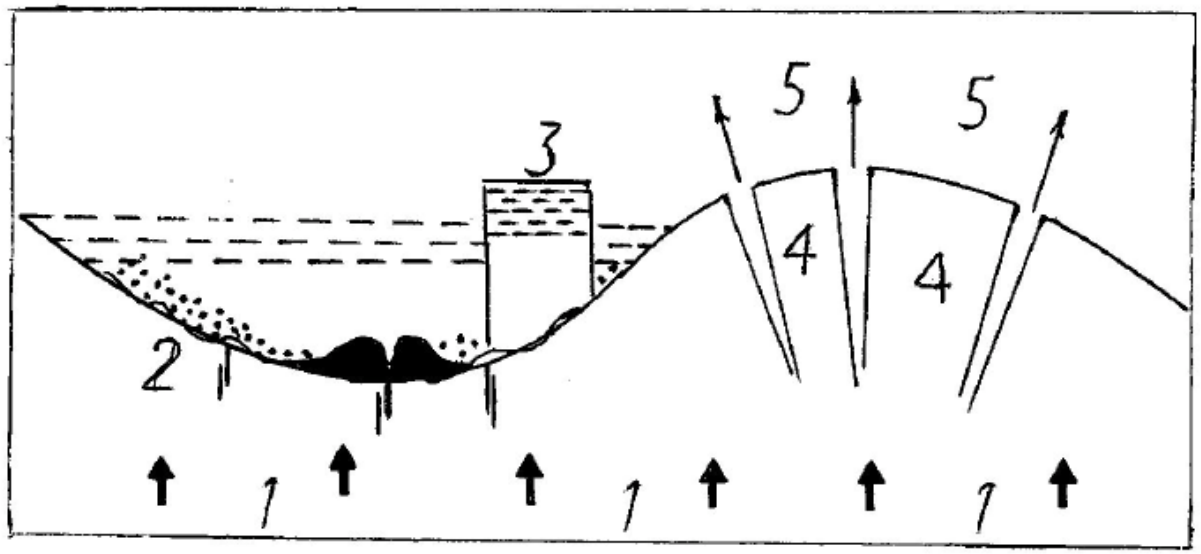


Рис. 1. Схема углеводородной дегазации Земли с принципиальной разницей между поднятым и опущенным блоками (для фундаментальной волны это два полушария-сегмента). 2 – смятие и сдвиги ложа, «выдавливание» базальтов в срединно-океанических хребтах, образование газогидратов (точки). 3 – поднятые континенты опущенного блока со «сланцевым барьером» бассейнов, пропитанным сланцевыми газами и легкой нефтью. 4 – разбитый трещинами-разломами поднятый блок, обогащённый малоподвижными жидкими углеводородами в результате интенсивного дегазирования [3].

Рассматриваемое временное развитие базальтового магматизма можно сравнить с развитием земного щелочного магматизма, также кульминирующего в мезозое-кайнозое (Рис.2). Его ранние более древние части не редко являются более щелочными агпаитовыми (содержание суммы щелочных элементов выше содержания алюминия), чем более поздние кайнозойские части. Широко известные крупные агпаитовые массивы внедрялись в протерозое-палеозое (крупные девонские Хибинский и Ловозерский массивы на Кольском полуострове, пермские породы рифта Осло в Норвегии, протерозойский комплекс Ильмауссак в южной Гренландии) [2, 7]. Это связано с тем, что легко выплавляемые сильно щелочные порции расплавов появляются в ранней астеносфере с относительно низкой температурой. Позднее с ростом температуры астеносфера производит огромные массы расплавов менее богатых щелочами, например, щелочных базальтов. Подобная трансформация щелочности мантийных выплавок наблюдается и на Луне. Более ранние относительно щелочные выплавки KREEP-базальтов сменяются другими более поздними менее щелочными разновидностями лунных базальтов [5].

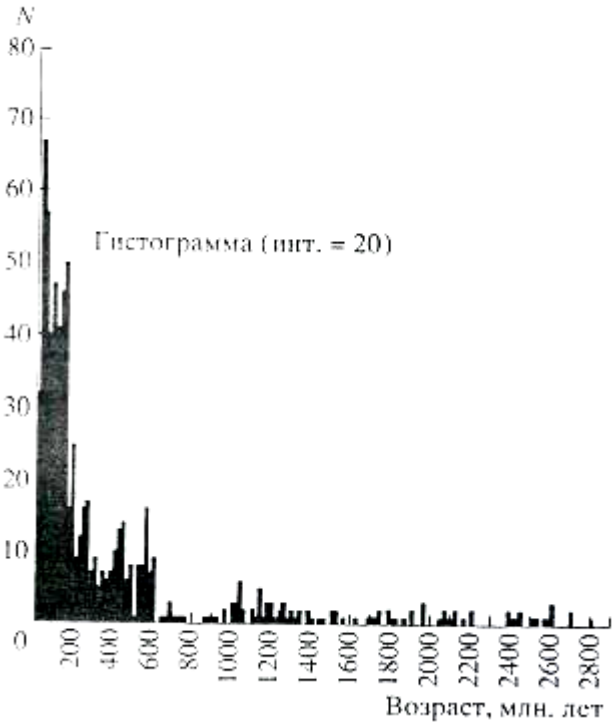


Рис. 2. Распределение щелочных пород во времени. N-число массивов [2]

Важно иметь в виду, что мезозойско-кайнозойская кульминация базальтового и щелочного магматизма повторяется и в кимберлитовом магматизме (Рис. 3) – также щелочной разновидности ультрабазитов. Как и у кимберлитов, максимум щелочного магматизма падает на мезозой-кайнозой, хотя первое их появление отмечено 2,5-2,7 миллиардов лет назад [2]. С тех пор проявления щелочных пород отмечаются во всех временных интервалах вплоть до настоящего времени, но заметное увеличение отмечается в фанерозое с кульминацией в мезо-кайнозое (0-200 млн. лет назад).

Золотые месторождения типа Карлин, тесно связанные с летучими компонентами, значительно повлияли на мировой баланс золота [4]. Тихоокеанский пояс (Азия, Индонезия, Австралия на западе и Америки на востоке) является типичным местом широкого развития мезо-кайнозойского магматизма. В связи с гранитоидными интрузиями и широко распространёнными дайками (обычно в пространственной близости к ним) находятся эпитермальные золотые месторождения. Золото обычно ассоциирует с As, Sb, Hg, Tl, Ba. На северо-западе в России к золоту добавляется серебро. Месторождения типа Карлин являются одними из крупнейших гидротермальных месторождений золота в мире [4]. Месторождения Невады эоценового возраста (42-36 миллионов лет) давали 70% американского и 10% мирового производства золота в 1998 году, являясь третьим производящим районом в мире.

Время проявления столь разнообразных глобальных геологических объектов как базальты океанов, месторождения углеводородов, кимберлиты и щелочные породы, связанных с плавлением мантии, ее дегазацией и появлением астеносферы, говорит о причинной связанности этих планетарных явлений. В их основе лежит переход механической энергии движения тел по орбите в энергию плавления недр [6]. Интересно, что к обсуждаемому кульминационному периоду мезозоя-кайнозоя относится еще ряд знаменательных явлений: время динозавров, время хвойных деревьев, появления птиц и первых млекопитающих.

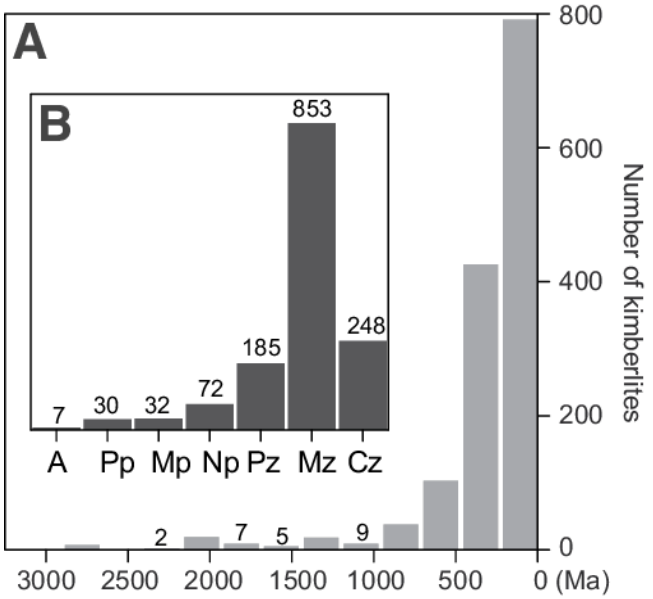


Рис. 3. Гистограмма возрастов кимберлитов, основанная на компиляции Faure, 2006-A-Ages.

Заключение. Образование мощной земной астеносферы (несколько сотен километров) явилось причиной производства огромных масс легко выплавляемых и летучих компонентов, проникающих в кору и концентрирующихся в форме различных месторождений. Их возраст кульминирует в мезо-кайнозое. Это огромные покровы океанских базальтов и континентальных траппов, месторождений нефти и газа, алмазов, щелочных пород и связанных с ними месторождений, гидротермальных месторождений золота типа Карлин. Этот период очень важен и в развитии биосферы (например, появление млекопитающих и человека).

Литература

1. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа, 1997, № 9, с. 30-37.

2. Когарко Л.Н. и Хаин В.Е. Щелочной магматизм в истории Земли: геодинамическая интерпретация // Доклады академии наук, 2001, т. 377, №5, с. 677-679.

3. Кочемасов Г.Г. Нефтегазообразование в рамках разномасштабных тектонических блоков Земли волновой природы // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18-22 октября 2010 г.-М.: ГЕОС, 2010. -712 с. (258-261).

4. Kesler S.E., Riciputi L.C., Ye Z. Evidence for a magmatic origin for Carlin-type gold deposits: isotopic composition of sulfur in the Betze-Post-Screamer deposit, Nevada, USA // Mineralium Deposita. 2005. vol. 40 Iss. 2 pp. 127-136.

5. Kochemasov G.G. Earth and Moon: similar structures – common origin // NCGT Journal, v. 2, # 2, 2014, 28-38.

6 Kochemasov G.G. New planetology and geology: tectonic identity and principal difference of terrestrial oceans and lunar basins // New Concepts in Global Tectonics (NCGT), 2017, v.5, # 1, p. 131-133.

7. Sorensen H. The agpaitic rocks; an overview // Mineralogical magazine, 1997, v. 61, #4, p. 485-498.

К ПРОБЛЕМЕ НЕБИОТИЧЕСКОЙ (НЕБИОГЕННОЙ) ПРИРОДЫ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Краюшкин В.А.[1], Тимурзиев А.И.[2], Шевченко Н.Б.[3]

1 - ГНУ «Центр проблем морской геологии, геоэкологии и осадочного рудообразования НАН Украины», Киев
2 – АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, aitimurziev@cge.ru
3 - ГП «УКРИИНТИ», Киев, nshevcenko2017@gmail.com

Активная углеводородная дегазация мантии Земли присуща сейчас в масштабе реального времени современным центрам - осям спрединга дна Атлантического, Тихого и Индийского океанов. Общая длина этих осей-центров равна 55 тыс. км, при чём изверженные горные породы занимают 99% этой длины, и только 1% её - осадочные породы толщиной не более 450-500 м [5]. Там, кроме того, поддонные гидротермальные системы разряжаются горячей (170-430ºС) водой через донные родники - белые и чёрные «курильщики». На сегодняшний день более 100 гидротермальных систем этого вида изучаются в научных экспедициях, использующих подводные лодки «Алвин», «Мир», «Нотиль» и «Наутилус». Эти исследования настойчиво, неизменно поддерживают и подтверждают глубинную небиогенную природу нефти.

Донные «курильщики» глубоководных рифтовых долин извергают воду, метан, некоторые другие газы, УВ и нефть. Активные «факелы» или «плюмажи» высотой до 600-1000 м выделяющегося «курильщиками» метана открывались через каждые 20-40 км между 12º и 39º с.ш. вдоль Срединно-Атлантического хребта (САХ) на протяжении более 1200 км. Самыми интересными участками САХ являются «Трансатлантический Геотраверс» (ТАГ, 26º с.ш.), «Снейк Пит» (23º с.ш.), «Рейнбоу» (39º с.ш.), «Мендес Гвен» (37^0 50' с.ш.).

На участке Рейнбоу, где обнажены ультрамафические горные породы мантийного происхождения, масс-спектрометрией-хроматографией было установлено присутствие газов (CH_4, C_2H_6, C_3H_8, CO, CO_2, H_2, H_2S и N_2), а также нефти, состоящей из H-C_{16}-H-C_{29} алканов вместе с изопреноидными алканами и диароматиками.

В ТАГ нет осадков, осадочных пород и погребённого органического вещества (ОВ) или каких-нибудь «нефтематеринских» пород. У гидротермального флюида здесь температура измеряется 290-321ºС, в результате чего маты микроба Беггиатоа находятся на расстоянии от «курильщиков».

Активные подводные гидротермальные системы Восточно-Тихоокеанского поднятия (ВТП) продуцируют сульфидные залежи руды металлов вдоль всей его длины. На 13º с.ш. ось ВТП лишена каких-либо осадков, но здесь в гидротермальных флюидах черных «курильщиков» есть алифатические УВ: в сульфидных рудах металлов идентифицированы метан и алканы выше C_{25}.

В Калифорнийском заливе (бассейн Гуаймас) и в троге Эсканаба на подводном хребте Горда были изучены с п/л «Алвин» и глубоким морским бурением нефтяные залежи. На этих участках Тихого океана осадочные породы отсутствуют, а нефти присуще гидротермальное происхождение. В целом же на осях - центрах спрединга дна ВТП ежегодно выделяются 1,3 млрд. $м^3$ водорода и 160 млн. $м^3$ метана.

Что касается других поддонных гидротермальных систем и их нефтегазоносности, то с помощью подводных лодок и других средств установлено, что метановые «факелы» имеются над донными морскими «курильщиками» и другими гидротермами в Красном море, возле Галапагосских островов, в Марианской и Тонгалезской глубоководных впадинах и Калифорнийском заливе.

В общем, все вышеупомянутое свидетельствует о том, что метан и нефтяные флюиды в современных центрах - осях спрединга дна океанов могут объясняться только как результат восходящей вертикальной миграции мантийных флюидов. Следует напомнить, что теория глубинного, небиотического происхождения нефти и природного газа признаёт восходящую вертикальную миграцию единственно ответственной за формирование и

размещение газовых и нефтяных залежей и месторождений во всех горных породах и отложениях: латеральная же гравитационная миграция нефти и природного газа является **science fiction**, как видно из следующего.

Дело в том, что капиллярные силы, связанные с радиусом пор и поверхностным натяжением на водонефтяном или газо-водяном контакте (процесс, описываемый уравнением Лапласа), обычно **в 12-16 тыс. раз больше, чем силы плавучести** (описываемые уравнением Навье-Стокса) в природной пористой, проницаемой и водонасыщенной среде. Это подтверждено исследованиями на грунтовых лотках-моделях моноклиналей и антиклиналей: во всех экспериментах газ, поданный в нижнюю часть модели антиклинали (моноклинали) из прозрачного стекла, заполненной песком (водонасыщенностью 100%), так и оставался там, никогда не всплывая к своду антиклинали или вверх по восстанию моноклинали. Не способствовало увеличению плавучести газа и нефти изменение зернистости водонасыщенного песка: ни газ, ни нефть как не всплывали, так и не всплыли, что подтверждается и практикой строительства искусственных промышленных подземных газохранилищ (ПГХ) в наклонных и горизонтальных водоносных пластах песка или песчаника: природный газ, нагнетаемый в такое ПГХ, остается вокруг и у инжекционной скважины, не всплывая к кровле пласта или вверх по его восстанию.

Согласно теории глубинного небиотического происхождения нефти и природного газа [1, 2], нефтяные и газовые залежи (месторождения) формируются следующим образом. Поднимаясь из подкоровых зон по глубинным разломам и оперяющим их трещинам в КФ и осадочную толщу, газонефтеносный мантийный геофлюид нагнетается под высоким давлением в любую горную породу и распространяется в ней. Углеводородный состав нефтяных и газовых залежей, образующихся так, зависит от скорости миграции и остывания (охлаждения) природного газа и нефти во время внедрения (инжекции) в горные породы земной коры. Когда поступление новых порций упомянутого нагнетаемого геофлюида из мантии прекратится или упадёт (снизится) его давление, перемещение газа и нефти в земной коре прекратится, и сформируются газовые или нефтяные залежи антиклинального, моноклинального и синклинального вида.

Наиболее убедительным свидетельством в пользу вышеупомянутого механизма является существование газовых гигантов Дип Бэйсн, Милк Ривер и Сан Хуан, успешно и давно разрабатывающихся в Канаде и США. Эти месторождения находятся в синклиналях, где природный газ должен генерироваться из погребённого рассеянного в глинах ОВ, согласно гипотезе о биотическом газонефтеобразовании, а не промышленно аккумулироваться. Гигантские объемы природного газа 12,5 трлн. м^3 в Дип Бэйсн, 935 млрд. м^3 в Сан Хуане и 255 млрд. м^3 в Милк Ривер сосредоточены в тонкозернистых, плотных, непроницаемых аргиллитах, глинах и глинистых сланцах, конгломератах, плотных песчаниках и алевролитах. Эти газонасыщенные плотные горные породы вверх по их восстанию постепенно переходят в крупнозернистые, крупнопористые и высокопроницаемые водоносные пески и песчаники без каких-либо литологических, стратиграфических и тектонических экранов (барьеров), препятствующих гравитационной латеральной миграции газа вверх по восстанию пластов. Таким образом, очевидно, что даже громадные объёмы природного газа этих гигантов (255 млрд. м^3, 935 млрд. м^3 и 12,5 трлн. м^3) с невообразимо огромной силой всплывания, неспособны преодолеть капиллярное сопротивление в порах и межпоровых каналах водонасыщенных земных недр.

Существование вышеупомянутых газовых гигантов указывает на следующее:

1. Общепринятые в нефтегазовой геологии модели гравитационной латеральной миграции природного газа и нефти не согласуются с законами классической физики, описывающими связь между капиллярными силами и силами всплывания (плавучести) газа и нефти в природных пористых водонасыщенных средах.

2. Месторождения Дип Бэйсн, Сан Хуан и Милк Ривер образовались в результате восходящей вертикальной миграции природного газа из мантии к земной поверхности.

В 70-х годах прошлого века мир нефти и газа дополнился новым углеводородным топливом - «горючим льдом» (метаногидрат или газогидрат). Он выявлен на дне Мирового

океана и в вечно-мерзлотных земных недрах островной и материковой суши на севере Европы, Азии и Северной Америки.

Единственным естественным источником метаногидратов, природной нефти, природного газа, газоконденсата, асфальта и природного битума является мантия Земли. Её глобальная дегазация снабжала и снабжает геофлюидами атмосферу, гидросферу и литосферу, участвуя в образовании и слоя «горючего льда» (метаногидрат, газогидрат), и «подлёдного метана» (подгидратный природный газ) разной толщины (до 1000 м и более) в голоцен - современных донных осадках на 93-95% площади Мирового океана всего 0,4-2,2 м ниже его дна, где суммарные мировые запасы «горючего льда» измеряются, согласно Геологической Службе США [6], 113 сотнями квадриллионов кубометров метана или, иначе говоря, 8,5 квадриллионами тонн метанового углерода. Запасы же некарбонатного углерода в морской биоте определяются 3 млрд. тн, атмосфере - 3,6, детритном органическом веществе (ОВ) - 60, торфе - 500, биоте суши - 830, почве – 1 400, извлекаемых и неизвлекаемых ископаемых топливах (нефть, природный газ, уголь) — 5 000 млрд. тн, а также растворённого в воде ОВ - 980. В совокупности это составляет 8,8 трлн. тн, также согласно Геологической Службе США. Таким образом, запас углерода мирового метаногидратного слоя превосходит запасы некарбонатного углерода нефти, природного газа, торфа и угля в 1 540 раз, почвы - в 6 050 раз, ОВ, растворённого в воде, - в 8 640 раз, биоты суши - в 10 210 раз, детритного ОВ - в 141 250 раз, атмосферы — в 2 350 000 раз, морской биоты — в 2 825 000 раз, а совокупные запасы всех этих видов некарбонатного углерода — в 965 раз и имеет, следовательно, небиотическую мантийную природу.

Около 2 % мировых запасов «горючего льда» — это ресурс материковых и островных вечномерзлотных областей, и за его вычетом суммарные мировые запасы субмаринных метаногидратов равны $111\times10^{17}м^3$ метана. Под «горючим льдом» залегает свободный «подлёдный метан». Его суммарные мировые субмаринные ресурсы, исходя из данных Аутер Блэйк Ридж, где на долю подлёдного метана приходится 34,4% запасов, равны $39\times10^{17}м^3$, что вместе с запасами субмаринного «горючего льда» составляет $150\times10^{17}м^3$ метана.

Невообразимо громадные запасы, распространение на 93-95% площади Мирового океана, голоцен - современный возраст и пресноводность субмаринного «горючего льда» естественно никак не согласуются с представлениями о седиментационных фациях «нефтегазоматеринских свит», диагенезе и катагенезе - метаногенезе погребённого рассеянного ОВ, латеральной гравитационной миграции природного газа, газосборных осадочных бассейнах и образовании всех месторождений газа и нефти на Земле в доплейстоценовое время. Скопления метаногидратов образованы восходящей вертикальной миграцией небиотического газонефтеносного мантийного геофлюида не только по разломам, но и по всем трещинам и порам горных пород и осадков Мирового океана. Их превратил в газопроводящие - газоаккумулирующие и взаимно сообщающиеся ёмкости естественный гидроразрыв надкритическим геофлюидом в процессе дегазации мантии Земли не более 16-18 тыс. или 8 200 лет назад. Ныне эта дегазация лучше всего наблюдается в современных субмаринных центрах - осях спрединга дна [3].

Представленные факты не согласуются с гипотезой биогенного происхождения нефти. Только теория абиссального небиогенного происхождения углеводородов даёт убедительное объяснение всем приведенным фактам. Современные научные взгляды о небиогенном происхождении углеводородов подтвердились практическими результатами геологических исследований, обеспечив понимание того, что нефть образуется в мантии и, мигрируя по глубинным разломам в кору Земли, она формирует залежи любого строения в породах любого типа. Это выдвигает теорию абиссального небиогенного происхождения нефти на главные направления развития современной нефтегазовой геологии и открывает ей огромное практическое применение. Теория абиссального небиогенного происхождения нефти постулирует существование неисчерпаемых и восполняемых запасов углеводородов на нашей планете и позволяет по-новому подойти к изучению структуры, размеров и размещения мировых запасов нефти и природного газа и к развитию методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной небиогенной нефти [4].

Литература

1. Владимир Борисович Порфирьев. Ученый, геолог, педагог, человек. Киев: Науч. изд. Инта геол. Наук НАН Украины. 2000. 364 с.

2. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наук. думка, 1984. 176 с.

3. Краюшкин В.А. Небиогенная природа гигантского газонефтенакопления на мировом континентальном склоне. Геол. и полезн. ископ. Мирового океана. 2013. № 4. С. 29-45.

4. Краюшкин В.А., Тимурзиев А.И. Геологические доказательства глубинного небиогенного происхождения нефти. 1-е Кудрявцевские Чтения. Современное состояние теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти. Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти. М.: ЦГЭ, 2012, с.301.

5. Rona P.A. Hydrothermal mineralization at oceanic ridges. Can. Mineral. 1983. Vol. 26. No. 3. P. 431-465.

6. Syntroleum unveils hydrate recovery process. Oil and Gas J. 1999. Vol. 97. No. 44. P. 40-42.

НЕКОТОРЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МЕТОДОЛОГИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ФЛЮИДНОГО ГЕНЕЗИСА

Кузин А.М.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва
E-mail: amkouzin@ya.ru

К основным явлениям, закономерностям и процессам непосредственно определяющих образование месторождений полезных ископаемых, сейсмичность, магматизм относятся: 1 – дегазация (тектоническая активизация), 2 - конвекция, 3 - конвергенция.

Интенсивность дегазации Земли определяет интенсивность конвекции. Конвекция является главным механизмом преобразования литосферы. Конвекция установлена на различных масштабах и глубинных уровнях геологической среды от мантии и до самых верхов разреза. Мощность мантии, приблизительно 2900 км, наибольшая мощность земной коры около 80 км, а среднем 30-40 км. Мощность коры, это меньше 1,5% от мощности мантии. Отсюда мантийные процессы определяют процессы в земной коре. Конвекция наиболее интенсивна проявлена в верхней части земной коры за счет воды и её растворов. Существование мантийной конвекции приводит к необходимости совместного рассмотрения эндогенной и экзогенной составляющих процессов углеводородов и рудной минерализации независимо от их глубины образования и залегания. В качестве примера глубинной конвекции можно привести изотопный состав алмаза. У большинства алмазов изотопный состав углерода совпадает с изотопным составом углерода земной коры [3].

Фундаментальным свойством геологической среды является конвергентность (лат. Convergentio – схождение, приближение) процессов. Уже давно известно, что на заключительных стадиях развития различных геологических процессов наблюдаются по сути идентичные, независимые от геохронологии и пространственного положения происходящих процессов преобразования вещественного состава и структуры. Конвергентность обнаруживается в подобие условий залегания месторождений углеводородов и рудной минерализации [17]. Наиболее ярко конвергенция проявляется для углеводородов. На проблему образование месторождений углеводородов существуют два диаметрально противоположных взгляда, миграционно-осадочная гипотеза и неорганическая, глубинная. Помимо основных гипотез, как показали экспериментальные и полевые исследования, образование углеводородов может происходить даже в поверхностных условиях в водной среде. Подобные изоморфические реакции объясняются одинаковой электронной конфигурацией C ($2p^2$) и Si ($3p^2$), однако энергия связи у C в кислородном тетраэдре (256 ккал/моль) намного больше, чем для Si (190 ккал/моль) [26]. Тесное переплетение эндогенного и экзогенного начала образования различных минеральных ассоциаций оставляет всё меньше и меньше возможностей в однозначности происхождении полезных ископаемых, флюидного генезиса, но объемы залежей и месторождений и скорость их формирования указываю на огромную роль эндогенных факторов. Принципиально эпигенетические изменения осадочных пород не отличаются от гидротермальных изменений рудных месторождений [18].

Конвергентность в геологической среде ярко проявляется в разрушении горных пород. М.А. Садовским была установлена закономерность соседних уровней иерархии неоднородностей разных масштабов, которая состояла в том, что «отношение ее характерных размеров соседних уровней дают приблизительно одно и то же число 3,5, тем самым система неоднородностей проявляет подобие на различных масштабах. Законы, определяющие строение неоднородностей на разных ступенях иерархической системы, имеют существенные общие черты при огромной, около 9 порядков, разнице масштабов и независимо от конкретных условий образования неоднородностей» [21, 22]. В статье [23, 24] были показаны аналогии между землетрясениями и фазовыми переходами 2-го рода,

сходство поведения твердого тела при малых скоростях деформации (крипе) и вязкой жидкости [25].

Кислородные связи в атомах породообразующих минералов объясняют закономерности фрагментации, независимую от условий образования и перераспределения энергии. Кислород организует химические связи во всех породообразующих минералах, образует прочнейшие соединения с кремнием, железом, магнием, алюминием. Кислород входит в химический состав воды, тем самым, образуя общность свойств (в том числе упругих) между горными породами и водными растворами. Физико-химические свойства кислорода определяют фундаментальные свойства геологического пространства. Низкая поляризуемость атомов кислорода обеспечивает упругий и электромагнитный способы передачи энергии и соответственно определяет характер процесса разрушения. Именно упругие свойства являются доминирующим свойством, через которые в основном осуществляются энергетическое взаимодействие. Их вариации несут информацию об изменении структуры и состава геологической среды.

Конвергентность в локализации и сохранении полезных ископаемых по вещественному преобразованию структуре предопределяет относительный характер соотношений упругих свойств вмещающей среды и резервуара. Конвергенция геологических процессов в геофизике может рассматриваться как эквивалентность моделей среды и соответственно необходимость проверки нескольких гипотез (как принцип всестороннего анализа данных).

В рудной геологии в трудах выдающихся геологов В.А. Королева, В.М. Крейтера отмечалось изменения характера трещиноватости с глубиной. «Наблюдения в районах развития рудных месторождений показывают, что с глубиной количество пустот, трещин, брекчий, тектонических глинок и т.п. уменьшается. Тектонические глинки, сопровождающие трещины скалывания постепенно уменьшаются в мощности и на некоторой глубине исчезают. На больших глубинах остаются только структуры течения, а трещины уже отсутствуют» [9, стр. 122].

В нефтяной геологии, подстилающие или прилегающие экраны, стали рассматриваться как значимый по отношению к залежи элемент геологического строения заметно позднее. В начале, эта закономерность описывалась, как особенность присущая данному региону. Для месторождений Самарской области: "Ниже подошв залежей почти всегда имеются плотные, практически горизонтальные слои, сформированные в результате вторичной цементации кальцитом, а также твердым или вязким битумом" [1]. В последующее годы роль экрана в подошве резервуара была признана одним из основных элементов его строения [5]: «Наличие подложки, необходимого элемента резервуара, далеко не всегда осознавалось, так как предполагалось образование залежей исключительно благодаря силам всплытия (архимедовых). Следует всегда помнить, что ПР (природный резервуар) является неотъемлемой частью гидродинамической системы, иногда открытой или с затрудненным сообщением с поверхностью (артезианские), либо элизионной (с обратным направлением изменений гидравлических давлений). Существование таких энергетических систем без подложки невозможно».

Перемещение флюидных потоков можно рассматривать как процесс релаксации упругой энергии в среде. Тогда роль жёсткого тела будет заключаться в следующих двух функциях:

1 - энергетический барьер, поддерживающий определенные стационарность и интенсивность протекания геологических процессов при тектонической активизации. 2 - генератор и преобразователь упругой энергии в энергию физико-химических превращений вещества.

В геологической среде неоднородности могут быть распределены: - организованно; - частично-организованно; - хаотично. Отсюда сейсмическая граница, это (граница) пространственно-организованное изменение параметров и характеристик сейсмического поля.

Модель твердого тела со структурой [19] твёрдое тело – сплошная среда, деформации в ней под действием внешних сил полностью обратимы. В этом теле равномерно рассеяны разномасштабные неоднородности, расстояния между неоднородностями каждого размера

много больше их собственного размера. Объем неоднородностей каждого размера в интервале, пропорциональном размеру неоднородности одинаков. Для модели принято, что скорость релаксации напряжений на неоднородности пропорциональна величине напряжений и обратно пропорциональна размеру неоднородности. При любой деформации в таком теле всегда найдутся неоднородности достаточно большого размера, на которых избыточное напряжение приведёт к разрушению материала:

$$l = \frac{\sigma\eta}{\rho\varepsilon} (1/V^2s)^2$$

l – минимальный размер неоднородности, на которой концентрируется предельное напряжение, ρ – плотность твердого тела, σ – предельное избыточное напряжение, ε – скорость деформации сдвига в твёрдом теле, η – константа, отражающая скорость релаксации напряжений, V^2s – скорость поперечных волн.

При постоянной скорости деформации появляется новый параметр с размерностью длины, твёрдое тело приобретает зависимость от масштаба. Для всякого тела можно подобрать такую низкую скорость деформации, при которой оно разрушаться не будет, рамках модели это соответствует крипу. При высокой скорости деформации сложение неупругих и упругих напряжений приводит к увеличению эффективной прочности (динамическая прочность). Условие пропорциональности скорости релаксации величине напряжений и обратной пропорциональности размеру неоднородности применительно к реальной среде может быть интерпретировано как развитие в каждом элементарном объеме среды преимущественно самой длинной трещины, независимо от того развивается она как равновесная или неравновесная. Развитие наиболее крупной трещины ведёт к сохранности блоков пород, примыкающих к трещине, в том числе служащих резервуарами для полезных ископаемых. Разрывные нарушения как бы «обтекают» более жёсткую неоднородность, на которой или в которой может быть резервуар. Повышение трещиноватости ведёт к снижению модуля упругости пород. В зонах с повышенной трещиноватостью вертикальные напряжения уменьшаются на 8-10 %, в сильно трещиноватых – до 30 %. В зонах разломов напряжения резко снижаются (в 2-2,5 раза), а в породах, расположенных вблизи разломов, - возрастают в 1,3 раза. Зона повышенных напряжений распространяется на расстояние, 1,5-3 раза превышающее мощность зоны дробления тектонического нарушения [15].

Образование зон упрочнения в среде может происходить не только при неупругом деформировании, но и при флюидизации. За счет быстрого увеличения трещинно-пористого пространства флюидное давление падает, что приводит к увеличению эффективного давления и уменьшению кулоновых напряжений при сохраняющемся уровне девиаторных напряжений. При этом происходит некоторое уменьшение внутреннего сцепления ненарушенных участков горной породы, а из-за усилившегося всестороннего обжатия данная область упрочняется, что позволяет рассматривать ее как жёсткое включение [4]. В статическом состоянии жёсткое тело формирует разность вертикальных напряжений между его кровлей и подошвой [27].

Отображение жестких неоднородностей в скорости сейсмических волн: 1 – относительно повышенные значения скорости продольных волн (Vp); 2 - относительно повышенные значения скорости продольных (Vp) волн и поперечных (Vs) волн; 3 – относительно повышенные значения скорости поперечных (Vs) волн и пониженные значения скорости продольных (Vp) волн; 4 – относительно «нормальные» значения скорости поперечных (Vs) волн при относительно пониженные значениях скорости продольных (Vp) волн.

На рассеивающей границе происходит переход упругой энергии в последующую фазу импульса падающей волны [6], что приводит к кажущейся задержке волны и соответственно к кажущемуся понижению скорости (это свойство рассеивающих границ позволяет во многих случаях выделять границу между осадочным чехлом и кристаллическим фундаментом, как пласт пониженной скорости).

Твёрдое тело со структурой при деформировании приобретает свойство зависимости от масштаба. Каждая гармоника в падающей волне взаимодействует со своим масштабом неоднородностей. На разных по упругости неоднородностях в зависимости от частоты рассеяние увеличивается или уменьшается [7, 8]. На мягких неоднородностях с увеличением частоты, рассеяние уменьшается, на жестких неоднородностях с увеличением частоты рассеяние увеличивается.

Резервуар — это жёсткое и пористое тело, с увеличением частоты, рассеяние будет увеличиваться. С увеличением рассеяния будет наблюдаться кажущиеся понижение скорости. Описанная методика обработки и интерпретации была названа автором дисперсионным сканированием [11]. Более подробно отдельные вопросы, освещаемые в докладе, изложены в публикациях [10, 12, 13, 14, 15].

Таким образом, общие закономерности залегания залежей и месторождений флюидного генезиса могут служить комплексным критерием достоверности при прогнозировании геологического разреза по данным сейсмических наблюдений.

Литература

1. Аширов К.Б., Андреев С.С., Цивинская Л.В., Хлуднев В.Ф., Шурунов М.В., Азаров С.С. Геолого-литологические критерии, определяющие возможность прямых поисков залежей нефти и газа // Проблемы количественного прогнозирования нефтегазоности. М.: Наука. 1984.166 с.

2. Воларович М.П., Томашевская И.С., Будников В.А. Механика горных пород при высоких давлениях. М.: Наука, 1979, 152 с.

3. Галимов Э.М. Проблемы геохимии углерода // Геохимия, 1988. № 2, С. 258-279.

4. Добровольский И.П. 1991. Теория подготовки очага землетрясения. М. ИФЗ АН СССР, 1991. 224 с.

5. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. 1996. Геология нефти и газа на рубеже веков. М. Наука, 1996, 176 с.

6. Караев Н.А. Волновые поля, формируемые на гетерогенных зонах // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Л.: вып. XXII, 1982. С. 110-130.

7. Карпенко И.В. Параметрическая сейсморазведка. Определение неидеальной упругости и характеристик неоднородности среды // Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа. М.: Недра. 1988, С. 65-135.

8. Карпенко И.В., Карпенко С.Г., Мельман А.Г., Ильницкий Л.П. О возможностях изучения неупругих свойств и особенностей неоднородности среды по спектрам рассеянных волн. // Геофизический журнал. Том 6. № 1, 1984. С. 61-71.

9. Крейтер В.М. Поиски и разведка месторождений полезных ископаемых. М.: Недра. 1960. 384 с.

10. Кузин А.М. Некоторые особенности интерпретации волновых полей в зонах разрывных нарушений // Геофизика. 1999. № 5. С. 3 – 15.

11. Кузин А.М. Геофизическая среда и интерпретация сейсмических данных // Международная геофизическая конференция «300 лет горно-геологической службе России», Тезисы докладов, Санкт-Петербург 2000. С. 132 – 133.

12. Кузин А.М. Пространственно-фазовая локализация месторождений углеводородов и отображение конвергентности процессов флюидизации в геологической среде по сейсмическим данным / Сборник трудов «Дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений. К 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. ГЕОС, Москва, 2011, С. 276-301.

13. Кузин А.М. О возможной природе относительно низких значений параметра Vp/Vs в рудных залежах флюидного генезиса // Геофизика. 2012. № 2. С. 11-17.

14. Кузин А.М. Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Часть 1. Методологические положения. // Пространство и время. № 1-2(19-20), 2015, С. 302-306. http://www.space-time.ru/arxiv/zhurnal-prostranstvo-i-vremya-1-2-19-2015.html

15. Кузин А.М. Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Часть 2. Методологические положения. // Пространство и время. № 3(21), 2015, С. 270-277. http://www.space-time.ru/_novyij-nomer.html

16. Кузин А.М. О некоторых закономерностях и особенностях распределения скорости продольных волн в зонах разрывных нарушений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 7, 2015. С. 38-46.

17. Поспелов Г.Л. Элементы геологического подобия нефтяных и флюидогенных рудных месторождений // Геология и геофизика, 1967. № 11. С. 3-22.

18. Пустовалов Л.В. «Вторичные изменения осадочных горных пород и их геологическое значение». Тр. Геол. ин-та АН СССР, вып. 5, 1956. С. 49-52.

19. Родионов В.Н., Сизов И.А., Цветков В.М. Основы геомеханики. М. Недра. 1986, 301 с.

20. Ружич В.В. Разломные узлы, их механизм и роль в становлении напряженного состояния земной коры Байкальской рифтовой зоны // Математические экспериментальные методы в дизъюнктивной тектонике. М.: Наука. 1986. С. 68-94.

21. Садовский М.А. О естественной кусковатости горных пород // ДАН СССР, т 247, 1979. № 4, С. 829.

22. Садовский М.А., Болховитинов Л.Г., Писаренко В.Ф. О свойствах дискретности горных пород // Изв. АН СССР. Физика Земли, 1982. № 12, С. 3 – 19.

23. Садовский М.А., Голубева Т.В., Писаренко В.Ф., Шнирман М.Г. Характерные размеры горной породы и иерархические свойства сейсмичности. // Физика Земли, 1984, № 2, С. 3-15.

24. Садовский М.А., Писаренко В.Ф. Подобие в геофизике. Избранные труды: Геофизика и физика взрыва / Садовский М.А.; Отв. ред. В.В. Адушкин. – М.: Наука, 2004. С. 319-331.

25. Садовский М.А., Родионов В.Н., Сизов И.А. Критерии подобия и дезинтеграции медленно деформируемых твердых тел. Избранные труды: Геофизика и физика взрыва / Садовский М.А.; Отв. ред. В.В. Адушкин. – М.: Наука, 2004. С. 402- 405.

26. Стенина Н.Г. Redox как главный фактор углеводородного потенциала самоорганизующейся минеральной материи // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 327-329.

27. Теоретические основы инженерной геологии. Механико-математические основы. Под ред. акад. Е.М. Сергеева. М. Недра, 1986, 254 с.

НАСЛЕДОВАНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР И ГЕОМОРФОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕКТОНИЧЕСКИХ УЗЛОВ КАК ВОЗМОЖНЫЕ ПОИСКОВЫЕ ПРИЗНАКИ ПЛОЩАДЕЙ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА НЕФТЬ И АЛМАЗЫ

Кутинов Ю.Г., Чистова З.Б., Полякова Е.В., Минев А.Л.
ФГБУН ФИЦКИА РАН, Архангельск
E-mail: kutinov@fciarctic.ru

Нами было проведено сопоставление подготовленной цифровой модели современного рельефа (ЦМР) территории Архангельской области (рис. 1, В), схемы неотектонического районирования северной части Русской плиты (рис.1, А) и схемы условной вероятности встречи нефтяных и газовых месторождений (рис. 1, Б) по неотектоническим данным на площади Мезенской синеклизы [6], построенной на основе анализа деформаций подошвы четвертичных отложений, которое показало тождественность выделяемых структур (во всяком случае площадное совпадение). Учитывая, что при построении схемы условной вероятности встречи нефтяных и газовых месторождений использовались значения мегатрещиноватости территории, сопоставление проводилось также с картой индекса расчленённости рельефа (рис. 1, Г).

Следует отметить, что:

1) тектонические структуры рассматриваемого региона пережили сложную эволюция развития, насчитывающую до 10 этапов тектонической активизации;

2) существуют многочисленные разрозненные факты, подтверждающие наследование тектонических структур на разных уровнях разреза;

3) практически отсутствуют результаты анализа пространственных закономерностей наследования.

Вопрос этот имеет не только теоретическое, но и практическое значение, т.к. наследование и/или отсутствие оного позволяет сделать вывод о миграции глубинных флюидов по латерали и вертикали и возможной активизации разломов при разработке месторождений полезных ископаемых. Поэтому, в первую очередь, на данном этапе исследований нами была предпринята попытка проанализировать пространственные закономерности наследования структур фундамента в современном рельефе [1].

Данные о глубине залегания фундамента получены из «Карты рельефа поверхности фундамента» м-ба 1:1000000 [2, с. 50]. Процесс получения цифровой модели рельефа поверхности фундамента состоял из трех этапов:

1) сканирование исходного материала;

2) оцифровка изогипс глубин залегания фундамента;

3) создание цифровой модели глубины залегания в среде ESRI ArcGIS 10 с применением модуля Topo to Raster.

Цифровая модель дневного рельефа Архангельской области строилась на основе глобальной модели ASTER GDEM v.2, дополненной в областях разрыва данными GMTED2010. Методика построения подробно описана в [4].

Поскольку на территории области исследования высота рельефа земной поверхности измеряется десятками и, максимум, первыми сотнями метров, а глубина залегания фундамента – километрами, произвести анализ зависимости величин друг от друга графически представляется затруднительным. Поэтому было проведено математическое нормирование значений высот рельефа дневной поверхности *R(x)* и глубин фундамента *F(x)* в диапазоне от 0 до 1 по следующей формуле:

$$y' = \frac{y - y_{min}}{y_{max} - y_{min}}$$

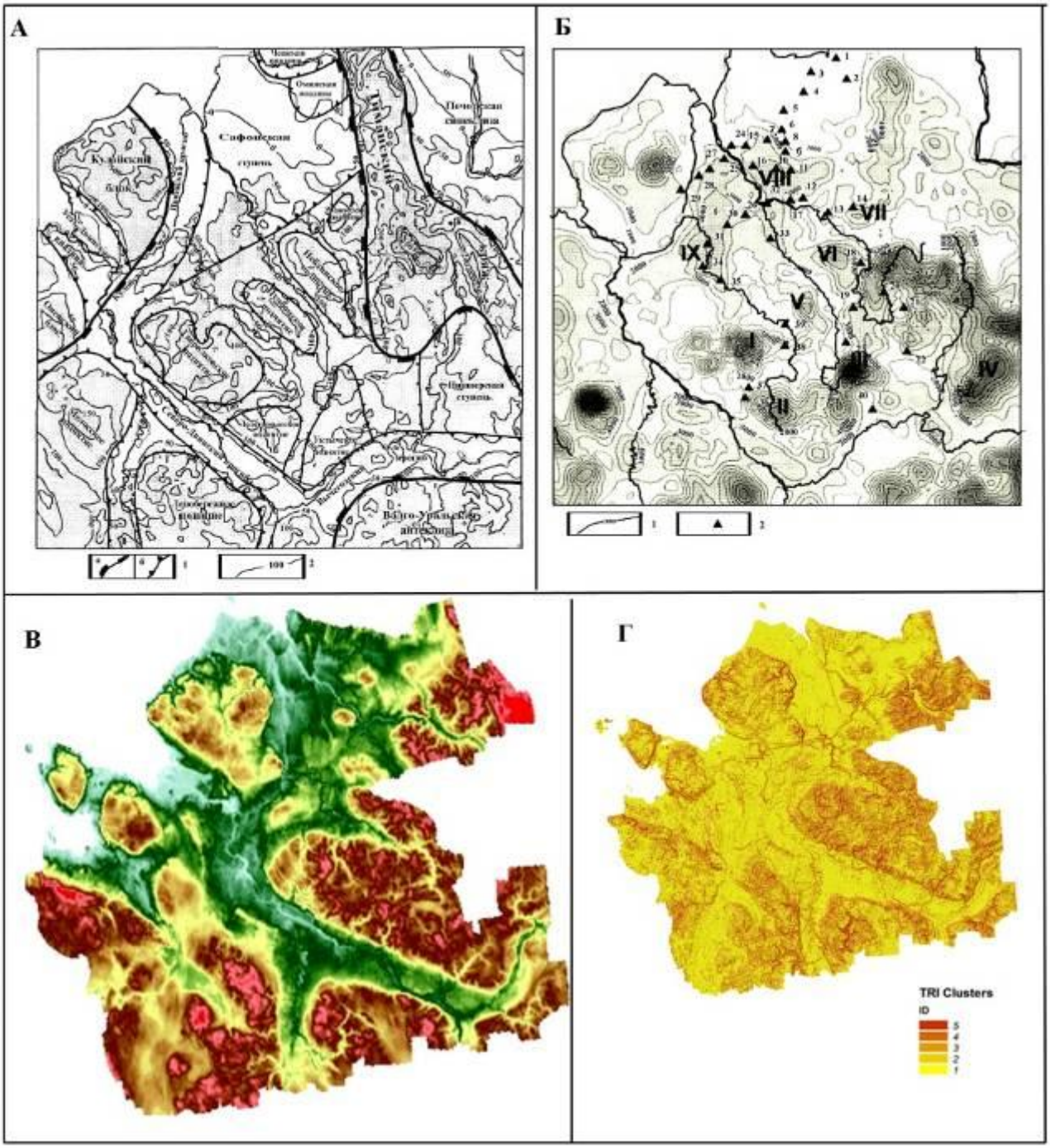


Рис. 1. Схема сопоставления материалов. А - Схема неотектонического районирования северной части Русской плиты [6]: 1 - границы структур первого (а) и второго (б) порядков; 2 - стратоизогипсы поверхности дочетвертичных отложений, м; Б - Схема условной вероятности встречи нефтяных и газовых месторождений по неотектоническим данным на площади Мезенской синеклизы [6]; В – подготовленная ЦМР; Г - карта индекса расчленённости рельефа.

В результате была получена матрица нормированных значений глубины залегания фундамента MF_n и матрица нормированных значений высоты рельефа поверхности MR_n. Дальнейший анализ характера отражения структур фундамента в дневном рельефе осуществлялся на основе значений матриц разности ($M^- = MF_n - MR_n$) и суммы ($M^+ = MF_n + MR_n$).

Значения разностей и сумм нормированных значений описывают определенные формы рельефа фундамента и дневной поверхности (рис. 2, А). На первом этапе стояла задача разделить область исследования на два типа форм (обратные и прямые). Для этого введено понятие абсолютной разницы нормированных значений матриц высоты земной поверхности и глубины залегания фундамента $M^{abs} = |MF_n - MR_n|$.

Имея в виду такое обозначение, можно говорить, что: 1) значения матрицы абсолютной разности M^{abs}, приближающиеся к 1, будут соответствовать обратным формам; 2) значения матрицы абсолютной разности M^{abs}, приближающиеся к 0, будут соответствовать прямым формам (рис. 2, Д). На следующем этапе решалась задача выделения внутренней структуры форм (рис. 2, Д). Обратные формы по своей внутренней структуре делятся на два класса:

1) **впадина-выступ -** те участки области исследования, в которых одновременно с опусканием фундамента наблюдается поднятие земной поверхности. Характеризуют эти участки значения матриц разницы, близкие к -1;

2) **выступ-впадина** – участки, в которых одновременно с поднятием фундамента наблюдается опускание земной поверхности. Этим участкам соответствуют значения матриц разности, близкие к 1. Прямые формы в свою очередь так же делятся на два класса:

1) **выступ-выступ** – те участки, в которых одновременно с поднятием фундамента наблюдается поднятие земной поверхности. Характеризуют эти участки значения матриц суммы, близкие к 2;

2) **впадина-впадина** – участки, в которых одновременно с опусканием фундамента наблюдается опускание земной поверхности. Им соответствуют значения матриц суммы, близкие к 0.

Комбинируя значения матриц разницы и суммы таким способом, можно провести районирование исследуемой территории по формам отражения структур фундамента в дневном рельефе (рис. 2.Д).

Отдельным вопросом было проведение предварительных исследований для характера дневного рельефа тектонических узлов на исследуемой территории с помощью расчетов значений геоморфометрических параметров по созданной нами цифровой модели рельефа [3], и их дальнейший анализ для выявления закономерностей и характера проявления, присущих дневному рельефу тектонических узлов.

Для решения этой задачи были рассмотрены 18 наиболее крупных тектонических узлов. По каждому из них были подготовлены векторные слои с полигонами границы периферии узла, всех промежуточных пересечений и центра узла. Далее по каждому полигону границы с помощью модуля SAGA GIS «Clip Grid With Polygon» из цифровой модели рельефа были вырезаны цифровые модели узлов и всех пересечений внутри узла. По авторским методикам были проведены расчеты распределения высот рельефа, индекса расчленённости и углов наклона на площади тектонических узлов (рис.2, Б, В, Г). Полученные результаты носят весьма предварительный характер и, в первую очередь, были нацелены на верификацию предложенной методологии и разработанных технических приемов ее реализации на практике.

По распределению значений высот узлы делятся на три группы (рис. 2, Г):

- первая группа – большая площадь узла (до 160 тыс. ячеек, размер ячейки 30х30 м) подразделяется на две подгруппы: 1а - высоты до 150 метров, и 1б - высоты до 350 метров;

- вторая группа – узлы средних размеров (средняя площадь узла до 60 тыс. ячеек) также подразделяется на две подгруппы: 2 а - высоты до 100 метров, и 2б - высоты до 250 метров;

- третья группа узлов – на площади до 20 тыс. ячеек показатель расчленённости изменяется от 0 до 1,75. Максимум (по площади) характеризуются показателем 0,5-0,75 и углами 1,5 градуса. К подгруппе 1б относятся Зимнебережный кимберлитовый район и площади перспективные на обнаружение кимберлитовых районов и полей по геохимическим данным, участки перспективные на обнаружение нефти и газа в Мезенской синеклизе относятся к подгруппе 1б.

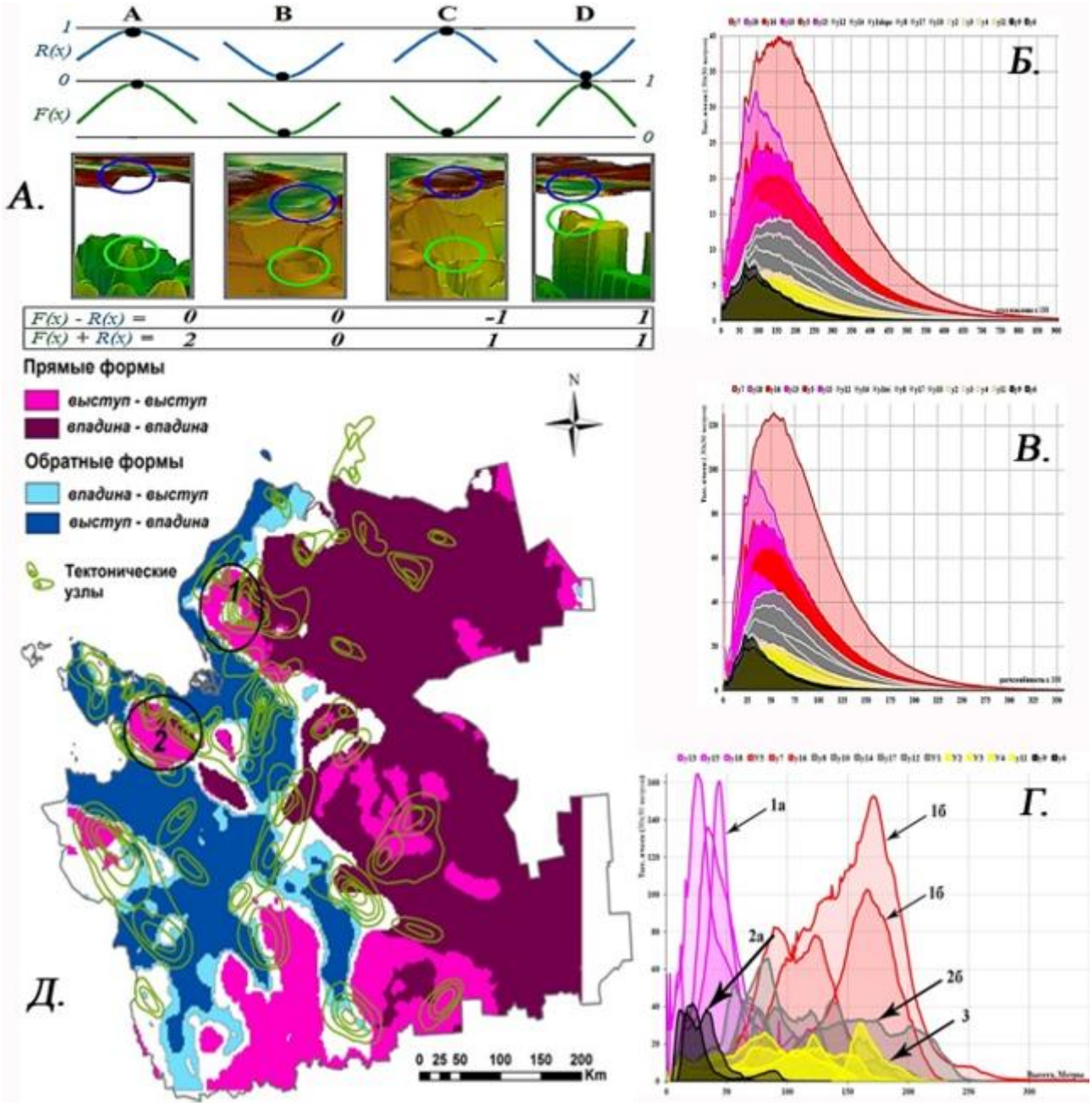


Рис. 2. Отражение районов кимберлитового магматизма и перспективных на обнаружение нефти и газа месторождений в цифровых моделях фундамента и современного рельефа

А - разность и сумма нормированных значений функций: a), в) – прямые (повторяющиеся) формы; c), d) - обратные (противоположные) формы;

Б - характер распределения значений углов наклона на площади тектонических узлов;

В - характер распределения значений индекса расчленённости на площади тектонических узлов;

Г - распределение высот в тектонических узлах;

Д - сопоставление форм наследования структур фундамента в современном рельефе и геоморфометрических параметров тектонических узлов с проявлениями кимберлитового магматизма и участками условной вероятности встречи нефтяных и газовых месторождений по неотектоническим данным на площади Мезенской синеклизы: 1 - проявления кимберлитового магматизма (1-Зимнебережный кимберлитовый район, 2 – Ненокское поле мелилититов); 2 - участки условной вероятности встречи нефтяных и газовых месторождений по неотектоническим данным.

Таким образом, на основе цифрового моделирования (по авторским методикам) проведены расчеты отражения структур кристаллического фундамента в современном

рельефе (рис. 2 А) и геоморфометрических параметров тектонических узлов (рис. 2 Б, Г). Результаты расчетов говорят о том, что проявления кимберлитового магматизма и площадей перспективных на поиски нефти приурочены к прямым формам отражения структур фундамента в современном рельефе, структурно характеризующиеся как «выступ-выступ» (рис. 2, Д), к подгруппе тектонических узлов 1б относятся Зимнебережный кимберлитовый район и площади перспективные на обнаружение кимберлитовых районов и полей по геохимическим данным, участки перспективные на обнаружение нефти и газа в Мезенской синеклизе относятся к группе 1и 2 (рис. 2 Г).

Полученные результаты позволяют разработать дополнительные поисковые признаки кимберлитового магматизма и нефтегазовых бассейнов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ-Арктика, проект № 18-05-60024.

Литература

1. Кутинов Ю.Г., Полякова Е.В., Чистова З.Б., Минеев А.Л. Отражение структур кристаллического фундамента Архангельской алмазоносной провинции в современном рельефе // Сергеевские чтения. Инженерная геология и геоэкология. Геоэкологическая безопасность разработки месторождений полезных ископаемых. М.: РУДН, 2017. Вып. 19. С. 514-518.

2. Кутинов Ю. Г., Чистова З. Б. Разломно-блоковая тектоника и ее роль в эволюции литосферы //Литосфера и гидросфера европейского Севера России. Геоэкологические проблемы. - Под ред. Ф.Н. Юдахина. Екатеринбург: УрО РАН, 2001. С. 68-113.

3. Минеев А.Л., Кутинов Ю.Г., Чистова З.Б., Полякова Е.В. Подготовка цифровой модели рельефа для исследования экзогенных процессов северных территорий Российской Федерации //Пространство и Время. 2015. № 3(21). С. 278-291.

4. Минеев А.Л., Полякова Е.В., Кутинов Ю.Г., Чистова З.Б. Методические аспекты создания цифровой модели рельефа Архангельской области на основе ASTER GDEM V. 2 // Современные проблемы науки и образования, 2015. № 2; URL: www.science-education.ru/129-21949

5. Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Зайцев В.А. Перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы по неотектоническим данным //Геология нефти и газа. 1997. № 6.

ГЛУБИННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГА РОССИИ

Лебедько Г.И.
Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону
E-mail: Tiger.71@mail.ru

Традиционные подходы и методы поисково-прогнозных ГРР на УВ в пределах южного региона (рис. 1) результатов не дали. Об этом свидетельствует падение добычи на территории Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции.

Используемые методические подходы и применяемые технологии не в состоянии исправить ситуацию и дать такие рекомендации, которые заинтересовали бы недропользователей.

Современной состояние нефтегазовой отрасли и анализ существующих проблем Северо-Кавказского региона требует пересмотра действующей парадигмы геологоразведочных работ. Давно назрела необходимость смены, не оправдывающей себя практики ведения поисков УВ залежей. Наблюдаемое в течение многих десятилетий низкое значение успешности поисков ни в коем случае не связано с оскудением недр. Причина в целом заключена в устаревшей методологии поисков нефти. Нефть не кончается, заканчиваются идеи, определяющие развитие новых направлений ГРР.

Достижения наук о Земле в целом требуют принятия новой нефтегазовой парадигмы, в основе которой должна быть нелинейная геодинамика. В ней процесс формирования углеводородов связан с антиэнтропийной самоорганизацией в открытых, термодинамически неравновесных природных системах, эволюционирующих вследствие коллективных (кооперативных) взаимодействий отдельных частей систем. И, таким образом, реализуется синергетический подход [1], который свидетельствует о том, что формирование месторождений нефти и газа представляет собой конечный результат разнородных и многоуровневых процессов в сложной природной системе, действующих по принципу взаимной дополнительности (нелинейность процессов и в целом их кооперативный характер).

На повестке дня внедрение новой геологической парадигмы, в основе которой лежит отход от классической осадочно-миграционной теории, и смена вектора ГРР на базе глубинно-фильтрационной (кооперативной) модели формирования нефтегазовых залежей. В настоящее время следует исходить из того, что для формирования углеводородных залежей (и сохранности их в жидкой фазе) не существует «запрещённых» пород-коллекторов ни по глубине залегания (известны открытия нефти на глубине 11 км), ни по возрасту (нефтегазоносные толщи вскрыты от докембрия до неогена), ни по степени метаморфизма (от песчаников до гранитов и базальтов).

Структура размещения УВ месторождений в регионе указывает на их группировку, которая отражена в концентрации месторождений УВ на достаточно ограниченных площадях. На таких участках резко возрастает потенциал нефтегазоносности либо за счет значительных размеров месторождений, либо вследствие увеличения удельного количества залежей на единицу площади.

Первое относится к преимущественно газовым и газоконденсатным месторождениям, второе – в основном нефтяным. Кроме того, для нефтяных месторождений в пределах Восточного Предкавказья часто характерны многопластовые залежи. Такой факт концентрации залежей углеводородов в ограниченном объеме достаточно распространен. В последнее время получены многочисленные материалы о геологически быстрых темпах формирования нефтяных месторождений и их связи с локализованными потоками в разрезе стратисферы.

В наиболее яркой форме роль локализованных потоков углеводородов проявляется в случае формирования многопластовых месторождений, контролируемых дизъюнктивными нарушениями. Многочисленные залежи в разрезе оказываются совмещёнными, по П.Н. Кропоткину, в своеобразной – «трубе дегазации». Такие залежи контролируются значительными мощными градиентами потенциальных полей, которые фиксируют глубинные подвижные зоны фундамента платформы.

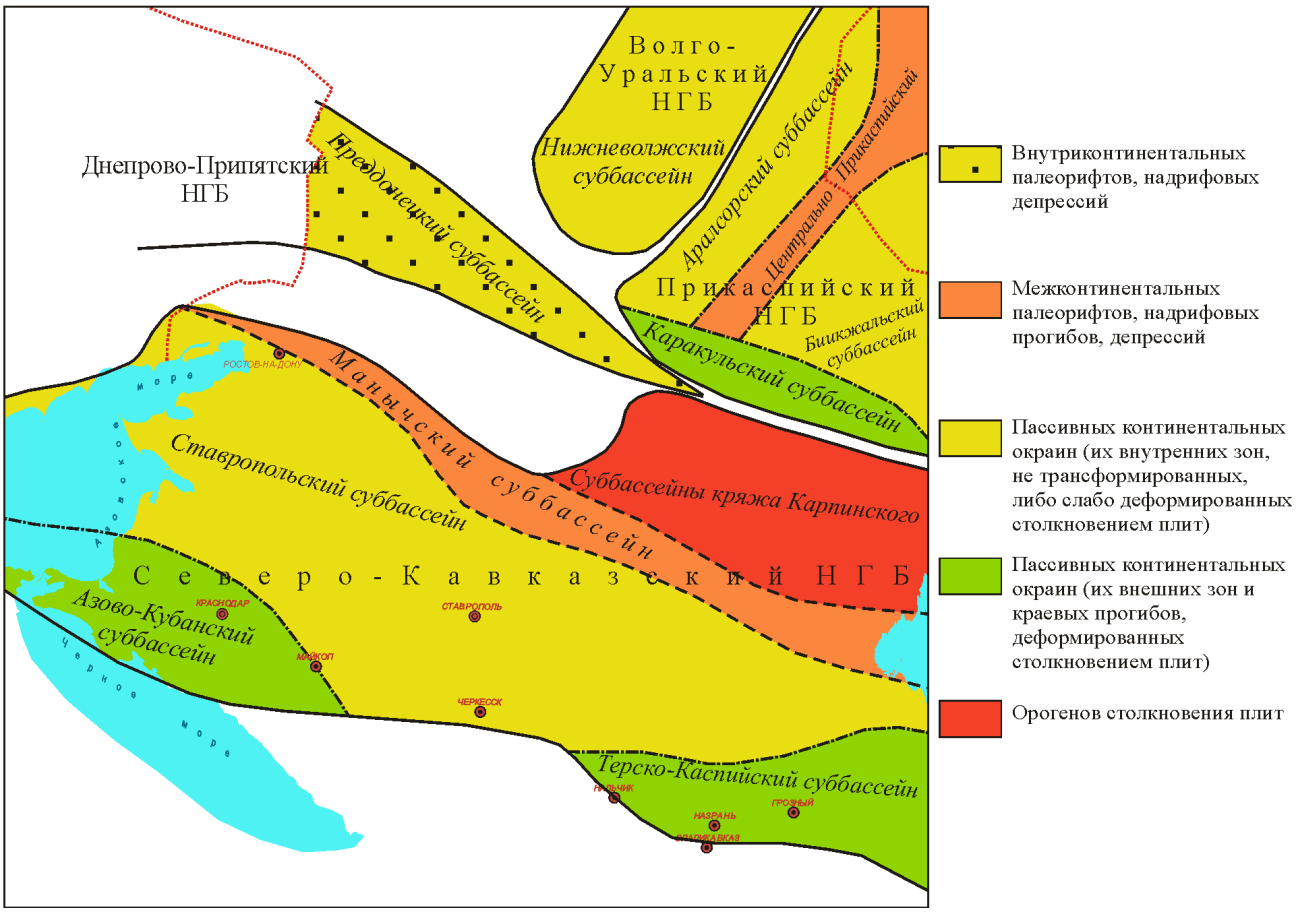


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования южного региона

Указанная закономерность в распределение месторождений углеводородов на территории Предкавказья свидетельствует о наличии группы факторов, которые определили подобную продуктивную самоорганизацию углеводородного вещества, в виде «полей концентрации», которые при региональных прогнозных исследованиях рассматривались, как объект поиска.

Структурный фактор нефтегазоносности включает два прогнозных параметра - наличие коллектора и флюидоупора. Практика ведения ГРР показала необходимость введения в поисково-разведочную стадию анализ вертикальных зон тепломассопереноса (флюидопотоков). Результат исследований позволит, помимо структурного фактора, дать оценку углеводородного потенциала объекта, который определяет формирование труб дегазации.

На Юге России гранулярные коллектора мезо-кайнозая практически выработаны. Это касается также и трещиноватых коллекторов в рифогенных толщах нижнего триаса и верхнемеловых (маастрихт) известняках Восточного Предкавказья. На повестке дня стоит освоение глубоко залегающих подсолевых рифогенных толщ верхней юры Северо-Кавказской НГП. При этом значительные глубины залегания и технические трудности при проходке продуктивных горизонтов значительно удорожают этот проект. Однако в перспективе он может составить на практике конкуренцию потенциалу гранулярных коллекторов.

Важным становится палеозойское направление, которое охватывает, в первую очередь, рифогенные образования C_1-C_2^1 (в основном нефтеносных рифогенных толщ башкирского яруса). Перспективный район охватывает территорию Ростовской области (от границ с Украиной до северо-запада Волгоградской области). На этой территории в башкирских карбонатных отложениях выявлено два нефтяных месторождения (Тишкинское и Леоновское). Западнее (Луганская обл.) УВ месторождения выявлены в отложениях

палеозоя и докембрия. На востоке располагается крупнейшее Астраханское газоконденсатное месторождение.

Еще один перспективный район развития карбонатных толщ C_2^1 охватывает юго-восток Ростовского выступа (юго-восток Ростовской области и север Краснодарского края). Можно заключить, что геолого-экономическое значение палеозойского рифогенного направления в перспективе значительно возрастёт и важное значение приобретает выбор оптимального подхода к прогнозной оценке нефтегазоносности карбонатных толщ доюрского (палеозойского) основания.

Проблемы нефтегазообразования в органогенных постройках весьма сложные из-за их многодисциплинарного характера, включающего необходимость анализа геологических данных, но и геодинамических, биохимических и других факторов. Они представляют собой природные биогеохимические реакторы, в которых сосуществуют неорганические (кальцит, доломит) компоненты и органическое (элементоорганическое) вещество. Особые свойства карбонатного породообразующего вещества требуют иного подхода к проблеме формирования ресурсного потенциала месторождений в рифогенных продуктивных структурах. Необходимо отойти от ортодоксального отношения к органогенной постройке только как ёмкости для газа.

В консолидированных толщах основания плиты преобладают нестратиформные ловушки, связанные с зонами трещиноватости, откольными и листрическими нарушениями (любыми проявлениями дилатансии). Сформированные «рыхлые» структуры имеют минимальные размеры пустотных ячеек (вплоть до нанометров).

В таких условиях очевидна связь залежей УВ не со структурными факторами, а с процессами разуплотнения карбонатных пород. Результатом этого является отсутствие чётких поисковых критериев таких коллекторов (трещинно-кавернозных и порово-кавернозных).

Для регионального прогноза важным фактором необходимо считать особенности формирования позднеорогенных гранитогнейсовых массивов (куполов), широко представленных в консолидированном основании Скифской плиты. С позднепалеозойскими куполами отмечается сопряжённая взаимосвязь с рифовыми структурами мезозоя. Механизм всплывания в высокоупругой геологической среде сопровождался подтеканием под воздымающийся купол значительных объемов вмещающего субстрата. На флангах куполов возникало явление субдукции, в результате которого возникли орогенные прогибы. В этих конседиментационных бассейнах были сформированы шельфовые структуры триаса-юры.

Главной задачей прогноза следует считать поиск оптимального решения возникшего расхождения между минимальным ростом эффективности ГРР сравнительно с возрастающими затратами на технико-технологическое оснащение нефте-геофизических компаний. Решить этот вопрос можно при совмещении достоинств высокого разрешения по вертикали (ГИС и сейсморазведка) с достаточно высоким разрешением по горизонтали (сейсморазведка и данные потенциальных полей).

Второй путь представляет собой возврат к неглубокозалегающим (1,0-3,5 км) глинисто-аргиллитовым толщам кайнозоя, характеризующимся трудноизвлекаемыми запасами. Этот путь позволит в ближнесрочной перспективе значительно увеличить ресурсную базу региона. Предлагаемое направление включает все сложноэкранированные (неантиклинальные) ловушки кайнозоя, в первую очередь, толщах майкопской серии, хадумской и кумской свит, объединённых общим термином «хадумиты».

Проблемы оценки нефтегазоносности глинистых отложений майкопской серии остаются все еще нерешёнными. Причина этого кроется не в ограниченности продуктивного разреза и не в отсутствии перспективных объектов, а является следствием того, что поисковые работы, проведенные в разные годы, на территории Северо-Кавказской НГП, не выявили традиционных гранулярных пластовых коллекторов. Поэтому ГРР на майкопских объектах практически были прекращены, а внимание производственников было сосредоточено на более глубоких горизонтах мезозоя.

Залежи нефти в хадумитах связаны с тектонически активными зонами, в которых происходит очаговое насыщение отдельных резервуаров. Коллектор нефти представлен тонкослоистыми глинами с первичной текстурной неоднородностью, которая определяет разуплотнение (раздвинутость) плитчато-листоватых фрагментов вследствие наложенных тектонических, литологических, геохимических и др. процессов. Плотность трещин значительна, при этом, диагностика их затруднена, т. к. основная масса совпадает с плоскостью напластования.

Межслоевая трещиноватость глинистых коллекторов носит ориентированный характер с определяющим трендом по напластованию (в гранулярных коллекторах такая ориентированность отсутствует). Наполняемость коллектора определяется густотой трещиноватости, составляющей основу нефтенасыщенного пространства. Фильтрация жидкости поддерживается секущими трещинами. Продуктивные залежи сосредоточены в участках схождения вертикальных разрывов и субгоризонтальных (откольных) разломов надвигового типа. Залежи «запечатаны» (АВПД резко повышено).

Не вызывает сомнений надразломный генезис УВ залежей. В переделах Западно-Кубанского прогиба зона глубинного разлома, выделенная по сейсмогеологическим и геоэлектрическим данным, сопровождается масштабной зоной флюидизации субширотной ориентировки. Она усилена эманационным потоком, максимум которого проявлен севернее - уже в пределах Тимашевской ступени. Протяжённая зона эманационного потока простирается субширотно. С этой структурой связаны нефтяные залежи Ахтырской зоны.

Сложившаяся в регионе ситуация поставила под сомнение перспективность хадумитов, несмотря на их значительный УВ потенциал, подтверждённый рядом выявленных промышленных месторождений, действующих до сих пор. Однако, по мнению многих исследователей, низкая эффективность ГРР обусловлена не завышенной оценкой перспективности хадумитов, а с несовершенством принятой в прежние времена методической основы поисков, которая применялась при выявлении гранулярных коллекторов.

Существующая парадигма генезиса нефти задерживает развитие нефтегазового комплекса региона и поэтому необходимо признание ведущей роли глубинной миграции УВ флюидов, которая резко повышает потенциал глинистых толщ майкопской серии, представляющей собой не только флюидоупор, но и в определенных условиях являющейся вместилищем УВ.

Современные условия развития южного региона определяют интегрированный подход к региональным исследованиям, соответствующим любым изменениям в регионе. Такой подход соответствует основным положениям синергетики и заключается в адекватной реакции в открытых системах, что должно стать парадигмой управления нефтегазового комплекса. Соответственно, перспективы развития нефтегазовой отрасли юга России необходимо связывать не только с шельфом южных морей, но и с глубокими горизонтами в пределах установленных в регионе нефтегазоносных бассейнов.

Поскольку теоретическая основа нефтегазовой геологии до сих пор не обеспечена эффективной, научно обоснованной теорией нефтегазообразования, методика поиска УВ залежей не отвечает современным требованиям глубинного прогноза нефтегазоносности.

Практический подход по ведению ГРР на Юге России (рис. 2) требует ввести в поисково-разведочную стадию в качестве прогнозных параметров (кроме структурного фактора) анализ вертикальных флюидопотоков (зон тепломассопереноса) [2].

Весь комплекс полученных данных свидетельствует о том, что каналы для вертикальной миграции флюидов формируются в процессе активных динамических процессов в земной коре, которые определяют гидроразрыв осадочных толщ. При этом в пределах зон нефтегазонакопления возникают участки АВПД, для которых фиксируются значения коэффициента аномальности, достигающие 1,9-2,0. По геодинамическим данным нефтегазоносен практически весь вскрытый разрез (до глубины 6-7 км). Многочисленные данные свидетельствуют о том, что формирование УВ залежей продолжается и в современную эпоху.

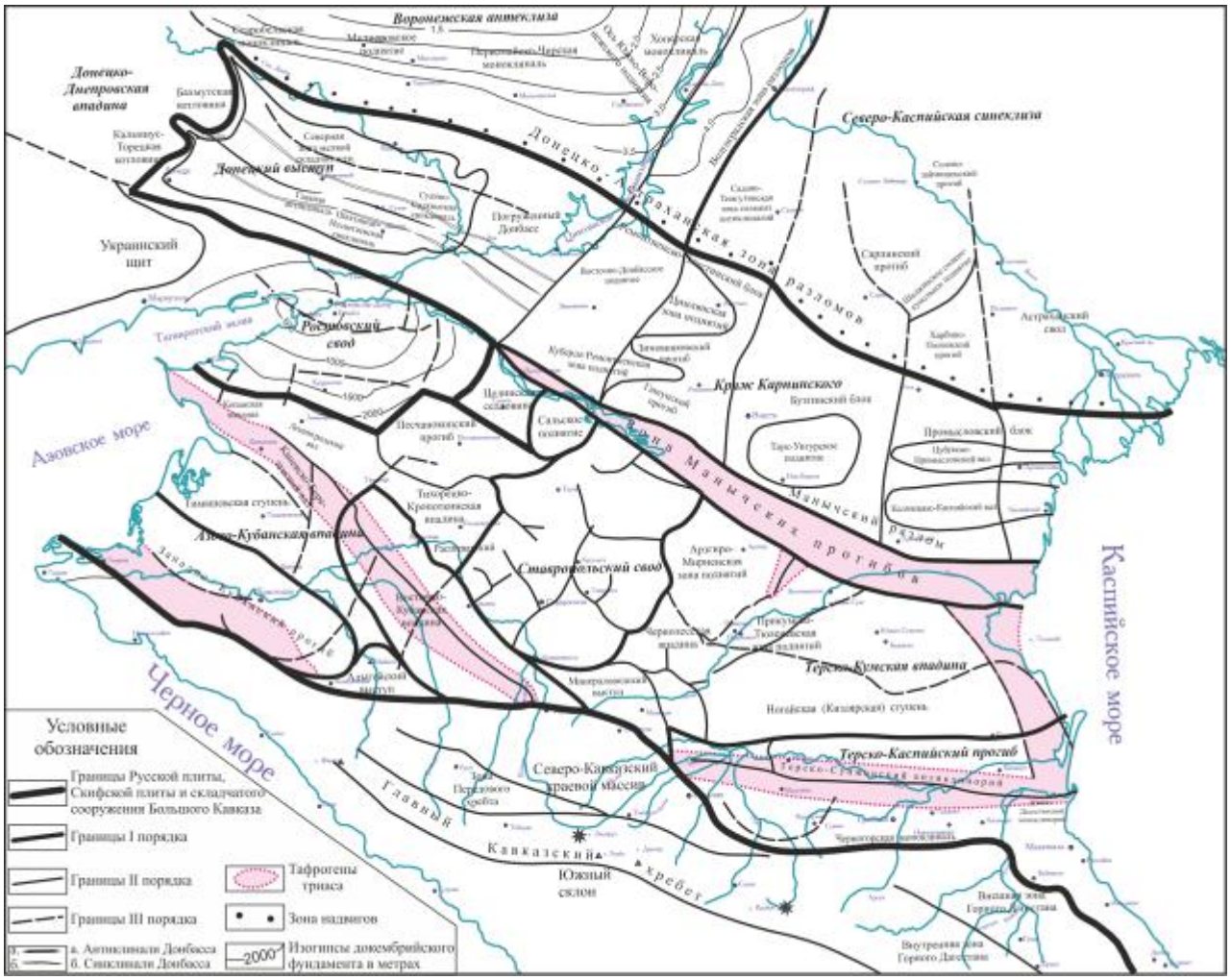


Рис. 2. Схема тектонического районирования фундамента Юга России.

Генезис углеводородных месторождений определяется сложными многофакторными явлениями, которые по-разному влияют на формирование залежей углеводородов. Глубинные источники флюидов находятся в верхней мантии, откуда поступает свободный водород и связанный (окисленный) углерод. Восходящие флюидные потоки перемещают в верхние горизонты коры различные природные компоненты. На механизм первичной миграции оказывают влияние волноводы, которые служат промежуточным реактором, где осуществляется следующий переход открытой флюидной системы к стационарному состоянию.

Периодический колебательный процесс приводит к достижению флюидными потоками пористых осадочных толщ или трещиноватых консолидированных образований. В них создаются предпосылки накопления углеводородных залежей, рудных тел и любых минеральных обособлений. Разброс глубинных параметров в коре значителен и меняется от стабильных тектонических условий плиты до аномально высокого теплового потока в активных зонах (рифтогенеза, субдукции и др.) Этим определяется дальнейшая история флюидодинамических систем. При этом процессы накопления углеводородов и рудных масс часто идут параллельно, к тому же иногда в одних и тех же зонах.

Прогнозирование требует строгого соответствия формальной постановки задачи с сутью геологических процессов, а не усложнение математического аппарата. С позиции методологии исследования геологического пространства становится ясно, что назрела необходимость смены, не оправдывающей себя практики ведения поисков УВ залежей, а оптимальные решения по развитию нефтегазового комплекса Юга России следует перенести на интеллектуальную, а не техническую плоскость. Наблюдаемое в течение

многих десятилетий низкое значение успешности поисков ни в коем случае не связано с оскудением недр. Причина кроется в устаревших подходах и не оправдывающей себя методологии прогноза, особенно в районах сложного геологического строения.

Переход на более высокий информационный уровень в оценке перспектив нефтегазоносности южного региона возможен в результате решения двух проблем: необходимы новые, фактически обоснованные идеи, а также внедрение современных технологий (и не только сейсморазведочных).

Литература

1. Лебедько Г.И. Синергетика нефтегазообразования. Монография. Издательство LAP LAMBERT Academic Publishing. 2012 – 190 с.

2. Лебедько Г.И., Кузин А.М. Геолого-геофизическая интерпретация флюидоносных зон земной коры Северного Кавказа. Монография. – Ростов-на-Дону, Издательство СКНЦ ВШ ЮФУ АПСН. 2010. – 302 с.

ГЛУБИННЫЙ ГЕНЕЗИС НЕФТИ КАК ОДНО ИЗ ПРОЯВЛЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФУНКЦИЙ АБИОТИЧЕСКИХ СФЕР ЗЕМЛИ

Лурье М. А.
Институт нефте- и углехимического синтеза Иркутского государственного университета, Иркутск, Россия; miklur@rambler.ru

Наряду с существующей концепцией биосферного происхождения нефти и газа идея о глубинном, абиогенном их образовании была выдвинута А. Гумбольдтом (1805), М. Бертло (1866 г.), а затем Д.И. Менделеевым (1877 г.). В 20 веке базовые положения глубинного нефтегазообразования были сформулированы и развивались Н.А. Кудрявцевым, П.Н. Кропоткиным и др.

Одним из уязвимых положений теории биогенного нефтегенеза является то обстоятельство, что практически все остатки биоценозов используются самой биосферой, а нефтяные углеводороды (УВ) не найдены ни в одном живом организме [1]. Перечень основных количественных доказательств несостоятельности ряда базовых положений биогенной концепции представлен в [2], где указано, «что одним из главных аргументов, свидетельствующих против теории биогенеза, является стехиометрический расчет, из которого следует, что при термокаталитической деструкции керогенов должно выделиться в виде коксовых отложений 500-700 г углерода на каждый килограмм нефти. Между тем никто, нигде и никогда не обнаруживал таких отложений ни в «нефтематеринских», ни во вмещающих, ни в транзитных породах».

В рамках представлений о глубинном образовании нефти и газа центральным является вопрос о том, что является исходным материалом для образования нефтяного вещества. По мнению Д.И. Менделеева ключевой реакцией может быть взаимодействие карбидов глубинных металлов с водой. Однако, карбиды встречаются только в виде мельчайших, редко встречающихся и рассеянных в породах выделений. В качестве другой ключевой реакции неоднократно предлагалось использовать реакцию Фишера-Тропша ($CO + H_2$), протекающую на катализирующих поверхностях.

В [3] показано, что в силу целого рада причин эта реакция не может быть реализована с получением различных УВ в геологических условиях. Главным препятствием являются наличие серы в глубинных флюидах, которая отравляет катализаторы, а также закоксовывание их поверхности. Кроме того, наличие в реакционной смеси избытка водорода может приводить к обрывы цепей полимеризационных преобразований.

Таким образом, исходным материалом для образования нефтяного вещества следует считать CH_4, который имеется в огромных количествах в глубинных флюидах. Правомерность этого заключения подтверждается результатом химико-математического исследования огромного количества нефтей [4], показавшего, что поскольку для состава таких систем характерна незавершенность химических превращений с сохранением остатков непревращенного сырья, этим сырьем оказался CH_4. Подобный вывод сделан также на основе исследования генезиса нефтей с использованием закономерностей изменения энтропии, законов термодинамики и динамики изменения информации [5], а генерация нефтяных УВ есть результат каталитического преобразования этого простейшего УВ. Сам же он является продуктом взаимодействия электронных орбиталей глубинных углерода и водорода [1]. В [6] представлена схема образования CH_4 в мантии Земли в результате взаимодействия четырех валентных диполей «кристалла» атома углерода с четырьмя атомами водорода.

Следует ответить на вопрос, каким образом полимеризационные преобразования CH_4 приводят к формированию нефтяного вещества, учитывая, что оно не является только углеводородной системой, а содержит в своем составе ряд гетерокомпонентов, а также микроэлементы (металлы). Среди первых в максимальном количестве представлена сера. В большинстве нефтей среди металлов с большим преимуществом преобладает ванадий. Большое содержание серы в нефтях в сравнении с биомассой является одним из коренных отличий их элементных составов. Соотношение S/C в нефтях на 1-2 порядка выше, чем в

биомассе [4]. Сера живых организмов входит в состав всего лишь 2-х из 20 аминокислот – метионина и цистеина, образующих белки, причем, находясь в их составе, она образует только межмолекулярные связи [7], легко разрушаемые, как и белки в целом (по сравнению с липидами) в процессах преобразования ОВ. Попадание серы в углеводородную систему в результате сульфатредукции, как полагают сторонники биогенеза, маловероятно по ряду причин [8]. В [2, 9] в результате изучения закономерностей фракционного и химического составов огромного количества нефтей обоснованно заключение, что УВ нефти и содержащиеся в ней S-органические соединения образовались в едином комплексе преобразований исходного абиогенного источника, содержащего С и S примерно в том же соотношении, что и в образующейся нефти, а сера в нефтях всех месторождений мира распределена в однозначной зависимости от распределения в них углеводородов и никакие другие факторы не отражаются на этой взаимозависимости.

Металлоносность нефтей также резко отличается от таковой живого вещества. Порфириновые комплексы первых содержат ванадий и никель и никогда не содержат ни магния, ни железа, входящих в состав хлорофилла (в растениях) и гемов (в животных). Преобладающий в большинстве нефтей ванадий [10] из-за высокой миграционной подвижности в самородном виде не встречается и находится в породах лишь в рассеянном состоянии, в основном, в составе сульфидов [11], а данные [12] показывают, что ванадий не был принесен извне в нефть, представляющую собой геологически обособленный объект. Таким образом, нефти являются крупнейшими концентраторами серы и ванадия. Суммарное количество серы, утилизируемое в процессах нефтепереработки, на 60% покрывает ее потребности [13]; мировые потенциальные ресурсы ванадия в тяжелых нефтях и битумах оцениваются в ~ 125 млн. т, а в добываемой обычной нефти ~ 20 млн. т [14]. Высоковязкие нефти и битумы представляют собой крупномасштабную сырьевую базу для его извлечения.

Очевидно, что источником серы и ванадия в нефтях являются глубинные флюиды, содержащие в своем составе наряду с H_2 и CH_4 серу (H_2S, S^0), а также металлы – «мантийные метки» [15-18]. В связи с этим необходимо рассмотреть реакционный потенциал системы C-H-S-V. Элементная сера обладает высокой реакционной способностью по отношению к УВ. В широком диапазоне температур и давлений она как окислитель служит инициатором и катализатором окислительных полимеризационных процессов с образованием более высокомолекулярных УВ различного типа вплоть до асфальто-смолистых структур, а также различных S-органических соединение, причем скорость подобных процессов увеличивается по мере увеличения молекулярного веса УВ [19]. Это может приводить к реализации процессов, относящихся к разряду каскадных («домино») реакций с участием S-органических соединений и образованием новых С-С связей [20]. В отличие от S^o восстановленная форма (H_2S) не обладает подобными свойствами [19,21].

По мере движения флюида в направлении к поверхности Земли, усиления окислительной обстановки соотношение S^0/H_2S должно увеличиваться в результате окисления H_2S до S^0. Характер этого процесса и его особенности подробно описаны в [13, 22]. Он легко протекает даже при низких температурах не только в газовой или газожидкостной средах, но и на поверхности многих твердых тел, сопровождается автокаталитическим воздействием образующийся S^0, т.к. она сама является катализатором-окислителем. Появление новых порций активной формы серы (S^0) в нефтяном флюиде должно приводить в процессе его движения вверх к повышению степени вовлеченности CH_4 в процесс нефтеобразования, усилению процесса полимеризации и образованию во все больших масштабах более тяжёлой и более сернистой нефти, что и наблюдается повсеместно в действительности.

Наибольшее число месторождений приходится на глубину до 2 км и на этой глубине сосредоточено >74% запасов тяжелых высокосернистых нефтей, а все запасы таких нефтей (95%) залегают на глубинах до 3 км, при этом данное явление не зависит от возраста пород [23]. Подтверждением повышения степени вовлеченности легких УВ в нефтеобразование по мере приближения к поверхности является уменьшение газового фактора от ~1000 в

глубокозалегающих слоях до 3 $м^3$/т в верхних горизонтах [24]. В нижних горизонтах, как известно, сосредотачивается неактивная (восстановленная) форма серы H_2S [25]. Это обусловлено усилением восстановительной обстановки с глубиной. Поэтому нефть, образующаяся в данных условиях, более легкая и менее сернистая, содержит зачастую H_2S, выделяющийся при нагревании [8, 9]. Препятствием для протекания процессов полимеризации может быть также наличие в глубоких слоях свободного водорода, который должен способствовать обрыву цепей полимеризации. Кроме описанной выше вертикальной зональности наблюдается также в целом среди нефтегазовых систем прямая зависимость между величиной сернистости, тяжести нефти и масштабами залежей, сопровождающихся уменьшением газонасыщенности [8, 26].

Как уже указывалось выше, сера содержится в живом веществе в незначительном количестве, что свидетельствует о плохой ее совместимости с биотой. Следует отметить, что сера и е соединения, в частности H_2S, меркаптаны и другие S-органические структуры высокотоксичны и обладают отвратительным для людей запахом. Подтверждением неблагоприятного воздействия серы на биосистемы являются результаты изъятия содержащих серу аминокислот (метионина и цистеина) из диеты дрозофил и червей, следствием чего явилось увеличение длительности жизни тех и других, а подобная диета у мышей приводит к увеличению выделения H_2S и активизации иммунной системы [27].

Связывание в процессе нефтеобразования глубинных серы и CH_4, обладающего сильным парниковым эффектом, препятствует их выносу в верхние слои Земли и атмосферу. По данным [18] сера не играет заметной роли в формировании газовой экзосферы Земли, а выход неокисленного H_2S в атмосферу очень мал [28]. Учитывая сильный парниковый эффект метана и отравляющее воздействие серы на живые организмы, вовлечение этих компонентов глубинных флюидов в нефтегенез способствует формированию благоприятной экологической обстановке. Возможно, процесс нефтеобразования происходил в период развития Земли, когда на ней еще отсутствовала жизнь, вследствие чего биота формировалась при минимальных количествах серы и CH_4 в атмосфере, т.е. в достаточно благоприятных условиях.

Тяжелые высокосернистые нефти, образующие наиболее крупномасштабные залежи, содержат также максимальное количество ванадия. Наблюдаемый парагенез V-S обусловлен высокой каталитической активностью ванадия [22], так же как и S^0, в процессах полимеризации УВ. К тому же сульфид ванадия, находящийся иногда в тяжелых нафтидах, воздействует на H_2S с образованием S^0 [29]. Кооперативное воздействие ванадия и серы в процессах полимеризации приводит к возникновению синергетического эффекта и, как следствие, образованию тяжелых нефтей и битумов с высоким содержанием этих элементов. Все, что касается содержания ванадия в нефтях, возможно, также имеет отношение к экологической проблематике. Известна «ванадиевая болезнь», поражающая работников нефтеперерабатывающей промышленности, занимающихся выжиганием коксовых отложений на гетерогенных катализаторах, отработавших в процессах гидрообессеривания и деметаллизации нефтяных фракций. Видимо, при этом ванадий попадает в окружающее пространство и поражает организм человека. Следует к этому добавить, что при диагнозе «умственная отсталость» в волосах больных детей обнаруживается повышенная концентрация ванадия [7].

Очевидно, образование нефти выполняет не только материально-энергетическую функцию (энерго- и ресурсообеспечение), но как процесс, протекающий в абиотической сфере Земли, играет важную роль для зарождения, существования и развития биотической составляющей в современных природно-техногенных условиях и является частью единого глобального процесса нафтидовитагенеза [30]. Ценность концепции глубинного нефтеобразования способствует помимо понимания всех его механизмов более глубокому осмыслению роли геоэкологической обстановки и выявлению источников различных токсичных веществ (ртуть, хлориды, радионуклиды) на нефтяных залежах, что не связано только с геологическими условиями нефтезалегания, но является следствием наследования нефтью состава глубинных флюидов.

Глубинные флюиды – высокоподвижные надкритические смеси CH_4, H_2, H_2S, S^0, H_2O, CO^2, CO, металлы и др. летучие вещества играют важную роль в процессах химической и физической эволюции геосфер Земли. Преобразование этих смесей под воздействием каталитически активных компонентов приводит к генерации нефтегазовых систем. Флюиды представляют собой ярко выраженную градиентную систему, т.к. в процессе их восхождения изменение PT-условий способствует изменению химического состава флюидов и соотношения окисленных и восстановленных форм компонентов. Это указывает на то, что образование нефтегазовых систем протекает в неравновесном режиме.

Литература

1. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Образование нефти и газа. Теория и прикладные аспекты // Геология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 89-96.
2. Эйгенсон А.С. О противостоянии двух концепций нефтегазообразования // Химия и технология топлив и масел. – 1998. – № 3. – С. 3-5.
3. Лурье М.А. Возможен ли процесс Фишера-Тропша в геологической среде? // Геохимия. – 2014.– № 12. – С. 1130-1132.
4. Эйгенсон А.С. О количественном исследовании формирования техногенных и природных углеводородных систем с помощью методов математического моделирования // Химия и технология топлив и масел. – 1990. – № 12. – С. 19-25.
5. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ: глубинная природа и ее прикладное значение. – М.: Торус-пресс, 2012. – 215 с.
6. Чукин Г.Д., Алаторцева Е.И., Леонтьева С.А. Происхождение нефти: новый взгляд // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2016. – № 7. – С. 17-22.
7. Бгатов А.В. Биогенная классификация элементов // Философия науки. – 1999. – № 2. – С. 80–90.
8. Lur'e M.A., Shmidt F.K. Oil. Discussion of origin. Sulfur- and metal content as genetic characteristics. – Saarbrucken: Germany: Lap Lambert Academic Publishing, 2013. – 216 p.
9. Эйгенсон А.С. Шейх-Али Д.М. Закономерности компонентно-фракционного и химического состава нефтей // Химия и технология топлив и масел. – 1988. – № 10. – С. 29-34.
10. Шпирт М.Я., Пунанова С.А. Сравнительная оценка микроэлементного состава углей, нефтей и сланцев // Химия твердого топлива. – 2007. – № 5. – С. 15-29.
11. Холодов В.Н. Ванадий. – М.: Наука, 1968. – 245 с.
12. Холодов В.Н. Осадочный рудогенез и металлогения ванадия. – М.: Наука, 1973. – 275 с.
13. Старцев А.Н., Круглякова О.В., Рузанкин С.Ф. и др. Особенности низкотемпературного каталитического разложения сероводорода // Журнал физической химии. 2014. Т. 88. № 6. С. 943-956.
14. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. – М.: Наука, 2012. – 222 с.
15. Летников Ф.А. Дегазация Земли как глобальный процесс самоорганизации // Мат-лы Междунар. конф. «Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ». М.: ГЕОС. – 2002. – С. 6-7.
16. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений. – 2001. – Т. 43. – № 4.– С. 291-307.
17. Кузьмин М.И., Ярмолюк В.В. Мантийные плюмы северо-восточной Азии и их роль в формировании эндогенных месторождений // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 2. С. 153-184.
18. Ярмолюк В.В., Коваленко В.И., Наумов В.Б. Потоки летучих компонентов в верхних оболочках Земли как отражение глубинных геодинамических процессов // Глубинный магматизм, его источники и их связь с плюмовыми процессами /Ред. Н.В. Владыкин. – Иркутск, Улан-Удэ: СО РАН, 2004. – С. 5-34.
19. Реакции серы с органическими соединениями / М.Г. Воронков (ред.). – Новосибирск: Наука, 1979. – 364 с.
20. Литвинов В.П. Каскадная гетероциклизация в синтезе производных тиофена и его конденсированных аналогов // Российск. химический журнал. – 2005. – Т. 49. – № 6. – С. 11-20.
21. Савченко В.И., Диденко Л.П., Семенцова Л.А. Термодинамическая возможность образования продуктов конденсации при взаимодействии метана с сероводородом // Нефтехимия. – 1998. – Т. 38. – № 1. – С. 68-74.
22. Крылов О.В. Гетерогенный катализ. – М.: Академкнига, 2004. – 679 с.
23. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Анализ пространственного распределения нефтей и изменения их физико-химических свойств // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 57-64.

24. Саловьянов А.А., Тительмин В.В., Язев В.А. Газохимическая переработка попутного нефтяного газа / В кн.: Попутный нефтяной газ. Технология добычи, стратегии использования. – Московская обл.: Интеллект, 2013. – С. 1-50.

25. Пиковский Ю.И. Геоэкологические аспекты глубинной концепции формирования нефтяных и газовых месторождений // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: матер. конференции. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 393–394.

26. Лурье М.А. О причинах геохимических различий нефтегазовых систем // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 69-75.

27. Лефко А.Н. Все на борьбу со старостью // Знание – сила. – 2015. – № 7. – С. 94-97.

28. Бажин Н.М. Сероводород в природе: распространенность и кругооборот // Химия в интересах устойчивого развития. – 1999. – Т 7. – № 4. – С. 353-357.

29. Janssens J.P., van Langeveld A.D., Moulijn J.A. Characterization of alumina and silica-supported vanadium sulphide catalysts and their performance in hydrotreating reactions // Applied Catalysis A: General. – 1999. – V. 179. – №1-2. – P. 229-239.

30. Лурье М.А. Нефтегенез как одно из проявлений экологических функций абиотических сфер Земли // Геоэкология . – 2017. – № 6. – С. 8-14.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ МИКРОБИОЛИТОВ МИОЦЕНА ЗА СЧЁТ ПРОЦЕССОВ ГЛУБИННОЙ ДЕГАЗАЦИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОХИМИИ ГЕРАКЛИТОВ (ЮГО-ЗАПАДНЫЙ КРЫМ)

Лысенко В.И.

МГУ имени М.В. Ломоносова, Филиал МГУ в г. Севастополь.
E-mail: niagara_sev@mail.ru

В конце XX века на больших глубинах морей и океанов рядом со струйными выделениями углеводородов были обнаружены карбонатные и сульфидные постройки, поля газогидратов и оазисы жизни, где происходило образование биогенного вещества и карбонатных бактериальных построек за счёт переработки метана, сероводорода, азота и других химических веществ из недр [5, 6]. По предположению одного из авторов статьи, для создания органического вещества сообщество прокариот и архей использовали энергию, полученную за счет окисления углеводородов и возможно сероводорода и других газов [4, 5]. Углекислый газ, как отход жизнедеятельности, являлся основным компонентом для строительства карбонатных построек. Эти микробные карбонатные образования вокруг сипов и грязевых вулканов известны в разных частях Мирового океана и в пресноводном озере Байкал. Они имеют различную форму в зависимости от глубины, гидрохимической обстановки и геологического строения морского дна. В научной литературе описаны постройки следующей морфологии: бугристые плиты; коралловидные наросты; трубчатые образования, высотой несколько метров; тонкие дырчатые белоснежные покровы, мощностью 2–3 см; пляжные конгломерат и терригенный песчаник с примесью раковинного детрита, цементированного карбонатом бактериального синтеза [6]. Важнейшим научным фактом является признание того, что процессы образования карбонатов происходят в настоящее время в аэробных и анаэробных условиях, на свету и при его отсутствии, в глубоководных котловинах и в прибрежных пляжных зонах. Некоторые морфологические и минералогические различия современных «аутигенных» карбонатных строений связаны с различными физико-географическими условиями их формирования и составом газовых флюидов. Главными факторами их образования являются постоянная подпитка углеводородных флюидов из недр и наличие сообществ метанотрофных и метаногенных прокариот и архей. На дне морей и океанов были выявлены разнообразные связи между дегазацией, образованием карбонатов и наличием бактериальных матов. Большая часть участков вокруг газовых сипов характеризуется наличием «аутигенных» карбонатных построек с бактериальными матами, хотя известны точки проявления дегазации, где отсутствует бактериальные маты и карбонатные постройки, что возможно связано с молодым возрастом газовых струй углеводородов. Встречаются карбонатные строения без следов современного бактериального обрастания, что можно объяснить прекращением процессов дегазации. Здесь постройки и их обломки являются свидетелями метановых выделений газа в недавнем прошлом. Места дегазации и «оазисы жизни» обычно приурочены к разломам с активным сейсмическим режимом. Здесь, в тектонических зонах, периодически происходят катастрофические землетрясения, которые, кроме всего прочего, сопровождаются крупными выбросами газов из недр и разрушением полей газогидратов. Такие сейсмические процессы являются причинами нарушения жизнедеятельности биоценоза и разрушением хрупких карбонатных бактериальных строений. Обломочный материал построек обладает повышенной твёрдостью, поэтому хорошо сохраняется в осадочной иловой толще, указывая на области углеводородной дегазации в прошлом. Такие интересные образования из карбонатно-терригенной толщи миоцена Юго-западной части Крымского полуострова, автор статьи дал назвал «гераклиты» [4]. Гераклиты - это продукты разрушения карбонатных палеопостроек метанотрофных бактерий и архей, образованных около центров палеодегазации миоцена в восточной части Паратетиса [4, 5].

В последние годы появляется все больше фактического материала научных исследований, доказывающих, что образование цемента конгломератов, кремнистых, фосфатных и карбонатных пород связано с деятельностью микроорганизмов. Прокариоты оказывают значительное влияние на минеральный состав, структуру и текстуру пород. Поэтому в наше время особое внимание уделяют изучению литологии бактериальных образований. Исследователи Р. Бурне и Л. Мур предложили дать таким породным образованиям название «микробиолиты» (micro-biolite). Под этим термином они понимают «органоосадочные породы, сформированные микробиальными сообществами путем улавливания или локального осаждения материала». Большинство учёных считают, что образование микробиолитов происходит с участием цианобактериальных сообществ с использованием солнечной энергии [2]. Современные аутигенные карбонатные строения на дне морей и океанов, а также гераклиты являются дополнительным таксоном микробиолитов, генезис которых связан с жизнедеятельностью сообществ архей и бактерий по переработке метана в сложное углеводородное биологическое вещество и карбонат. Гераклиты относятся к биохемогенным образованиям прокариот и характеризуются обилием различных форм выделения, что характерно для построек, созданных живыми организмами [5]. Достаточно условно, по размерам и внешней морфологии в предыдущих наших работах, были выделены следующие разновидности гераклитов: «шлаковидные», «полосчатые», «угловатые», «плиты цементации» и «микрометанолиты»

Гераклиты «шлаковидные» - это самая большая группа разновидностей, которые составляют более 80% от общего количества наблюдаемого обломочного материала. Они представлены пемзообразными желваками причудливой конфигурации с шершавой поверхностью с точечными отверстиями. На изломе они характеризуются грубопористой или даже кавернозной поверхностью и часто содержат детрит и целые раковины серпул, гастропод и моллюсков. Сходство их поверхности с вулканическими шлаками можно объяснить чёрной и серой окраской, наличием на их поверхности сростков сферолитовых шариков и скрученных мелких трубок серпул.

«Слоистые» гераклиты характеризуются тонкими карбонатными плёнками бактериального обрастания, чем напоминают слоистые строматолиты. Они встречаются довольно редко и обычно совместно с «шлаковидными». Для образцов «слоистых» гераклитов характерна полосчатая текстура и угловатая форма размером от 5.0 до 15.0 см.

Особый интерес вызывают находки «угловатых» гераклитов, которые находятся только в серо-зеленых травертинах карбонатной толщи верхнего сармата. Они встречаются в виде коричневых, серых и чёрных глыб, щебня и дресвы, которые залегают в виде скопления высыпок. «Угловатые» гераклиты имеют вид неправильной четырёхугольной призмы. Плоскости поверхностей обломков характеризуются довольно ровными остроугольными гранями без следов окатанности.

При описании современных карбонатных образований довольно часто приводятся примеры цементации осадков вокруг выходов газовых струй метана [6]. Таким разрушенным образованиям миоцена мы дали название гераклиты «плит цементации». Они встречаются только в породах верхнего сармата совместно с «шлаковидными» и «слоистыми» и составляют около 15% общего объёма обломочного материала палеопостроек. Гераклиты плит цементации имеют тёмно-серую окраску и на их поверхности, а также внутри отмечаются многочисленные обломки раковин, терригенная примесь детрита, кварца и горных пород песчанистой и гравийной размерности.

Гераклиты «микрометанолиты» являются спутниками находок более крупных их разновидностей, описанных выше. Они образуют своеобразные ореолы вокруг крупнообломочного материала гераклитов. На поверхности известняков и мергелей микрометанолиты представлены точками, песчинками, зёрнами и амёбовидными пятнами с резкими границами. Удивляет разнообразие форм микрометанолитов при просмотре материала под бинокулярным микроскопом. Очень редко встречаются похожие по внешнему виду друг на друга образцы этих образований. Обычно это сгустки и комки плоской, а иногда удлинённой формы коричневого, реже сероватого, чёрного и кремового цветов. При детальном исследовании установлено, что они обычно состоят из сростков сферолитов,

которые имеют размеры от 0.01 до 0.3 мм. Многие их плоские сростки покрыты тонкой прозрачной плёнкой карбоната, на которой отмечаются точечные отверстия и микрократеры со сквозными дырками. Из-за сложной пространственной морфологии и малых размеров их очень тяжело изучать в шлифах, как в свое время исследовались микрофитолиты [2]. Большая часть крупных песчинок микрометанолитов имеет большое морфологическое сходство с «шлаковидными» гераклитами, а разница у них в размерах.

Несмотря на некоторые различия во внешнем виде, гераклиты характеризуются общими признаками: цветовой окраской; присутствием скелетных останков микроорганизмов; высокой микро и макропористостью; насыщенностью газовыми флюидами и пропиткой нефтепродуктами; своеобразной текстурой и структурой; особым минеральным и химическим составом; специфическими условиями нахождения в геологическом разрезе

Целью наших исследований являлось изучение геохимических особенностей различных морфологических разностей гераклитов для познания условий образования карбонатного вещества прокариотами за счёт переработки глубинных флюидов.

Для геохимических анализов отбирались образцы различной цветовой окраски и морфологии. Анализы выполнялись по стандартной методике на пятьдесят элементов в лаборатории ИГГ УрО РАН г. Екатеринбурга на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой (ICP ELAN–9000 фирмы Perkin Elmer). Для уточнения природы геохимических аномалий в гераклитах, исследовался их нерастворимый остаток в уксусной кислоте. Хорошо промытый и высушенный кислотный осадок анализировался на 49 химических элементов методом ICP MS в лаборатории Института минералогии УрО РАН г. Миасс.

Полученные данные анализов ICP MS подтвердили, что гераклиты характеризуются повышенным содержанием литофильных, халькофильных, сидерофильных и редкоземельных элементов, чем отличаются от вмещающих пород. Все их морфологические разности содержат высокие концентрации Sr, Ba, Co, Ni, Bi, Ce, Nd и Yb, которые значительно превышают кларковые величины для карбонатных пород [1] Абсолютные содержания химических элементов в морфологических и цветных разностях характеризуются значительными колебаниями. Концентрации Rb, Cs, Nb, Th, Cu, Tl, As, Sc, Sb, Eu, Gd, Tb, Dy и Er в некоторых морфологических разностях выше кларка в карбонатных породах, а в других – наблюдается их дефицит. Наиболее низкие значения содержаний по сравнению с кларком карбонатных пород характерны для транзитных элементов Ti, V, Mn, Cr и высокозарядных литофильных Sc, Y, Zr, W, U, Zn, Pb, Mo.

Наблюдается некоторая зависимость концентраций элементов от цветовой окраски. Обычно черные разности гераклитов характеризуются более высокими содержаниями химических элементов, что возможно связано повышенными содержаниями в них углеродистого вещества и тяжелых битумов. При изучении минерального состава гераклитов под электронным микроскопом Tescan Vegall с приставкой ЭДС «Drycool» было установлено [3, 5], что большая часть участков, обогащенных микро и нано размерными минералами, приурочено к зонам с повышенным содержанием углеродистого вещества. Гераклиты характеризуются богатой минеральной ассоциацией, представленной самородными металлами, окислами, сульфидами, сульфатами, фосфатами, хлоридами, силикатами и, возможно, карбидами [3, 5]. Поэтому, большая часть контрастных аномальных содержаний обусловлена присутствием минералов-концентратов, а реже – наличием изоморфных примесей в кальците. Это подтверждаются данные геохимических анализов кислотного остатка растворения гераклитов.

Все разности гераклитов характеризуются высокими содержаниями Ba (84,4-319 г/т) и Sr (620,1 – 5453,5 г/т), которые значительно выше кларка для карбонатных пород. Возможно, аномальные концентрации связаны с присутствием в них минералов баритоанглезита, баритоцелестина, целестина и барита [3, 5]. Наиболее высокие содержания Ba и Sr у «полосчатых» гераклитов, а наименьшее – у коричневых «шлаковидных». Наблюдается слабая корреляционная связь между содержаниями Ba и Sr. Соотношение Sr к Ba изменяется от 6 до 53. Повышенные концентрации бария характерны для современных карбонатных строений около холодных сипов в морях и океанах, поэтому большинство исследователей считают, что их аномальные содержания связаны с глубинными флюидами

[6, 7]. Если абсолютные содержания Ba в кислотном остатке увеличились почти в 10 раз, то Sr – уменьшилось на такой порядок. Большая часть Sr входит в состав кальцита в виде изоморфной примеси, что связано с бактериальным синтезом карбоната.

Аномальные содержания Rb (0,58 – 13,32 г/т) характерны для угловатых гераклитов и микрометанолитов независимо от окраски. С ними связаны повышенные концентрации щелочных элементов Cs (0,08 – 1,45 г/т) и Li (0,38 – 1,6 г/т). Между Rb и Cs имеется некоторая прямая зависимость в содержаниях, но отсутствует с Li. Более значительные концентрации Rb, Cs и Li отмечаются в анализах кислотных остатков гераклитов. По своим абсолютным значениям они увеличиваются более, чем в десять раз. Эти результаты анализов доказывают, что щелочные элементы Rb, Cs и Li не являются изоморфными примесями карбонатов, а приурочены к углеродистому веществу или к минеральным ассоциациям, которые будут найдены при дальнейшем изучении гераклитов.

Литофильные высокозарядные элементы Hf, Nb и Th в некоторых разностях гераклитов имеют содержания выше кларка. Высокие концентрации Nb (0,19 -0,99 г/т), Hf (0,07 - 0,22 г/т) и Th (0,33 – 2,03 г/т) связаны с находками в гераклитах нано- и микрокристаллов циркона и монацита [3, 5]. Возможно, эти микроэлементы содержатся в виде изоморфных примесей в карбонатах. Большинство исследователей предполагает, что концентрации Nb и Hf связаны с глубинными флюидами [7].

Содержание U в гераклитах и в их кислотном остатке значительно меньше кларка карбонатных пород. Обычно образование таких низких концентраций в карбонатах происходит в оксидной среде. Не наблюдается зависимости содержания урана от V, Rb, Ce, Eu и Hf, но имеется некоторая положительная связь с Zr. Соотношение U и Th в гераклитах изменяется от 0,9 до 2,1, что подтверждает кислородную среду формирования карбонатного материала [7].

Большинство исследователей относят Ti, V, Cr и Mn к транзитной группе литофильных элементов. Во всех морфологических и цветных разностях они характеризуются самыми минимальными содержаниями относительно кларка карбонатных пород [1]. Низкие концентрации этих элементов можно объяснить высокими скоростями образования карбонатного вещества гераклитов при незначительном поступлении терригенного материала.

Концентрация Ti в гераклитах изменяется от 42 до 170 г/т, что меньше 0,25 кларка содержания в известковых породах. По результатам изучения минерального состава, эти концентрации Ti в основном связаны с находками в гераклитах микрокристаллов ильменита, рутила и титанита. Кроме этого, его повышенные содержание в виде изоморфной примеси характерно для самородного железа и интерметаллидов [5]. Некоторые исследователи считают, что отношение Ti/Zr указывает на дальность переноса материала [7]. У гераклитов это соотношение изменяется от 14 до 22, что доказывает их образование около выходов флюидов.

Содержание ванадия в гераклитах изменяется от 1,4 до 3,7 г/т. Его концентрация зависит от цвета породы. Отношение V/Ni изменяется от 0,05 до 0,21, что обычно характерно для тяжелых смолянистых нефтепродуктов, которые содержатся в гераклитах. Имеется слабая связь содержания V с Ni, Pb, Zn, Cu, но такая связь отсутствует с Cr. Отсутствие связи между V и Cr является доказательством, что накопление этих элементов в гераклитах не связано с осадочным гипергенезом [7]. Соотношение V и Zr изменяется в довольно узком диапазоне 0,4 – 0,7 г/т что дополнительно указывает на глубинный характер поступления микроэлементов. Подтверждение оксидной обстановки формирования карбонатного материала гераклитов является соотношение V/Cr, которое изменяется от 0,33 до 0,76. Считается, что если данный индикатор меньше 1, то образование гераклитов происходило в кислородной среде [7].

Результаты анализов гераклитов и их кислотных остатков характеризуются незначительными концентрациями Mn, чем отличаются от похожих по внешнему виду конкреций [7]. Содержания Mn в гераклитах различной морфологии зависит от цвета и изменяется от 32,9 до 214 г/т, что значительно меньше 0,25 кларка для карбонатов. Необходимо отметить, что отношение Mo/Mn изменяется от 0,0001 до 0,004, что указывает

на оксидные условия их формирования в шельфовой зоне [7]. Обычно в мелководной зоне карбонатные породы характеризуются высоким содержанием Mn, а низкие концентрации Mn в наших гераклитах можно объяснить высокими скоростями их роста.

Висмут относится к химическим элементам, связанным с процессами кислого магматизма. Он характеризуется самыми высокими кларком содержания среди халькофильных элементов. Возможно эти концентрации связанны с находками в гераклитах самородного висмута и бисмиста [5]. Большинство исследователей считают, что образование самородного висмута происходило в окислительных условиях [7].

Неметаллические элементы As, Se, и Sb характеризуются несколько повышенными концентрациями у большинства морфологических разностей гераклитов. Они присутствуют в виде комплексных соединений с тяжелыми углеводородами, что подтверждают результаты анализов кислотного остатка гераклитов. Среднее отношение в известняках As/Sb около 6 [1], а в гераклитах этот показатель изменяется от 7,2 до 30.

Никель и кобальт являются элементами, которые по мнению многих геохимиков слагают ядро нашей планеты. В гераклитах они содержатся в концентрациях значительно выше кларка содержаний карбонатных пород. Никель в гераклитах содержится от 17 до 40 г/т и встречается в виде самородного металла, изоморфных примесей в метеоритном веществе, силикат и интерметаллидах [5]. Кобальт содержится в виде изоморфной примеси в силикатах и интерметаллидах. Отношение Ni и Co в анализах составляет от 4 до 8, что подтверждает влияние гидротермальных флюидов на образование гераклитов [7].

Образование карбонатного вещества гераклитов связано в основном с хемогенным и бактериальным синтезом около зон глубинной дегазации, что подтверждается довольно высокими содержаниями в гераклитах суммы РЗЭ (9,3 - 26,6 г/т). Для всех разностей гераклитов характерны высокие содержания Ce, Nd, Yb, которые значительно выше кларков в карбонатных породах [1]. Содержания около кларка или близкие к нему свойственны концентрациям Eu, Dy, Sm, Er, Gb. Значительный разброс РЗЭ гераклитов, возможно, связан с нахождением в их составе микровкрапленников минералов. С помощью электронного микроскопа в них были обнаружены нано- и микрокристаллы цериевого монацита [$(La,Ce,Nd)PO_4$], рабдофана [$(La,Ce,Nd)(PO_4)H_2O$], козоита [$(La,Ce,Nd)(CO_3)H_2O$], калкинсита [$(Ce,La)_2(CO_3)_4$], кальциоанкилита [$Ca(La,Ce,Nd)(CO_3)_28H_2O$] и сахамалита [$(Mg,Fe)(Ce,La)_2(CO_3)_4$] [3, 5].

Во всех морфологических разностях гераклитов наблюдается прямая зависимость тяжелых от легких РЗЭ. Отношение суммы $LREE_H$ к $HREE_H$ (нормированных по карбонатным породам) [1] находится в интервале от 6,2 до 12,7, что доказывает влияние на формирование гераклитов глубинных флюидов. В тоже время высокие аномальные содержания Eu* от 1,2 до 1,9 доказывает глубинность поступления флюидов из нижней части земной коры, а возможно из нижней мантии Земли. Аномальные концентрации Gd, Tb, Dy, Ho, Er и Yb в некоторых их разностях позволяют предположить, что формирование флюидов сложного состава происходило в мантийных породах и изменялось при транспортировке к поверхности Земли [5]. Считается, что одним из коэффициентов проницаемости земной коры является отношение Eu/Sm. Для гераклитов этот параметр изменяется от 0,24 до 0,43, что указывает на среднюю или хорошую проницаемость углеводородных флюидов в зонах региональных разломов Горного Крыма. Подтверждением образования гераклитов в зонах выходов гидротермальных источников служат данные соотношений Y/Ho, которое изменяется от 24 до 36 [7].

Изучения геохимии гераклитов подтвердили, что главным компонентом для создания карбонатного вещества прокариотами являются глубинные флюиды. Они имеют сложный газовый состав, представленный метаном, этан, пропаном, азотом, углекислым газом, сероводородом [4]. Газовые флюиды сопровождались гидротермальным раствором с тяжелыми нефтепродуктами, которые возможно являлись переносчиками металлов [5]. В субоксидной или аноксидной среде метана и сероводорода образование карбоната гераклитов происходило окислительных условиях вблизи или внутри клеточного организма прокариот. Живые организмы создавали окислительные условия, для образования органического вещества клетки и карбоната. Существование оксидной среды подтверждают концентрации U и Bi, а также соотношение химических элементов U/Th, V/Cr и Mo/Mn.

Низкие содержания U, Ti, Mn и Zr связаны с значительной скоростью роста карбонатного вещества гераклитов. Характер накопления Mn, U, Th, V доказывает, что их образование отличается от генезиса формирования конкреций, с которыми есть некоторое морфологическое сходство. Гераклиты образованы сообществом микроорганизмов и относятся по этому признаку к микробиолитам. Внешнее морфологическое разнообразие гераклитов связано с образованием их живыми организмами в различных в физико-географических условиях. По внешнему виду и морфологии гераклиты имеют большое внешнее сходство с описанием микрофитолитов протерозоя и кембрия [2]. Дополнительными общими признаками для них являются спаритовая и микритовая структуры, а также наличие многочисленных сферолитовых включений [2, 4, 5]. Эти общие свойства связаны с образованием карбонатного материала и сложного органического вещества консорциумом простейших. Различие заключается в том, что для образования микрофитолитов и гераклитов используются разные источники энергии и вещества. Цианобактерии производят себе подобных за счёт энергии Солнца и углекислого газа в условиях не пригодных для жизнедеятельности других организмов. Археи и метанотрофные бактерии перерабатывают продукты дегазации недр и создают вокруг себя оазисы жизни. Формирование микрофитолитов происходит в неглубоких водоёмах с хорошим освещением [2], а гераклиты образуются в линейных зонах региональных разломов с активным геодинамическим режимом [4]. Возможно, в будущем при детальном изучении геологического строения некоторых толщ с включениями микрофитолитов будет установлена их связь с зонами углеводородной палеодегазации и пересмотрен генезис их образования.

Данные геохимии подтвердили результаты изучения минерального состава микровключений гераклитов. На всех графиках анализов проб гераклитов и кислотного остатка различной морфологии и цвета отмечается довольно высокая корреляционная зависимость концентраций всех элементов, что связано с единой природой их образования. Аномальные содержания европия и церия, а также концентрации Gd, Tb, Dy, Ho, Er и Yb в некоторых разностях гераклитов позволяют согласиться с гипотезой глубиной природы формирования флюидов, которые, вероятно, находилась на границе нижней мантии и ядра Земли. При поднятии через многослойную земную кору, флюиды обогащались микроэлементами, которые присущи породам кислого и основного состава [5].

Гераклиты имеют широкое географическое распространение в пространстве и во времени, встречаясь в отложениях от юрской до неогеновой эпох, от западного побережья Крыма до Болгарии. В Юго-западном Крыму они являются геологическим памятником углеводородной палеодегазации миоцена, которая связана с неотектоническим этапом поднятия Горного Крыма. Наличие в гераклитах метана, этана, пропана, и нефтепродуктов позволяет сделать предположение о перспективах находок месторождений нефти и газа в Севастопольском регионе и прилегающей акватории Черного моря.

Автор выражает благодарность за помощь в проведении геохимических анализов гераклитов член-корр. РАН В.В. Масленникову и д.г.-м.н. В.В. Мурзину.

Литература

1. Интерпретация геохимических данных (под ред. Е.В. Склярова). Т.I. М.: Интермет Инжиниринг, 2001. 288 с.

2. Крылов И.Н. Строматолиты рифея и фанерозоя СССР. М.: Наука,1975. 243 с.

3. Лукин А.Е., Лысенко В.И., Лысенко Н.И., Наумко И.В. О происхождении гераклитов // Геолог Украины. 2006. № 3. С. 23-39.

4. Лысенко В.И. Гераклиты – свидетели глубинной палеодегазации в Юго-восточной части Паратетиса (Юго-западный Крым) // Геологический журнал. 2013. № 1. С. 29-37.

5. Лысенко В.И. Цельмович В.А. Результаты изучения минералогии материала бактериальных палеопостроек миоцена из зон глубинной палеодегазации (Юго- западный Крым) // Электронное научное издание «Альманах Пространство и Время». 2017. Вып. 1.

6. Шнюков Е.Ф., Коболев В.П., Пасынков А.А. Газовый вулканизм Черного моря. Киев.: Логос, 2013. 283 с.

7. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимические индикаторы литогенеза (литологическая геохимия). Сыктывкар: Геопринт, 2011. 742 с.

ПРОЦЕССЫ ПАЛЕОДЕГАЗАЦИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗУЧЕНИЯ КАРБОНАТОВ И СУЛЬФИДОВ ТРУБЧАТЫХ ПОСТРОЕК ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ТРИАСА (ЮЖНЫЙ БЕРЕГ КРЫМА)

Лысенко В.И.[1], Котляров В.А.[2]
1 - Филиал МГУ им. М.В. Ломоносова в г. Севастополе, niagara_sev@mail.ru
2 - Институт минералогии УрО РАН, г.Миасс, Ильменский заповедник, 100126@mineralogy.ru

Исследованиям минералого-геохимических особенностей современных сульфидных построек «чёрных курильщиков» гидротермальных полей Мирового океана и палеозойских трубчатых тел сульфидных месторождений [1, 3] посвящено огромное количество работ. По последним данным, сульфидные трубы в разных тектонических структурах океанов и месторождений различаются минеральным составом, зональностью строения и геохимией. Общими признаками для них являются: внешняя морфология, сульфидный состав материала построек с незначительной примесью кварца, барита и ангидрита, а также нахождение вблизи гидротермальных полей [1, 3]. В настоящей статье приводятся данные исследования минералогии трубчатых строений, найденных одним из авторов на поверхности лавового палеопотока андезитов в породах верхнего триаса Горного Крыма. Находки имеют большое морфологическое сходство с современными сульфидными трубами «чёрных курильщиков», но отличаются от них минеральным составом и размерами [2]. Обнаруженные трубчатые строения позволяют пересмотреть историю развития вулканизма в Горном Крыму.

Целью данной работы является изучение минералогии сульфидов и карбонатов из трубчатых построек на поверхности лавовых палеопотоков для познания их генезиса и процессов дегазации.

Магматические тела подводных лавовых палеопотоков, с описанными находками сульфидно-карбонатных труб, находятся в верхней части южного склона главной гряды Крымских гор над поселком Тессели [2]. Согласно полевым исследованиям автора, большинство сульфидно-карбонатных построек имеют хорошо выраженное направление роста, перпендикулярное поверхности лав и слоистости вмещающей толщи. В основном они имеют вид вертикальных или слабоизогнутых цилиндрических тел длиной до 80 см и диаметром до 10 см [2]. Сульфидно-карбонатные постройки имеют довольно резкие контакты с эффузивными и вмещающими породами таврической серии.

По всей длине на срезах сульфидно-карбонатных построек просматривается концентрическая зональность, которая подчеркивается цветовой гаммой карбонатов и сульфидов. Зоны характеризуются прерывистым строением и непостоянной мощностью, чем отличаются от строения концентрических конкреций и стяжений [2]. Элементы концентрической вертикальной зональности нарушаются в местах перегиба и раздувов трубчатых тел. С некоторой условностью в поперечном и продольном разрезах сульфидно-карбонатной палеопостроек можно выделить следующие зоны: центральную; промежуточную; боковую и зону бактериального обрастания [2] (рис. 1).

В центральной части построек находится полоска осветления с прерывистой сульфидной минерализацией. Возможно, что это – «флюидный канал». В продольном разрезе он имеет волнистое неровное строение и диаметр от 5 до 200 мм [2]. «Флюидальный канал» сложен крупно- и средне кристаллическим чёрно-коричневым или зеленоватым карбонатом. В нём встречаются высыпки мелких кристаллов галенита, сфалерита, халькопирита, пирита и псевдоморфозы марказита по пирротину (рис. 2). Часто сульфидные раздувы в центральной части имеют размеры до 2.0 см и представлены сростками крупнокристаллического пирита. В пространстве между его кристаллами встречаются вкрапленники галенита, халькопирита, сфалерита, пирротина и марказита. Реже встречаются пятна и прожилки белого цвета хорошо раскристаллизованного накрита, образование которого обычно связано с гидротермальными процессами. Границы центральной зоны с промежуточной довольно неровные и расплывчатые.

Рис. 1. Минералогическая зональность верхней части сульфидно-карбонатной постройки. Диаметр нижней части 4 см.

Промежуточная зона имеет более светлую окраску и сложена главным образом сферолитами карбонатов, а также редкими включениями сфалерита, халькопирита, ангидрита, барита, кварца и пирита. Сферолиты карбонатов предположительно образованы сообществом метанотрофных прокариот и архей [2]. Кроме этого, в этой зоне встречаются обломки туфов андезитов, пепловый материал вулканического стекла и многочисленные трубочки червей, выполненные карбонатом и сульфидами. Контакты промежуточной зоны с боковой очень резкие и прямолинейные.

Боковая зона сложена крупнокристаллическим черно-коричневым, реже серовато-зеленым полупрозрачным карбонатом. Её мощность в разных местах постройки меняется от 2,0 до 20,0 мм. В некоторых частях наблюдаются полосы осветления параллельные боковой поверхности. Сульфидная минерализация в этой зоне представлена редкой вкрапленностью пирита и псевдоморфозами марказита по пирротину. Её граница с внешним слоем бактериального обрастания довольно резкая и волнистая. Зона бактериального обрастания часто состоит из нескольких слоев, разделенных примазками глинистого материала, и имеют общую мощность от 2.0 до 25.0 мм. Серые и черно-коричневые сферолиты карбоната составляют 40-60% общего объёма зоны обрастания [2]. Они являются цементом пеплового и алевролитового материала, который принимает участие в строении этой зоны.

Изучение карбонатов и сульфидов было продолжено с помощью растрового электронного микроскопа РЭММА-202М, снабжённого рентгеновским энерго-дисперсионным спектрометром, а исследование элементов примесей в сульфидах определялись методом лазерной абляции на масс-спектрометре Agilent 7700x с индуктивно связанной плазмой (LA-ICP-MS). Данные работы выполнялись в Институте минералогии УрО РАН, г. Миасс.

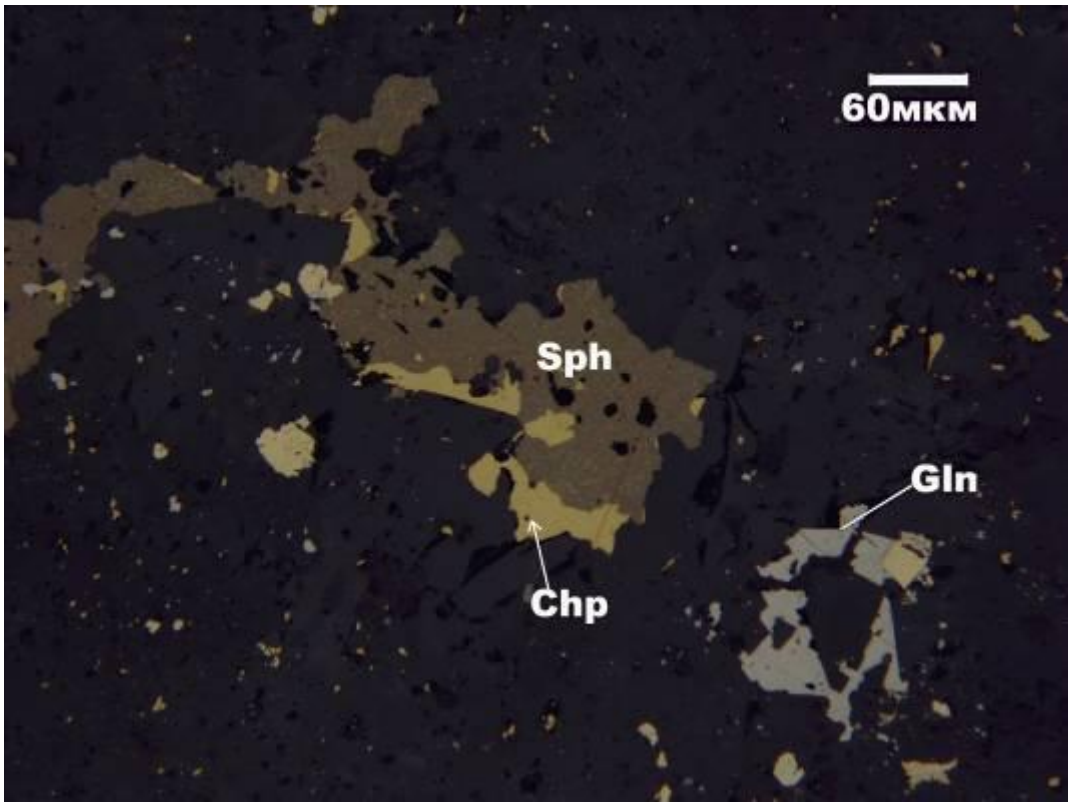


Рис. 2. Галенит (Gln), халькопирит (Chp) и сфалерит (Shp) в зоне «сульфидного канала».

Выше отмечалось, что карбонаты хорошо различаются по цвету и морфологии кристаллов. Цветовая окраска связана с наличием в них битумов и хлоритов, что подтверждается растворением карбонатов в кислоте. В центральной зоне основная часть карбонатов представлена кальцитом с примесью Mn, Fe и Sr. Их приведенные формулы по данным анализов можно изобразить в виде $(Ca_{0,95}Mn_{0,04}Fe_{0,01})CO_3$ и $(Ca_{0,87}Mn_{0,10}Fe_{0,02}Sr_{0,01})CO_3$. Повышенные содержания марганца (2,2-5,2 %) и железа (0,51-0,97) указывают, что формирование карбонатных построек происходило с участием глубинных флюидов. Высокие концентрации стронция (0,11%) в сферолитовом карбонатном материале связаны с процессами бактериального хемосинтеза. По результатам анализов в флюидном канале выявлены отдельные кристаллы анкерита $[Ca_{0,95}(Fe_{0,67}Mg_{0,24}Mn_{0,09})CO_3$ и $Ca_{0,95}$ $(Fe_{0,67}Mg_{0,24}Mn_{0,09})CO_3]$. На связь образования анкерита с гидротермальными процессами указывают высокие содержания Mn и Fe. Находку церуссита вблизи галенита можно было бы объяснить выветриванием материала постройки, но при этом необходимо отметить что, отсутствуют следы окисления других сульфидов в образце и довольно высокие содержания меди (2,9 %) в минерале.

В крымских сульфидно-карбонатных постройках не встречаются выделения колломорфного и фромбоидального пирита. Обычно он представлен в виде отдельных кристаллов или их сростков, имеющих кубический и пентагондодекаэдрический габитус. Довольно часто верхняя часть концовки флюидных каналов запечатана крупными кристаллами пирита кубической формы. При травлении кислотой, просматривается зональность пирита. Отдельные кристаллы пирита характеризуются повышенными содержаниями никеля (0,76-1,17%). По данным определения методом LA-ICP-MS для пирита характерны высокие содержания следующих элементов примесей: As (166-2870 г/т), Pb (39,5-303 г/т), Se (12,1-127,5 г/т), Sb (7,45-49,7 г/т), Te (5,4-23,0 г/т), Mn (5,6-25,1 г/т), Ag (0,53- 2,08 г/т) и Bi (0,067-2,27 г/т). По результатам геохимического опробования таблитчатый марказит резко отличается от пирита более повышенными концентрациями As (1032-1640 г/т), Se (50,3-345,5 г/т), Zn (0,2-302,5 г/т), Sb (119,2-247,3 г/т), Cu (6,7-147,3 г/т), Pb (28,5-121 г/т), Te (11,2-75,3 г/т), Ni (0,08-120,0 г/т), Ge (1,6-2,9 г/т), Bi (0,47-2,78 г/т) Ag (0,83- 2,28 г/т) и Au (0,058-0,217 г/т).

Сфалерит образует крупные выделения в центральной и боковых зонах, а также его мелкие пятна встречаются в крупных кристаллах пирита. Его выделения покрыты тонкой эмульсионной плёнкой халькопирита (халькопиритовая болезнь). Поэтому анализы сфалерита характеризуются повышенными содержаниями Fe (10,34-12,21%) и Cu (11,09-13,56%), а его приведённая формула $Zn_{0,69}Fe_{0,17}Cu_{0,15}S_{0,98}$. В нём отмечаются повышенные концентрации Cd (500,1-565,2 г/т), As (1,8-469,3 г/т), Hg (81,1-268,3 г/т), Pb (117,2-232,3 г/т), Co (156,1-186,5 г/т), Sn (12,2-105,3 г/т), Se (59,6-100,8 г/т), In (71,9-99,2 г/т), Ag (15,4-26,0 г/т) и Au (0,052-0,099 г/т). Высокие содержания ртути указывают на средние температуры гидротермальных процессов.

Галенит и халькопирит встречаются в виде мелкой вкрапленности совместно с сфалеритом, а реже с пиритом. Значительная их часть находится в центральной зоне вблизи флюидного канала. По результатам анализов, выполненных на растровом электронном микроскопе РЭММА -202М, состав халькопирита: Cu (34,31-34,39%), Fe (30,48-31,06), S (34,71-34,9), а галенита – Pb (86,22-87,79%), S (12,03-13,21%). Данные результаты почти не отличаются от теоретических содержаний этих элементов в минералах.

Отдельные кристаллы псевдоморфоз марказита по пирротину и их сростки довольно часто встречаются в центральных и боковых зонах сульфидно-карбонатных построек (рис. 3). Обычно они имеют удлиненную призматическую форму размером до 10 мм. Довольно часто эти псевдоморфозы встречаются совместно с пепловым материалом вулканического стекла. Возможно поэтому, марказит, образующий псевдоморфозы по пирротину, содержит повышенный спектр химических элементов с высокими концентрациями: As (2362-4580 г/т), Mn (5,3-1251,3 г/т), Ni (151,2-1141,1г/т), Cu (229,5-1128,2 г/т), Co (62,1-739,2 г/т), Zn (18,7-407,5 г/т), Sb (111,4-230,6 г/т), Pb (180,2-177,5 г/т), Te (8,9-129,0 г/т), Se (67,7-125,4 г/т), Ag (11,8-94,0 г/т), Bi (8,5-37,6 г/т), Mo (0,8-11,6 г/т), Au (1,35-10,81 г/т), Tl (0,7-4,93 г/т) и Ge (1,97-2,46 г/т). В нём повышенные содержания представлены среднетемпературной (Pb, Ag, Au, Sb, As) и высокотемпературным (Se, Sn, Bi, Te, Ni, Co) ассоциациям, что возможно связано с процессами охлаждения лавового потока. По данным анализов имеется некоторая взаимосвязь между содержанием золота с серебром, селеном, сурьмой и ртутью. Возможно, эта минерализация связана с глубинными гидротермальными процессами.

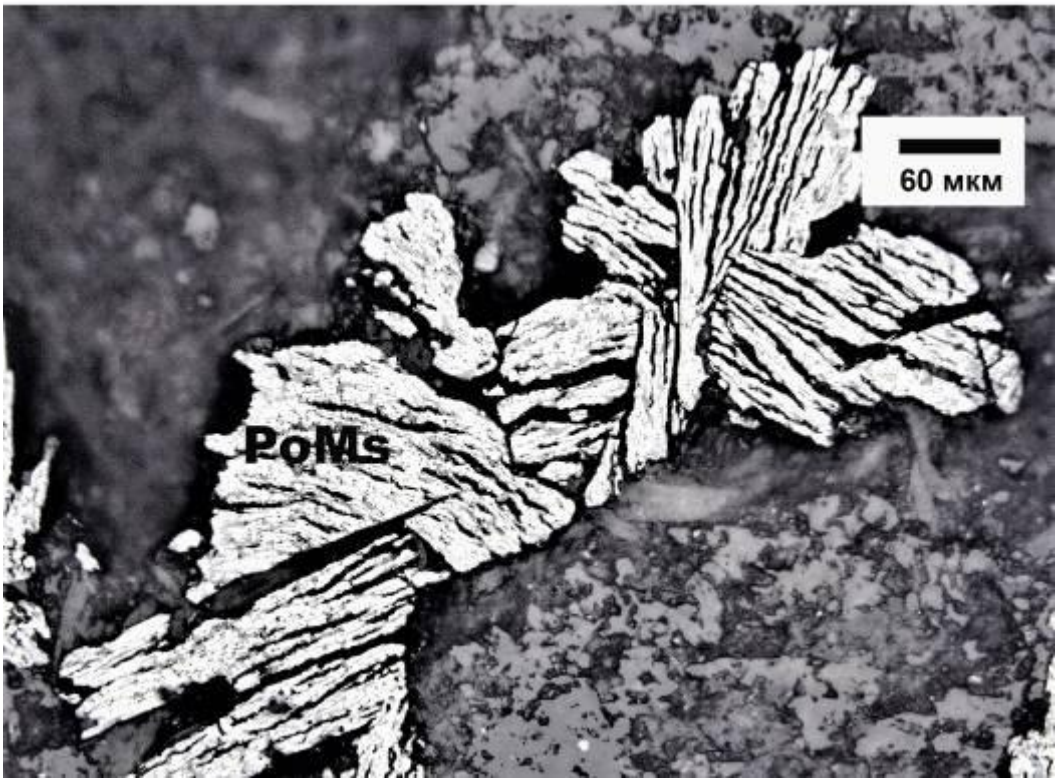


Рис. 3. Сростки кристаллов псевдоморфоз марказита по пирротину.

Большой разброс в содержаниях и значительные концентрации химических элементов в сульфидах возможно связано с их зональных строением, присутствием микровключений акцессорных минералов и импульсным характером поступления глубинных флюидов.

Результаты изучения минералогии карбонатов сульфидов сульфидно-карбонатных построек района Тессели свидетельствуют о том, что их образование происходило во время остывания лавового потока одновременно с формированием вмещающей толщи пород таврической серии [2]. Присутствие накрита, анкерита и аномальные содержания в сульфидах Au, Ag, As, Cu, Zn, Pb и Sb указывают, что в образовании сульфидно-карбонатных построек принимали участие гидротермальные процессы вулканизма. По размерам и внешней морфологии крымские строения сравнимы с диффузерами, которые являются наростами на трубах «чёрных курильщиков» [1]. Возможно, в будущем, будут сделаны находки строений более крупных размеров и с другим минералогическим составом вблизи центров палеоизвержения. Минеральный состав крымских построек окрестностей посёлка Тессели имеет значительное отличие от диффузеров «черных курильщиков» [1] и палеогидротермальных труб сульфидных месторождений [3], что связано с различным составом флюидов и физико-географическими условиями их образования. Главными породообразующими минералами в наших постройках являются антраконит, кальцит, анкерит, а в некоторых местах пирит. Кроме этого в них встречается редкая вкрапленность ангидрита, барита, кварца, галенита, сфалерита, халькопирита и псевдоморфозы марказита по пирротину. Из-за особенностей состава флюидов внешняя зона крымских построек сложена карбонатом бактериального хемосинтеза, а у диффузеров «черных курильщиков» - сульфидами колломорфной текстуры. Результаты геохимических исследований карбонатов и сульфидов подтверждают глубинный генезис флюидов вулканических извержений, которые использовали прокариоты и археи для создания сульфидно-карбонатных построек на поверхности лавовых палеопотоков андезитов.

Возможно, подобные сульфидно-карбонатные постройки будут найдены на современных лавовых потоках андезитов на дне морей и океанов, а также в других горных регионах.

Автор благодарит за консультации и оказанную помощь в проведении анализов профессора и члена корреспондента РАН В.В. Масленникова (Институт Минералогии УрО РАН. г. Миасс).

Литература

1. Лисицын А.П., Богданов Ю.А., Гурвич Е.Г. Гидротермальные образования рифтовых зон океана. М.: Наука, 1990. 256 с.

2. Лысенко В.И. Находка следов триасового палеовулканизма в западной части южного берега Крыма. Металлогения древних и современных океанов-2017. Дифференциация и причины разнообразия рудных месторождений. Миасс.: ИМин УрО РАН, 2017. С.37-42.

3. Масленников В.В. Литогенез и колчеданообразование. Миасс.: ОАО «Челябинский дом печати», 2006. 383 с.

ЕСТЬ ЛИ НЕФТЬ НА МАРСЕ? (ОКИСЛИТЕЛЬНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ И PT-УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ)

Маракушев С.А., Белоногова О.В.
Институт проблем химической физики РАН, Московская обл., г. Черноголовка
E-mail: marak@cat.icp.ac.ru; shukaram@yandex.ru

Вопрос: «Есть ли жизнь на Марсе?»
Ответ: «Тоже нет»
Анекдот

В отличие от жизни, которой «тоже нет» с нефтью все не так однозначно, но также, как и жизнь, ее образование на Марсе следует рассматривать в общей эволюции Солнечной системы, где ее планеты проходят во многом сходные этапы развития с момента зарождения до их энергетической гибели (утере эндогенной активности и полной консолидации) [1]. В этом смысле образование нефти и ее залежей это внутренняя составляющая общей геологической эволюции планет.

Наблюдения с Земли, данные космических аппаратов и бурения свидетельствуют о присутствии в атмосфере и литосфере Марса метана и легких углеводородов. В поверхностных условиях Марса метан довольно быстро разлагается, поэтому должен существовать постоянный источник его пополнения. Таким источником может быть либо геологическая активность (но современный вулканизм на Марсе не обнаружен), либо жизнедеятельность бактерий (в отсутствии жидкой воды невозможна), либо дегазация нефтяных и газовых залежей. Эндогенная активность Марса прекратилась 3 млрд лет назад (Ga), в течение которых нефтяные залежи должны были существенно истощиться в результате углеводородной дегазации. В настоящее время исследование геологии и геохимии Марса акцентировано на поиск существующей или вымершей жизни в подповерхностном слое марсианской коры [2]. Видимо, усилия ученых должны быть направлены также и на поиск залежей нефти (это может иметь практическое значение) или ее реликтов. В рамках концепции неорганического происхождения нефти она еще существует сейчас или должна была существовать в марсианской коре, которая в целом намного древней, чем наша. Обширные древние долинные русла и осадочные породы, заложенные в Noachian и Hesperian периоды марсианской истории ~ 4,0-3,6 Ga и ~ 3,6-3,0 Ga, соответственно, свидетельствуют о широком распространении жидкой воды на поверхности планеты.

Физико-химические условия в мантии и коре существовавшие в период эндогенной активности древнего Марса определяли возможность формирования углеводородов. Образование метана непосредственно связано с миграцией из земного ядра самого легкого углерода в водородных потоках (H_2 + CO). Образование в них воды способствует плавлению мантийного субстрата и формированию магматических очагов, с развитием которых обусловлена дальнейшая эволюция углеводородной генерации. Можно полагать, что развитие марсианских магматических очагов сопровождается подтоком в них водорода из ядра, что сопровождается непрерывным порождением в них метана, связывающего в основном углерод CO. Термодинамические расчеты показывают, что тяжелые («нефтяные») углеводороды образуются при высоких флюидных давлениях и низких окислительных потенциалах, создающихся в локальных окружениях редокс минеральными парами. В соотношении с окисленными соединениями углерода метан коррелируется с CO, а прочие углеводороды с CO_2, что создает две системы парагенезисов CO – CH_4 и CO_2 – C_nH_{2n+2}. На диаграмме (рис.1) приведены фации второй системы «нефтяных» углеводородов рассчитанные применительно к низкому и умеренному давлению до 1 кбар (нижняя часть диаграммы) и экстраполированы в область более высокого давления до 100 кбар (верхняя часть).

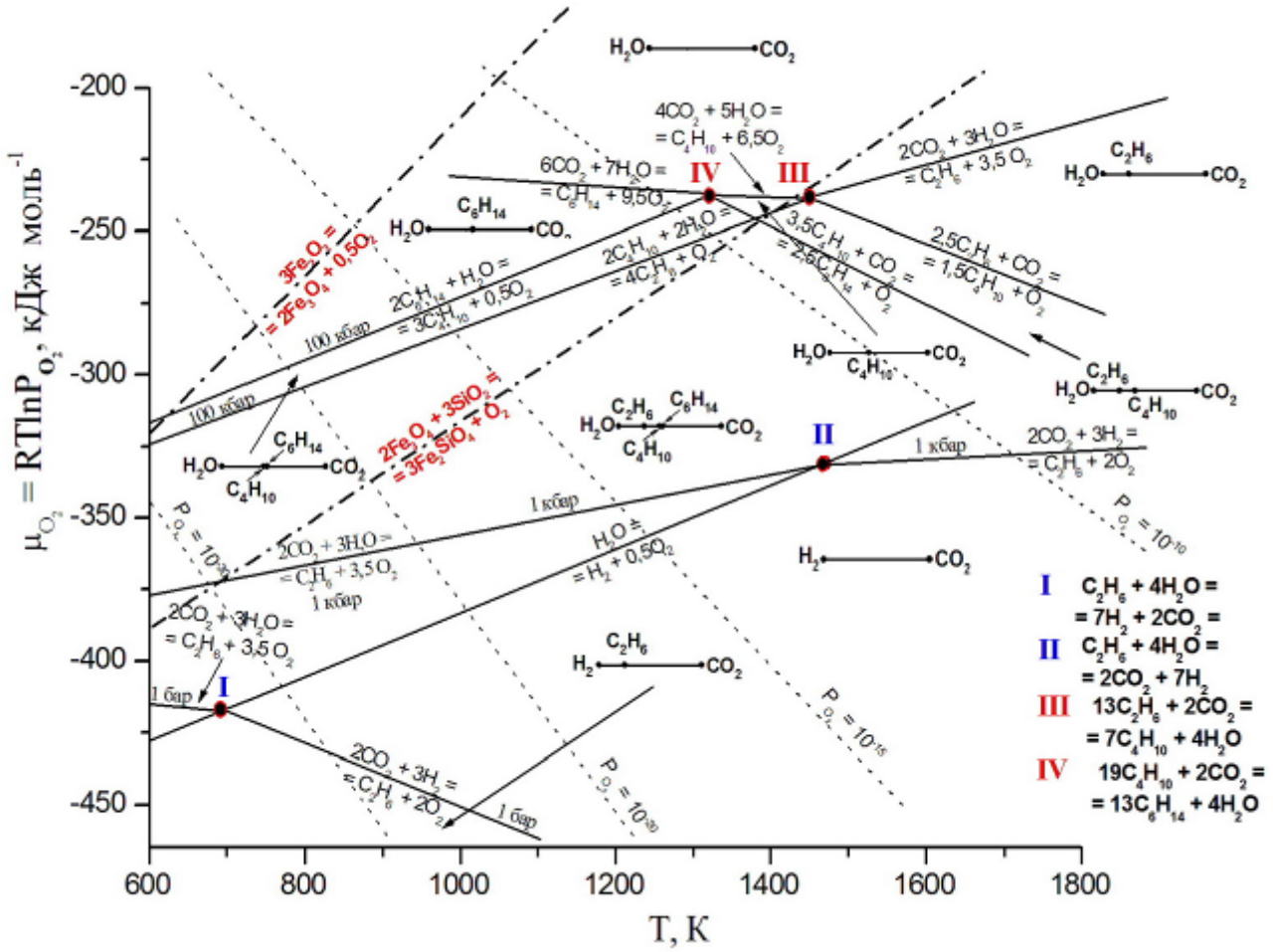


Рис. 1. Фазовая диаграмма химический потенциал кислорода – температура (T - μ_{O2} = $RTlnP_{O2}$), рассчитанные применительно к низкому и умеренному давлению (до 1 кбар) и экстраполированы в область более высокого давления (до 100 кбар). Равновесия углеводородов представлены реакциями идеальных газов. Пунктирные линии – изобары кислорода. Штрихпунктирные линии – равновесия минеральных буферов кварц-магнетит фаялитового и гематит-магнетитового. Углеводороды и их парагенезисы приведены на линейных диаграммах для каждой фации этой двухкомпонентной системы. Римские цифры – четырёхфазные равновесия.

Сопоставление представленных на диаграмме изобар наглядно отражает влияние давления, эффективно расширяющего поля стабильности (фации) этана, образующегося на границе водородной и водной фаций: $H_2 + 0{,}5O_2 = H_2O$. Такие четырёхфазные реакции (обозначены римскими цифрами) в двухкомпонентных системах отвечают нонвариантным точкам, смещающимся с ростом давления в область более высоких значений температуры и химического потенциала кислорода вдоль водно-водородного равновесия. Это смещение обусловлено большим отрицательным объёмным эффектом рассмотренных газовых реакций, определяющим углеводороды как абиссафильные образования, генерирующиеся в глубинах планеты.

Неустойчивость CO во флюидах, который подвергается окислению $2CO + O_2 = 2CO_2$ предопределяет реакцию образования этана: $7H_2 + 2CO_2 = C_2H_6 + 4H_2O$, являющуюся основой системы углеводородной генерации более высокого эволюционного уровня (рис. 1), совместимой тем не менее с метановой системой. Эта совмещенность обусловлена непрерывным поступлением водородными флюидами легкого углерода CO в магматические очаги. Однако в отличие от инертного метана, не имеющего углеводородных производных, в новой системе возникает этан, порождающий целое семейство более тяжелых углеводородов. Их стабилизации способствует общее давление, как схематически отражено на диаграмме. С его ростом равновесие, ограничивающее этановую фацию $2CO_2 + 3H_2O =$

C_2H_6 + 3,5O_2, смещается в область очень высоких значений температуры и химического потенциала кислорода. Потенциал кислорода при трансформации этана играет двойственную роль соответственно с двумя парагенезисами этана и других углеводородов: C_2H_6 + CO_2 (координирующие равновесия I и II) и C_2H_6 + H_2O (III и IV). В первом из них утяжеление углеводородов происходит с понижением потенциала кислорода, что способствует переходу углерода из CO_2 в углеводороды: 3,5C_4H_{10} + CO_2 = 2,5C_6H_{14} + O_2 и др. Во втором случае утяжелению способствует повышение потенциала кислорода с переходом водорода из углеводородов в водный компонент: 6C_4H_{10} + O_2 = 4C_6H_{14} + 2H_2O и др.

Рассмотренные две модели утяжеления углеводородов имеют совсем не одинаковое значение. Первая модель, свойственная крайне высокотемпературным условиям сопряжена с нарастанием в магматизме восстановительной обстановки. Она имеет только теоретическое значение, так как ее трудно согласовать с петрологическими данными. Развитие мантийных очагов происходит под воздействием водных флюидов, существенно понижающих температуру магматизма, направленного в своем развитии в сторону нарастания щелочности, которое коррелируется с повышением кислородного потенциала. С этим хорошо согласуется вторая модель утяжеления углеводородов (CH_3 → C_nH_{2n+2}), обусловленного возрастанием кислородного потенциала и падением температуры. Эта ее особенность позволяет не ограничивать эту модель только магматическими процессами нарастания щелочности расплавов в глубинах, но и распространить ее на миграцию из них углеводородных флюидов в коровую обстановку более высокого кислородного потенциала. Химический потенциал кислорода определяется редокс обстановкой, создающейся минеральными редокс парами переходных металлов (главным образом железа) и проблемой является обнаружение таких окислителей в древней марсианской коре.

На диаграмме, рис.1, фация магнетита (Fe_3O_4), расположенная между равновесиями 2Fe_3O_4 + 3SiO_2 ↔ 3Fe_2SiO_4 и 3Fe_2O_3 ↔ 2Fe_3O_4 наилучшим образом подходит по своему окислительному потенциалу, как фация сравнительно низкотемпературной окислительной трансформации углеводородов.

На Земле жизнь и нефть формировались и развивались параллельно и взаимосвязано [3], поэтому исследования проявлений жизни на Марсе [2, 4, 5] приведут и к поиску месторождений нефти в виде реликтов, например, битумов, «нефтяных» парагенезисов металлов или так называемых нефтяных «материнских пород».

В настоящее время проводятся довольно интенсивные исследования других планет и спутников с целью обнаружения проявлений жизни или ее следов, а также поиску условий для возможного зарождения жизни. Например, гидротермальная активность подлёдного океана Европы (спутник Юпитера) позволяет предположить возможность возникновение там жизни [6]. Работы в этом направлении видимо будут способствовать развитию и укреплению теории неорганического происхождения нефти на Земле.

Литература

1. Маракушев А.А., Грановский Л.Б., Зиновьева Н.Г., Митрейкина О.Б., Чаплыгин О.В. Космическая петрология. М.: Наука, 2003. 387 с.

2. McMahon S., Bosak T., Grotzinger J. P. et al. (2018) A field guide to finding fossils on Mars. Journal of Geophysical Research: Planets, 123. doi: 10.1029/2017JE005478

3. Маракушев С.А. Параллельное образование жизни и нефти на Земле, 4-е Кудрявцевские чтения всероссийской конференции по глубинному генезису нефти. 2015, http://conference.deepoil.ru/index.php/archive/2015/42?start=3

4. Russell, M.J. and Nitschke, W. (2017) Methane: Fuel or Exhaust at the Emergence of Life? Astrobiology 17 (10): 1053-1066. doi: 10.1089/ast.2016.1599

5. Michalski J.R., Onstott T.C. Mojzsis S.J., Mustard J., Chan Q.H.S., Niles P.B., Johnson S.S. (2018) The Martian subsurface as a potential window into the origin of life, Nature Geoscience. doi: 10.1038/s41561-017-0015-2

6. Russell, M.J., Murray, A.E., Kevin P.H. (2017) The possible emergence of life and differentiation of a shallow biosphere on irradiated icy worlds: The example of Europa. Astrobiology 17 (12): 1265–1273. doi: 10.1089/ast.2016.1600.

ИНТЕНСИВНОСТЬ ВТОРИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ В ПЕСЧАНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ИХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Мельник И.А.
ТФ АО «СНИИГГиМС», migranis@mail.ru

Аннотация. Представлены результаты статистической интерпретации материалов ГИС для испытанных УВ насыщенных и водонасыщенных песчаных интервалов юрского горизонта (по скважинам Томской области), по которым определены критерии выявления пропущенных залежей нефти. Величины интенсивностей вторичных процессов являются индикатором присутствия углеводородов и могут служить критерием их наличия с коэффициентом успешности более 70%. Отношения величин данных интенсивностей (нефтенасыщенных относительно водонасыщенных отложений) для нижнесреднеюрских и верхнеюрских пластов отличаются противоположным образом. Связано это с глубинной миграцией.

Введение. Не одно десятилетие исследовались условия геохимической (минеральной) индикации нефтегазонасыщенности терригенных отложений земной коры в процессах наложенного эпигенеза [1-5]. Но, к сожалению, за все время исследований, так и не было выявлено универсального и однозначного геохимического критерия присутствия нефти. Все выявленные минералы-индикаторы, обусловленные вторичными преобразованиями, связаны с проникновением в коллектор глубинных флюидов (гидротермы, рассолы и углеводороды) вне зависимости от характера их природы. Хотя при этом, несомненно то, что геохимические аномалии контролируются зонами разгрузки флюидов обусловленных близкорасположенными проводящими разрывными нарушениями земной коры [4-7].

В связи с чем, возникают следующие вопросы, возможно ли связать условия присутствия-отсутствия вторичных минералов с процессом образования углеводородной (УВ) залежи? Или необходимо определять некие отличительные признаки вторичных процессов, зависимых в большей степени от реализации систем УВ-вода-порода?

В зонах водонефтяных контактов (ВНК), процессы наложенного эпигенеза (в результате вторичного минералообразования) наиболее ярко представлены такими явлениями как пелитизация полевых шпатов, вторичные каолинитизация и гидрослюдизация, вторичные пиритизация и карбонатизация [2, 3, 4]. Однако, однозначно выявить причину их появления с глубинной водой или со смесью УВ-вода не представляется возможным. В свою очередь, существует замечательный признак вторичного преобразования, обусловленный природой флюида. Это интенсивность эпигенетического процесса, величина которой напрямую связана с химическими характеристиками и временем поступающих в коллектор глубинных флюидов [8, 9, 10, 16].

В данной работе иллюстрируется возможность использования величины интенсивности вторичного преобразования породы, в процессе наложенного эпигенеза, в качестве индикации присутствия углеводородов в песчаном коллекторе. Проведен сравнительный анализ вероятностной связи данных процессов с УВ, возможности использования вычисляемых статистических параметров для поиска и разведки перспективных залежей при статистической интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС).

ПРИНЦИП СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС

Следует признать, что вся инновационная технология интерпретации была построена на применении минимальной группы стандартных материалов ГИС, а именно – НГК (либо $ННК_Т$); ГК; КС (ГЗ-3); ПС. Это позволяло изучать разрезы скважин и получать геохимическую информацию по данным старого фонда промысловой геофизики [8, 9, 11, 16].

Рассмотрим принципы методики статистической интерпретации материалов ГИС при вычислении интенсивностей каолинитизации, пелитизации и пиритизации. Эти процессы в наибольшей степени связаны с глубинной миграцией УВ флюидов и гидротерм. Пусть нам

даны две дискретные выборки: например, пористость песчаной породы и глинистость исследуемого интервала пласта. Важнейшим показателем корреляции двух не связанных дискретных выборок являются коэффициент аппроксимации (R^2) и статистический (интервальный) параметр (Y), выражающий интервальную меру влияния эпигенетических процессов в песчаниках исследуемых пластов [8]. Произведение статистических параметров $i=YR^2$ назовем статистической *интенсивностью вторичных процессов*, выражающую как качественную (R^2), так и количественную (Y) меры статистических регрессионных связей. При условии положительной корреляции глинистости с общей пористостью с большой долей вероятности можно утверждать о присутствии эпигенетического преобразования породы, приводящего к вторичной каолинитизации в исследуемом песчаном интервале, где в результате поступления глубинных флюидов с растворенным CO_2 углекислотный метасоматоз может протекать следующим образом [4]:

Калиевый полевой шпат + $H_2O + CO_2 \rightarrow$ *Каолинит* + $\mathbf{K^+} + HCO_3 + H_4SiO_4$

Глиноземный хлорит + $H_2O + CO_2 \rightarrow$ *Каолинит* + $\mathbf{Mg^{2+}} + \mathbf{Fe^{2+}} + H_4SiO_4 + TiO_2 + HCO^{3-}$.

В кислых средах (*pH* 4-5) происходит каолинитизация как полевого шпата, так и глинистых минералов. Причем, в результате повышенной кислотности растворяется не только заполняющий поры цемент, но и матричный алюмосиликат. Емкость коллектора повышается на 2-3%, а проницаемость – в несколько раз. И самое важное, образующие катионы магния, железа и калия будут диффундировать к отрицательно заряженной глинистой поверхности, тем самым увеличивать плотность зарядов проводимых поверхностных слоев [12]. К ним относятся двойной электрический слой (ДЭС) и межслоевая электропроводимость трехслойных глинистых минералов [13].

В этом случае с увеличением плотности зарядов поверхностного (диффузионного) слоя увеличивается электрическая проводимость глинистой фракции, что отразится на увеличении коэффициента аппроксимации отрицательной регрессии между выборками глинистости и удельным электрическим сопротивлением (УЭС). Интенсивность проявления данной отрицательной регрессии назовем *статистическим параметром ДЭС*.

Из электрохимии известно, что с увеличением емкости катионного обмена увеличивается электропроводность глинистых минералов. В свою очередь, вторичные, эпигенетические гидрослюды от первичных гидрослюд отличаются, прежде всего, большей величиной отрицательного тетраэдрического зарядового потенциала вследствие интенсивного изоморфного замещения кремния на алюминий [1]. Поэтому плотность положительных зарядов в диффузионном слое вторичных гидрослюд будет гораздо выше плотности зарядов в проводимых слоях первичных глин.

Известно, что в процессе формирования залежи, с распадом гидратной оболочки частиц «микронефти» на нефть и временно диссоциированную воду с образованием избытка свободных ионов водорода, *pH* уменьшается до 4-5 [14]. Избыток ионов водорода реализуется в случае нарушения зарядового равновесия, например, ионы гидроксильной группы участвуют в формировании гидроксида железа. В связи с наименьшим атомным весом, катионы водорода в значительной степени увеличивают среднюю плотность и подвижность зарядов диффузионного слоя ДЭС и межслоевой проводимости трехслойных глин. Это приводит к увеличению электропроводимости глин и, соответственно, величины статистического параметра ДЭС [13]. Так же с присутствием сероводорода (либо серы, в нефти его количество значительно) будет проходить одностадийная пиритизация, совместно с каолинитизацией породы обуславливая их парагенез [15, 16].

При вторичных геохимических процессах, заселенность октаэдрических позиций катионами железа, с развитием механизма электронного обмена между Fe^{2+} и Fe^{3+} и расширением структуры октаэдрического слоя, вследствие большого ионного радиуса железа, относительно Mg^{2+} и Al^{3+}, приводит к повышению проводимости биотитов. Кроме того, наблюдается снижение энергии активации делокализации протонов гидроксильных групп в окружении ионами железа [17].

Образование пирита в природных условиях, как правило, идет вследствие реакции взаимодействия сероводорода и железистых соединений, растворенных в воде. При низких температурах (менее 200^0C) в большинстве случаев продуктом реакции на первой стадии являются метастабильные моносульфиды железа, которые затем переходят в пирит [15]. В гидротермальных системах при изменении термобарических условий среды (ниже 100^0C) и при *pH* порядка 5-6 происходит пиритизация. В этом случае формирование пирита проходит через стадию гидротроилитизации, а при *pH* 4-5 пиритизация идет непосредственно из раствора. В щелочной среде (при *pH* 7-9) образуется моносульфид железа, который через некоторое время превращается в пирит.

Присутствие серы (либо сероводорода) в углеводородах и железа в той, либо иной форме приводит к образованию в песчаной среде вторичных пиритов. Из всех железосодержащих минералов, значительно повышающих электрическую проводимость песчаной породы, пирит встречается чаще всего. Очевидно, что при невысокой минерализации пластовой воды (менее 35-40 г/л) обратная зависимость между УЭС песчаной породы и относительным содержанием железа в основном будет обусловлена изменением содержания пирита.

АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Рассмотрим возможности применения технологии статистической интерпретации материалов ГИС старого фонда для повышения эффективности выявления нефтенасыщенных коллекторов в отложениях нижней и средней юры (тюменская, урманская свиты). С этой целью была проделана статистическая интерпретация данных ГИС 98 водонасыщенных и 22 нефтенасыщенных песчаных интервала различных скважин Томской области, в которых были проведены испытания. Скважины, исследуемых нефтенасыщенных и водонасыщенных интервалов, расположены на следующих месторождениях и участках: Герасимовское, Селимхановский, Южно-Пыжинский, Толпаровский, Квартовый, Тамратский, Вездеходный, Западно-Тымский, Мартовский, Парбигский и т.д. Порядка 70% исследуемых нефтенасыщенных интервалов относятся к скважинам Герасимовского месторождения УВ.

Для определения коэффициента успешности выявления продуктивных пластов при интерпретации данных ГИС сделаем следующее допущение – пусть все испытанные песчаные интервалы изначально интерпретировались (стандартным способом) как перспективные, нефтенасыщенные пласты. В итоге получим:

$K_{станд}$ = 22/120 ≈ 0.18 д.ед.

Естественно, низкая величина этого коэффициента обусловлена не только введенным допущением, но совокупностью неэффективных, стандартных методов интерпретации материалов ГИС. С целью повышения эффективности методов интерпретации рассмотрим результаты применения инновационной методики поиска продуктивных УВ залежей в нижнесреднеюрских отложениях.

В результате статистической интерпретации данных ГИС в каждом испытанном интервале определены статистические интенсивности вторичных процессов каолинитизации, пиритизации и параметра ДЭС. По результатам сопоставления вычисляемой по материалам ГИС интенсивности пиритизации ($i_{пир}$) с результатами лабораторных исследований шлифов образцов керна ($C_{пир}$, [%] – среднее содержание пирита в интервалах песчаных коллекторов) была определена следующая зависимость содержания пирита [11]:

$$C_{пир} = 0.0041\, i^2_{пир} - 0.1338\, i_{пир} + 0.9194.$$

Проведено усреднение величин интенсивностей вторичных каолинитизации, пиритизации, содержания пирита (с учетом нулевых значений) и статистического параметра ДЭС в 120-ти испытанных пластах нижней и средней юры (для 22 нефтенасыщенных и 98 непродуктивных интервалов) (таблица 1).

Таблица 1. Усредненные результаты статистической интерпретации ГИС для нефте- и водонасыщенных интервалов нижнесредней юры по Томской области.

Насыщение	$\langle i_{каол} \rangle$, **усл.ед.**	$\langle i_{пир} \rangle$, **усл.ед.**	$\langle C_{пир} \rangle$, **%**	$\langle i_{ДЭС} \rangle$, **усл.ед.**
Нефть (Н)	0,09	0,17	0,4	0,24
Вода (В)	0,11	0,19	0,5	0,16
Н/В	0,82	0,89	0,8	1,50

Анализ данных таблицы 1 показывает незначительное уменьшение интенсивностей вторичных процессов в нефтенасыщенных интервалах. Этот факт можно объяснить закономерной консервацией нефтью наложено-эпигенетических процессов преобразования породы [10]. Очевидно, что данная закономерность проявляется вследствие быстрого заполнения ловушки углеводородами, вытесняющими воду и мигрирующими по каналам с нижних горизонтов, т.е. с фундамента.

В свою очередь, средняя величина статистического параметра ДЭС ($i_{ДЭС}$) в нефтенасыщенных интервалах на 50% больше, чем в водонасыщенных коллекторах (таблица 1). Этот факт указывает на повышенную электропроводность глинистых минералов в нефтенасыщенных песчаниках нижнеюрских отложений в сравнении с водонасыщенными. В связи с чем, данный параметр можно использовать как поисковый инструмент продуктивных интервалов в нижнесреднеюрских пластах (рис. 1).

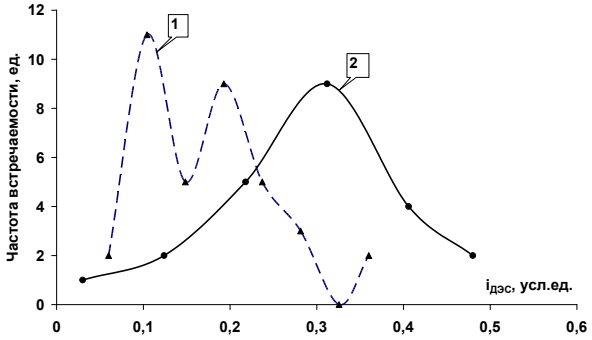


Рис. 1. Гистограммы статистического параметра ДЭС глинистой фракции песчаных пород в нижнесреднеюрских отложениях Томской области, где 1 – водонасыщенные интервалы; 2 – нефтенасыщенные интервалы.

К тому же увеличенная поверхностная электропроводимость глинистого цемента может оказаться причиной образования низкоомных нефтенасыщенных коллекторов, пропускаемых в случае традиционной интерпретации материалов ГИС [15, 16].

По рис. 1 видно, что граничное значение статистического параметра ДЭС нефтенасыщенных интервалов располагается в пределах $i_{ДЭС}$=[0.2-0.3] усл.ед. Анализ величин параметра ДЭС для 36-и водонасыщенных и 22-х нефтенасыщенных песчаников позволил определить граничную величину $i_{ДЭС}$(гр)>0.26 усл.ед. В этом случае в выборке осталось ~41% от общего количества нефтенасыщенных коллекторов. Но зато коэффициент успешности в определении перспективных и рекомендованных к испытанию интервалов, в сравнении с традиционным методом интерпретации ГИС увеличивается в ~4 раза: $K_{ДЭС}$ = 9/12 = 0.75 д.ед.

Корреляционный анализ выборочных данных интенсивностей каолинитизации, пиритизации и параметра ДЭС позволил выявить следующую закономерность – выборки нефтенасыщенных интервалов коррелируют друг с другом с коэффициентом корреляции R≈+0.67. В свою очередь, между выборками статистических параметров в водонасыщенных коллекторах данных корреляционных зависимостей обнаружено не было. Этот факт является подтверждением того, что парагенез перечисленных вторичных процессов обусловлен поступлением в коллектор смеси нефть-вода с последующими петрографическими и петрофизическими изменениями пород в результате фазового разделения смеси на нефть и диссоциированную воду. Данный парагенез маловероятен при поступлении в песчаный коллектор только глубинных углекислых гидротерм.

По результатам описания шлифов в нефтенасыщенных коллекторах в сравнении с водонасыщенными выделяются следующие отличия: *во-первых*, парагенез вторичных пиритов и каолинитов с большим содержанием окисленных пиритов и его отсутствие в водонасыщенных интервалах; *во-вторых*, присутствие гидроокиси железа по сидериту, вторичных гидрослюд и их полное отсутствие в водоносных пластах. Выявленные в шлифах отличительные признаки могут служить еще одним критерием присутствия углеводородов в исследуемых песчаных коллекторах.

Таблица 2. Усредненные результаты статистической интерпретации ГИС для нефте- и водонасыщенных интервалов верхней юры и нижнего мела по Томской области.

Насыщение	$\langle i_{пир} \rangle$, **усл.ед.**	$\langle i_{каол} \rangle$, **усл.ед.**	***I*, усл.ед.**	***Q*, усл.ед.**
Нефть (Н)	0,13	0,20	3,9	0,40
Вода (В)	0,11	0,16	3,0	0,33
Н/В	1,18	1,25	1,3	1,23

Рассмотрим возможности применения технологии статистической интерпретации материалов ГИС старого фонда для повышения эффективности выявления нефтенасыщенных коллекторов в отложениях верхней юры и нижнего мела. С этой целью была проведена статистическая интерпретация данных ГИС 20-25 песчаных интервалов в каждой из 117 скважин территорий Томской области. Исследовались такие участки и месторождения УВ как Болтная, Восток, Вертолетная, Киев-Ёганская, Мирная, Пинджинская, Снежная, Лесная, Рыбальная, Крыловская, Ясная и др. Проведено сопоставление величин интенсивностей пиритизации и каолинитизации в 269-ти испытанных пластах для 41-го нефтенасыщенного и 228-ми водонасыщенных («сухих») интервалов (таблица 2). Здесь следует отметить то, что 95% нефтенасыщенных пластов принадлежат верхнеюрскому горизонту.

В четвертом и пятом столбцах таблицы 2 показаны вычисленные статистические параметры. Эмпирическим путем была подобрана функция параметра интенсивности, суммирующая рассматриваемые интенсивности, несущая наиболее отличительные признаки нефте- и водонасыщенных коллекторов, определяемая по формуле:

$$I = \exp(3 \times (i_{пир} + i_{каол})).$$

Зная относительные содержания железа, калия и глинистости с последующим вычислением их статистических параметров *Y* и *R* в отрицательных регрессионных связях с УЭС (при $R<-0.6$ и суммировании интенсивностей пиритизации, пелитизации и параметра ДЭС) можно определить параметр *скрытой электрической проводимости* (СЭП) [9]:

$$Q = \sum YR_i^{\,2}.$$

По таблице 2 заметно, что величины всех «нефтяных» вычисляемых параметров на 20-30% больше «водных». Это является подтверждением связи исследуемых вторичных преобразований породы с углеводородами. К тому же, между выборками интенсивностей каолинитизации и пиритизации углеводородных пластов проявилась положительная корреляционная зависимость. Общий анализ величин вычисляемых интенсивностей определил то, что в верхней юре статистический параметр ДЭС не является показателем нефтенасыщенности коллектора.

Используя определенные граничные значения параметров *I* и *Q* в исследуемой выборке испытанных пластов, был определен коэффициент успешности выявления перспективных (возможно низкоомных) нефтенасыщенных интервалов: $K_{I;\,Q} = 11/14 = 0.78$ д.ед.

В этом случае в выборке осталось ~27% от общего количества нефтенасыщенных коллекторов. Но зато коэффициент успешности в определении низкоомных, нефтенасыщенных и рекомендованных к испытанию интервалов, в сравнении с традиционным методом интерпретации ГИС увеличивается более чем в 4 раза.

Заключение. Обобщая результаты статистической интерпретации данных ГИС песчаных интервалов по Томской области можно сделать следующие выводы:

Во-первых, рассматриваемые отношения величин интенсивностей вторичных процессов наложенного эпигенеза (нефтенасыщенных относительно водонасыщенных отложений) для нижнесреднеюрских и верхнеюрских пластов отличаются противоположным образом.

Во-вторых, определенные граничные величины вычисляемых статистических параметров можно использовать в качестве поисковых инструментов при выявлении пропущенных продуктивных интервалов в юрских пластах, кратно повышающих эффективность интерпретации материалов ГИС относительно стандартного метода.

Полученные результаты, в общих чертах, позволяют построить логически обоснованную гипотезу. Нижнесреднеюрские отложения отличаются от верхнеюрских тем, что температура пластов в них выше (более 100^0С), их расположение к глубинным разломам по фундаменту гораздо ближе, а мощность и качество региональных покрышек гораздо хуже баженовской свиты. В свою очередь известно то, что основные месторождения УВ Томской области приурочены к глубинным разломам [18].

Таким образом, скорости миграции глубинных флюидов (смеси УВ - вода) снизу вверх и аккумуляции углеводородов с фазовым разделением в кровле пластов на нижних и верхних горизонтах юры будут отличаться. Произойдет следующее, смесь глубинных флюидов, поступая с высокой скоростью в ловушку нижнего горизонта юры и, вследствие высокой температуры среды, будет испытывать быстрое фазовое разделение (с диссоциацией воды) с ускоренной фильтрацией и аккумуляцией нефти в верхние слои коллектора [19]. В результате чего нефть достаточно быстро консервирует процессы вторичного геохимического преобразования, но с диссоциированными катионами водорода, повышает поверхностную электропроводимость глинистых минералов. При относительно замедленной миграции смеси по трещинам и зонам разуплотнения в верхний горизонт юры, где попадая в ловушку с качественным флюидоупором, фазовое разделение смеси с аккумуляцией нефти будет происходить гораздо медленнее, чем на нижнем горизонте. Поэтому процесс наложенного эпигенеза в песчаном коллекторе будет проходить гораздо дольше, соответственно вторичные преобразования проявятся с большей интенсивностью. Но, видимо с пониженными скоростями диссоциации воды и ее катионов, временно диссоциированные ионы будут вновь образовывать молекулу воды. В связи с чем, повышение электропроводимости глинистых минералов происходить не будет.

Литература

1. Коссовская А.Г., Дриц В. А. Вопросы кристаллохимической и генетической классификации слюдистых минералов осадочных пород. В кн. – Эпигенез и его минеральные индикаторы. М., Наука, 1971. – С. 7l–95.

2. Сахибгареев Р.С. Эпигенез юрских и меловых отложений центральной части Западно-Сибирской низменности. Советская геология. – 1970. – № 5. – С. 143–146.

3. Перозио Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1971. – 158 с.

4. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.:Недра, 1992. 239 с.

5. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений. Литосфера. – 2009. №6. С. 54-65.

6. Предтеченская Е.А., Злобина О.Н., Бурлева О.В. Минералогические и геохимические аномалии как индикаторы флюидодинамических процессов в юрских нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирской плиты. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 1. – С. 11-24.

7. Недоливко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта $Ю_1^3$ Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область). Известия ТПУ. – 2005. – Том 308. – №5.– С. 47 – 53.

8. Мельник И.А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №11. – С. 35–40.

9. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2016. – 146 с.

10. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А. Эпигенетические минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы. Докл. АН СССР, 1959, т. 125, №5, с. 1097-1099.

11. Мельник И. А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС. Геофизика. – 2013. – №4. – С. 29–36.

12. Мельник И.А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах. Геофизические исследования. – 2014. – №4. – С. 44–53.

13. Зубков М.Ю. Кристаллографическое и литолого-петрографическое обоснование электрических свойств минералов железа, глин и терригенных коллекторов (на примере пластов БВ8 и ЮВ1 Повховского месторождения. Часть 1). Горные ведомости.– 2008.– №11.– С.20-32. (Часть 2)//Горные ведомости.– 2008.– №12.– С.30-53.

14. Тараненко Е.И., Безбородов Р.С., Хакимов М.Ю. Преобразование коллекторов в нефтяных залежах. Геология нефти и газа. – 2001. – №2. – С. 18–22.

15. Козеренко С.В., Храмов Д.А., Фадеев В.В. и др. Исследование механизма образования пирита в водных растворах при низких температурах и давлениях. Геохимия.– 1995.– № 9. – С. 1553-1565.

16. Мельник И.А. Интенсивность пиритизации как индикатор характера насыщения юрских пластов Томской области. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №3. – С. 41–49.

17. Гуссеинов А.А. Исследование электропроводности минералов класса слоистых силикатов и горных пород в зависимости от температурного и кристаллохимического факторов. Автореферат д. ф.-м.н. ИФЗ РАН. – 2012. – 38 с.

18. Мельник И.А., Зимина С.В., Смирнова К.Ю. Нефтегазоносность территории Томской области как результат глубинной миграции. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №3. – С. 17-22.

19. Словарь по геологии нефти и газа. - Л.: Недра, 1988. – 679 с.

ТЕПЛОВАЯ МАШИНА ЗЕМЛИ КАК ОСНОВА ГИПОТЕЗЫ ПРЕИМУЩЕСТВЕННОГО ГЛУБИННОГО ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ

Миколаевский Н.Э., Архипова Е.Ю., Миколаевский Р.Э., Жерносенко Е. А., Миколаевский Э. Ю.

ООО «Геолого-геофизическое Партнёрство», Москва
E-mail: hrius@mail.ru; geofrend2012@yandex.ru; mail@geofiz.ru

Для целей обоснования аналогов циклов Карно в тепловой машине Земли доказано существование двух времён в геологической истории Земли – интегрального *Ti* и локального *dTi*. Для этой же цели выведена универсальная формула для связи скорости и частоты в общем случае и, в частности, для псевдодвижения неподвижных физических и временных границ и тел.

$$B_i = B_0 \cdot \left(\frac{\omega_0}{\omega_i}\right)^W \cdot \tau^{\frac{1}{\theta}} = B_0 \cdot \left(\frac{\omega_0}{\omega_i}\right)^W \cdot R$$

- *W – интегральный структурно-термодинамический коэффициент*
- *R – коэффициент энергонасыщенности среды и волны*
- *ω0-частота излученная источником, в том числе и в «0» состоянии, когда источник и приемник неподвижны относительно среды, т.е. «u» - скорость источника равна 0 и «v» - скорость приемника равна 0*
- *ωi-принятая приёмником частота*
- *B0 и Bi –соответствующие ω0 и ω1 скорости волны*
- *V – скорость волны в неподвижной однородной среде*

Смысл этой формулы состоит в том, что любую функцию со значениями *ω0* и *ωi* можно трактовать как функцию частоты волнового процесса со скоростями, в частности, *B0 и Bi*, и наоборот, любую функцию со значением *B0 и Bi* можно трактовать как функцию скоростей волнового процесса с частотами, в частности, *ω0* и *ωi.*

Это приводит к понятию волн эволюции планеты Земля. Два типа реперного времени: интегральное (от начала архея до современного голоцена) и интервальное (нижний архей, средне- верхний архей, нижний протерозой, верхний протерозой, палеозой, мезозой, кайнозой) одновременно сосуществуют и взаимодействуют, определяя первую E1 и вторую E2 волны эволюции.

Величины, обратные линейному интегральному и нелинейному интервальному временам, задают соответствующие темпы энергетической эволюции Земли: синхронные скоростные, температурные, термодинамические изменения планеты.

Основополагающими, например, для волны E1, являются закономерности (с точностью до коэффициентов, показателей степени и констант).

$\frac{A}{Ti} = \frac{6400}{Ti} = Bi1(Ti)$ – скорость первой волны E1 как функции линейного интегрального времени T*i* и $\frac{A}{Ti^{0,82}} = \frac{6400}{Ti^{0,82}} = Bi1(Ti, dTi)$ - скорость первой волны E1 как функция (симбиоз) интегрального и интервального времён, где 6400км – произвольная, но неизменная на все времена константа Земли, её радиус.

Из этих скоростей синхронно с ними для волны Е1 появляются термодинамические оценки:

$Pi1(Ti) = \frac{Po}{Vi} = \alpha\frac{6400}{Ti} = \alpha Bi1(Ti)$ – это суммарная изотерма сжатия и расширения волны Е1.

$Pi1(Ti, dTi) = \frac{Po}{Vi^{0,82}} = \alpha\frac{6400}{Ti^{0,82}} = \alpha Bi1(Ti, dTi)$ – суммарная адиабата расширения и сжатия волны Е1, как функция (симбиоз) интегрального времени T*i* и интервального времени dT*i*.

Здесь $\boldsymbol{P_0}$ – изначальное раннеархейское давление внутри расплавленного магматического шара – изначального источника, ***Vi(Ti)*** –это переменный объём рабочего тела тепловой машины Земли. Начиная от поверхности земного шара(холодильника) этот объём со временем увеличивается вглубь планеты: V*i=c*T*i.* Увеличивается и холодильник (литосфера, аэросфера).

Вторая волна эволюции Е2 символизирует биологический тренд планеты с его свершениями (наука, техника, искусство, религия) и деградацией (войны, болезни, самоубийственное истребление ресурсов, абсолютный хищник-человек).

Тепловая машина Земли имеет все конструктивы обратимого термодинамического цикла:

1. Нагреватель – всё тепловыделяющее внутреннее пространство Земли, в том числе накопленную при первородном доархейском адиабатическом сжатии изначальную энергию, а также энергию от распада радиоактивных элементов, от трения внутренних оболочек и аккумуляцию внешней энергии от Солнца и космоса;
2. Холодильник – астеносферу, литосферу, атмосферу, стратосферу, ближний космос;
3. Рабочее тело – верхняя мантия, переходная зона, нижняя мантия и в резерве верхнее ядро, внутреннее ядро.

Имеется физическое обоснование наличия обеих ветвей цикла Карно – верхней (изотермическое и адиабатическое расширение) и нижней (изотермическое и адиабатическое сжатие). При этом весь цикл тепловой машины состоит из множества циклов с адиабатными и изотермическими ветвями.

Геологический и исторический опыт показывает, что при расширении производится работа наряду с выбросом тепла в холодильник: землетрясение, субдукция, спрединг, извержения лавы, воды и газов, движение литосферных плит. Такт же при обратном ходе – сжатии мантийных камер за счёт всестороннего давления происходит разогрев мантийного вещества и накапливается тепловая энергия для начал нового цикла.

Непрерывность и цикличность работы тепловой машины Земли, создавшей и создающей за 4,5 млрд лет дифференцированную структуру Земли, в том числе ядра, мантии, литосферу, гидросферу и аэросферу, со всем множеством полезных ископаемых, в том числе воды, нефти, газа, и миллиард биологических видов, - эта непрерывность и цикличность обеспечивает в этом неизбежном ритме, в частности, образование и миграцию нефти и газа.

Планетарная масштабность мантийных движений вещества предопределяет их главенствующую роль в формировании литосферы и, соответственно, всех ее компонент, в том числе полезных ископаемых: руд, вод, солей, нефти.

Литосфера и Солнце породили вторичный цикл образования углеводородов: каменные угли, вторичные нефти и газы, торф.

При экстраполяции термодинамической жизни планеты вперёд – в пост-четвертичное время кайнозоя оценка оказывается лежащей в диапазоне от 6 до 8 млрд. лет.

Подобная же оценка назад – в доархейское время приводит к оценкам, значительно более близким ко времени Большого Взрыва, чем пятимиллиарднолетняя история Солнечной системы.

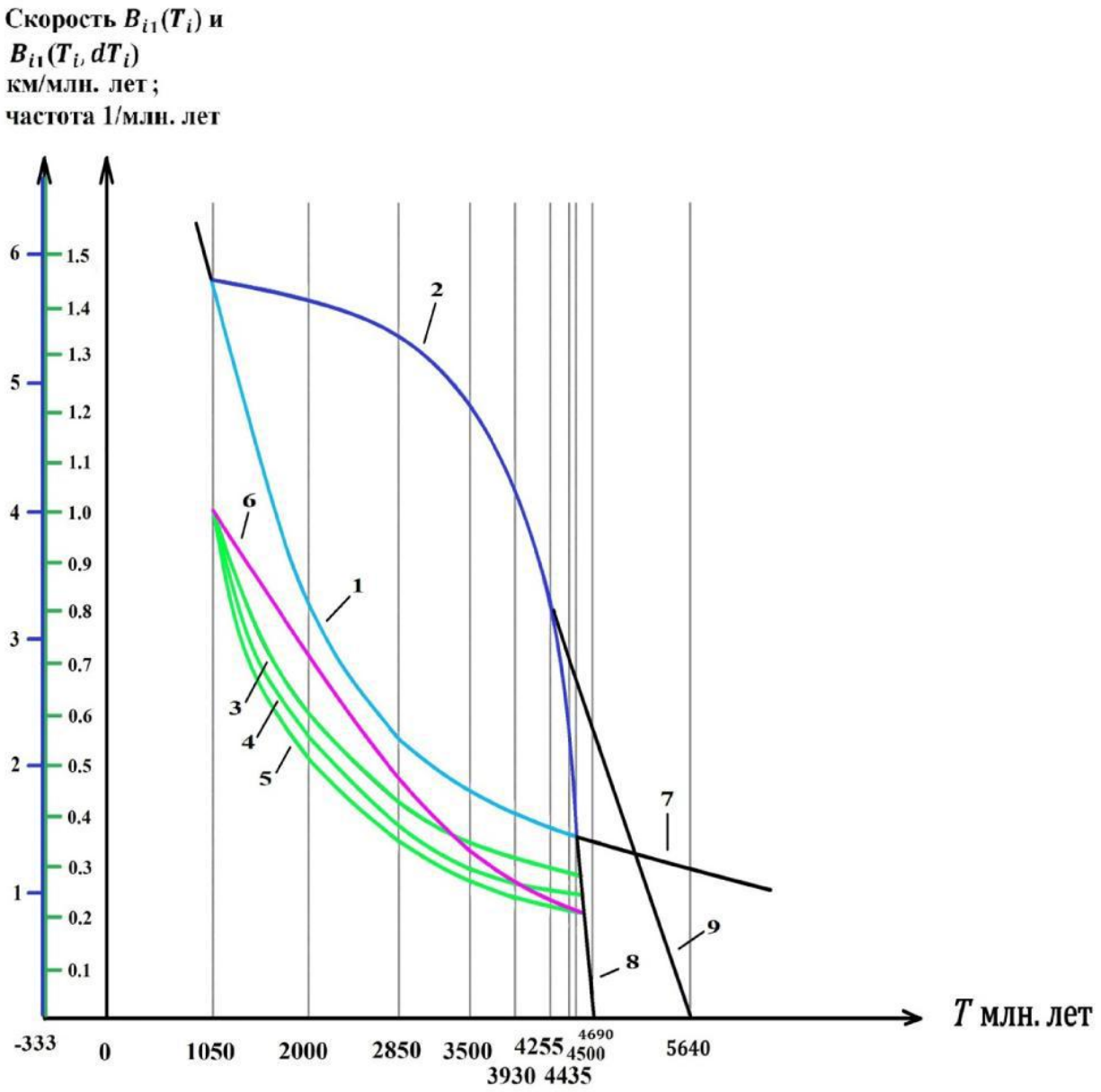


Рис. 1А. Характеристики волн эволюции Земли. Шифр кривых:

1 – *Bi1* (Ti), скорость 1-ой волны E1, как функция интегрального линейного времени (Ti);

2 – Bi1 (TidTi) альтернативная скорость 1-ой волны E1, как функция интегрального и интервального (локального) времени;

3, 4, 5 – Vi1 (Tidi), возможные частоты волны E1 при показателе степени *W* в уравнении (22), равном соответственно -0.9; -1; -1.1;

6 – частота волны E1 при зависимости *W* от времени в диапазоне от -0.5 до -1.1 от архея до кайнозоя;

7 – экстраполяция вперёд скорости волны Bi1 (Ti);

8 – экстраполяция вперёд альтернативной скорости волны Bi1(TidTi);

9 – экстраполяция вперёд скорости волны Bi1 (TidTi) в предположении «длинного» кайнозоя.

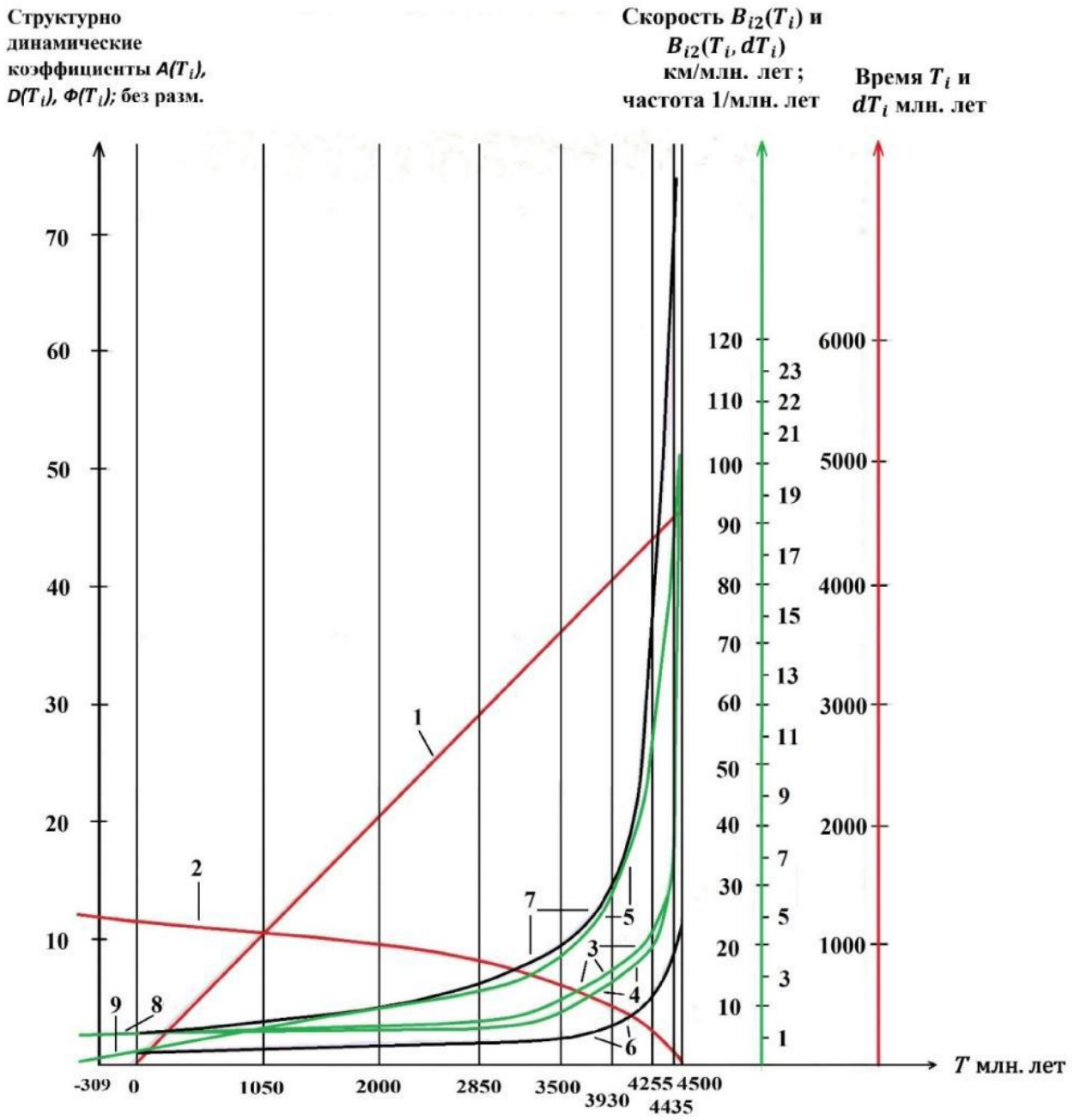
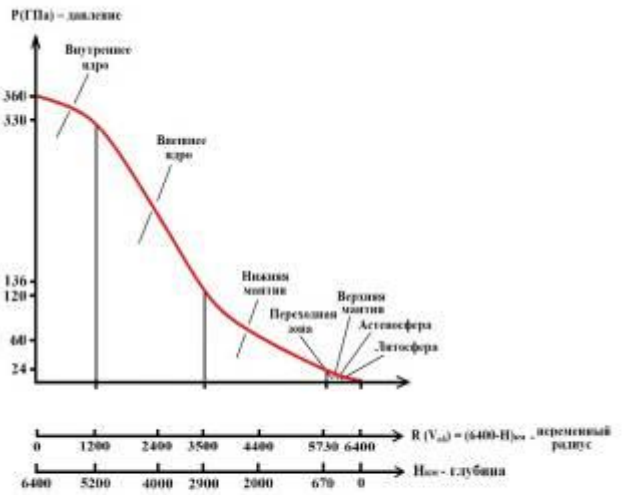
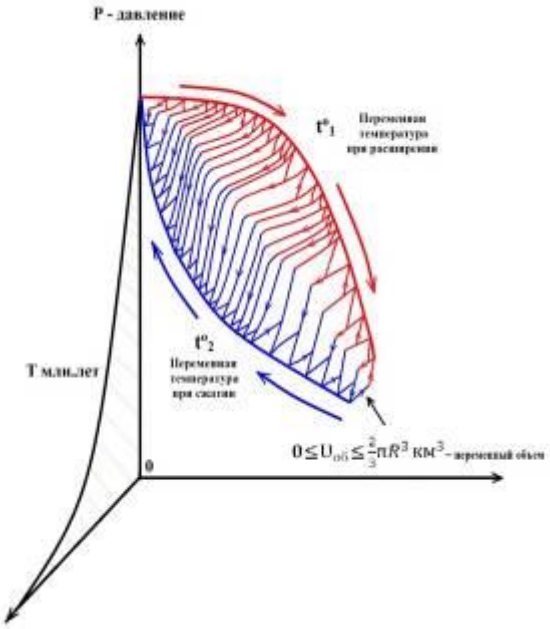


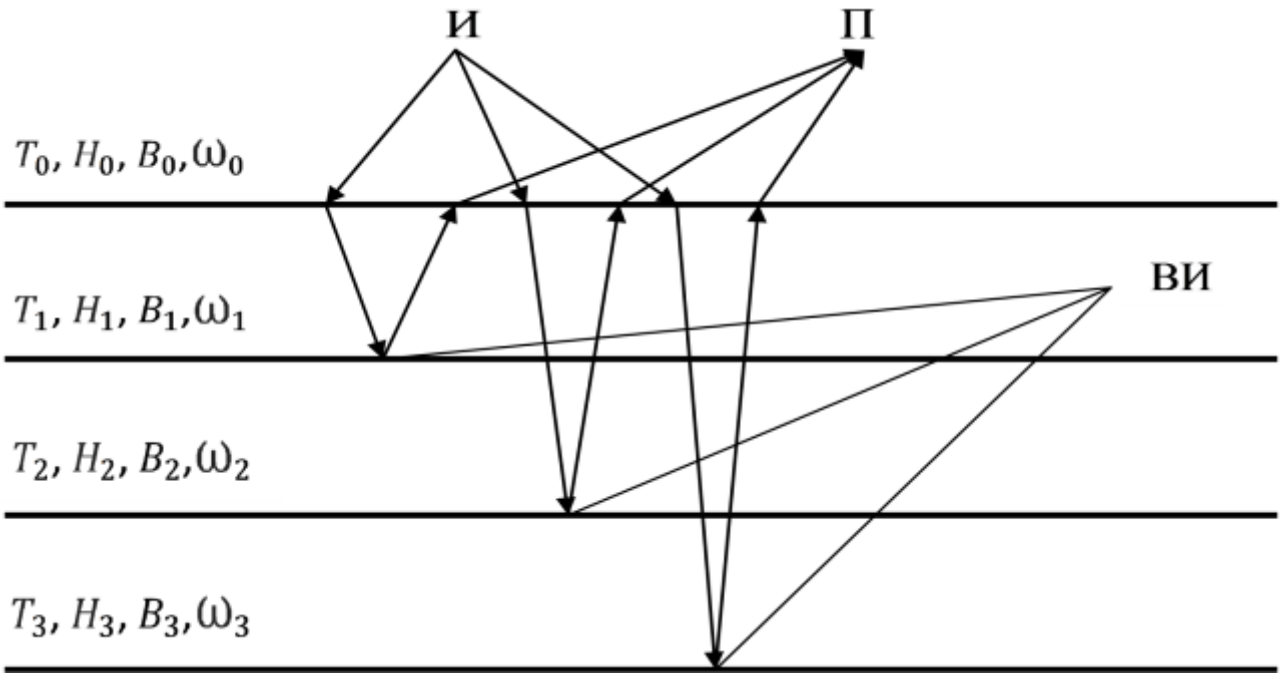
Рис.1Б. Характеристики волн эволюции Земли. Шифр кривых:

1 – график линейного интегрального времени T= ΣdTi от нижнего архея до кайнозоя;
2 – график нелинейного интервального времени dTi(Ti) от нижнего архея до кайнозоя;
3 – скорость второй волны E2 Bi2 (dTi) как функции нелинейного интегрального времени;
4 – возможная частота волны E2 при *W*=-1,1
5 – альтернативная скорость второй волны E2 Bi2(dTi,Ti), как функции линейного интегрального времени Ti и интервального времени dT;
6 – график структурно-динамического коэффициента Фi (Ti) для уравнения (Ti,dTi);
7 – график структурно-динамического коэффициента Ai (Ti) = Di (Ti) для уравнения интервального времени dTi (Ti) и для уравнения Bi1 (Ti,dTi);
8 – экстраполяция назад скорости второй волны E2 Bi2(TidTi);
9 – экстраполяция назад скорости второй волны E2 Bi2(Ti).

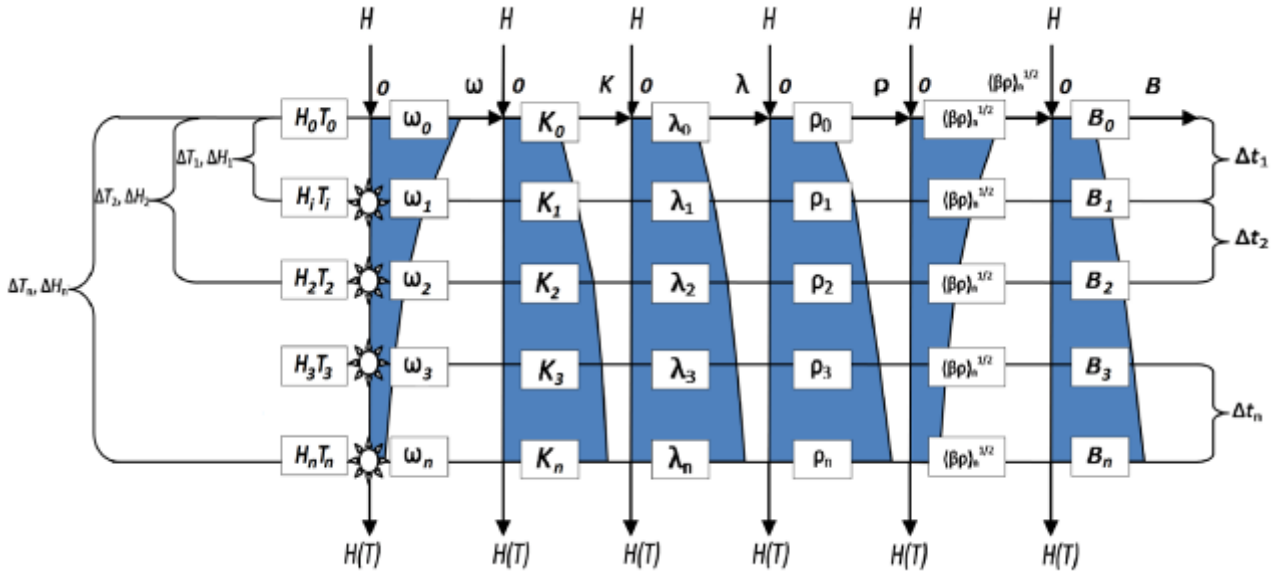
Последовательность вложенных термодинамических циклов разного ранга, обеспечивающих генерацию и движение материи, тепла и изменение температуры.







Сейсмические границы, трактуемые как излучающие псевдодвижущиеся источники: T_i, H_i, B_i, ω_i –последовательно возрастающие времена и соответствующие глубины и средние характеристики: скорость и частота, регистрируемые на поверхности; «И» - реальные источники; «П» - реальные (одновременно и виртуальные!) приёмники, «ВИ» - виртуальные источники.



Качественные тенденции изменения средних характеристик толщ $\Delta T_i, \Delta H_i$,: Ki– модули упругости; ω i– частоты; λi– длины волн; ρi– плотности; βi– сжимаемости; $\left(\sqrt{\beta\rho}\right)_i$ – компоненты скорости; Bi –скорости, которые можно также трактовать как последовательные наборы характеристик виртуального источника « * », продвигающегося вниз от приёмника в стационарной среде. Масштаб демонстрационный.

РОДОНАЧАЛЬНИК АБИОГЕННОГО ГЕНЕЗИСА НЕФТИ И ГАЗА Н.А.КУДРЯВЦЕВ И ПОИСКИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ОСНОВЕ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Окнова Н.С.
АО ВНИГРИ, Санкт-Петербург, verzilinnn@mail.ru

Профессор Н.А.Кудрявцев работавший во ВНИГРИ более 40 лет, в начале 50-х годов пришел к выводу об абиогенном происхождении нефти и газа. Во ВНИГРИ происходили ожесточенные дискуссии Н.А. Кудрявцева с Н.Б. Вассоевичем о происхождении углеводородов. В настоящее время Н.А. Кудрявцев считается родоначальником абиогенной теории происхождения нефти и газа. Он считал, что нефть и другие ископаемые углеводороды образуются из небиологических источников углерода и водорода, расположенных в глубине земной коры и мантии [5].

Прошли годы, и в 90-х годах прошлого века на дне Баренцева моря были обнаружены кратеры разных размеров, до гигантских, диаметром более километра, имеющие широкое распространение. Норвежские ученые, исследовавшие кратеры с помощью комплекса геофизических методов, пришли к выводу, что их формирование связано с процессом освобождения метана из залежей газогидратов на шельфе арктических морей.

В арктической зоне сосредоточены огромные запасы метана, заключенного в газовых гидратах. При повышении температуры и уменьшении давления гидраты разлагаются на газ и воду. Образование газа может приводить не только к освобождению метана вверх по системам разломов, но и к взрывным процессам. Объемы выбросов метана в атмосферу над шельфом арктических морей сопоставимы с объемами метана, выделяемыми всей остальной поверхностью Мирового океана.

Метан — горючий газ, выбросы которого могут приводить к взрывам и возгораниям, представляющим серьезную опасность для сооружений. Пожары на нефтяных скважинах обычно связаны с выбросами метана. На полуостровах Ямал и Гыдан было зафиксировано образование нескольких взрывных кратеров значительных размеров. Норвежские ученые под руководством К. Андреассен [1] из Арктического университета Норвегии, в качестве объектов для изучения выбрали зону крупных кратеров на дне Баренцева моря к северу от острова Медвежий, где на сравнительно небольшой площади 440 кв. км, сосредоточено более 100 кратеров диаметром от 300 до 1000 м и глубиной до 30 м. Многие из них обладают крутыми стенками. На дне кратеров обнаружены неуплотненные обломочные отложения мощностью до 2 м, которые образовались в результате взрывов. По флангам кратеров часто располагаются бугры пучения до 1100 м в диаметре и до 20 м высотой. В зоне гигантских кратеров находятся многочисленные мелкие кратеры диаметром от 50 до 200 м.

Акустическими методами в районе зафиксированы также более 600 газовых «факелов» — струй пузырьков газа шириной 50–200 м, поднимающихся в толще воды на расстояние до 200 м от морского дна. Смесь выбросов «факелов» на 97% состоит из метана. По оценкам авторов, площадь таких провинций только на шельфе арктических морей у берегов США, Канады, России и Северной Европы составляет 33 млн. кв. км.

В Черном море есть зоны, обогащенные газами, постоянно находящиеся в движении, вспучивающиеся, прорывающиеся вверх [3]. Это является иногда причиной возникновения на Черном море аномально высоких волн. В 1927 году мощный прорыв газа возник во время землетрясения в районе Ялты. Кроме разрушенных построек на южном берегу Крыма, наблюдались многочисленные пожары, охватившие море площадью несколько десятков километров, высотой до около 600 метров. Пожар был связан с проходящей в момент землетрясения грозой. Возгорание метана в Черном море происходило от ударов молнии. Метановые выделения располагались преимущественно в районе разломов дна. Они обнаружены в украинской, румынской, болгарской, российской и грузинской зонах Черного моря [4]. У побережья Грузии местами на одном квадратном метре морского дна в сутки выделялось около 170 тысяч кубометров газа. Поля метановых газовыделений сейчас в

Черном море в некоторых местах растягиваются почти на два километра, а газовые гидраты лежат на дне слоем мощностью до 6 метров.

В настоящее время известно, что большая часть дна Мирового океана покрыта залежами газогидратов, связанными с выходами глубинных газовых струй метана. Эти многометровые слои содержат около 37% земных запасов природного газа. Общие ресурсы газогидратов оцениваются в $2 \cdot 10^{16} м^3$, а открытые к настоящему времени запасы газа традиционных месторождений на два порядка меньше и составляют $2 \cdot 10^{14} м^3$ [2].

Месторождения нефти и газа формируются на окраинах океанов и палеоокеанов. По данным В.Е. Хаина и Б.А. Соколова окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли [7]. Миграция залежей нефти и газа тесно связана с движением воды. Углеводороды практически всегда стремятся идти вверх. При наличии вверх по разрезу непрерывной пористой и проницаемой среды она осуществляется субвертикально. Газ метан переходит из формы газогидратов, которые, по сути, представляют собой переходную фазу от газообразного метана в жидкую нефть. Подобные процессы обусловлены дросселяцией газового потока, по-другому – проявлением дроссельного эффекта Джоуля – Томпсона, который заключается в понижении давления газа при протекании через сужение проходного канала.

В случае наличия непроницаемой покрышки перемещение нефти и газа будет приобретать сублатеральный характер. Чаще миграция носит смешанный характер, когда зоны вертикальной и латеральной миграции ступенчато чередуются в разрезе. Максимальные расстояния, на которые мигрирует газ вместе с пластовыми водами, соизмеримы с протяженностью артезианских бассейнов и могут достигать нескольких сот километров (Западно-Сибирский НГБ). На платформенных территориях преобладает латеральная миграция нефти, в среднем она составляет около 150 км, иногда до 380 км, газа - до 340 км. Таким образом, по-видимому, метан из глубины бассейна при миграции перемещается в пласте-коллекторе в направлении максимального угла восстания пласта. В первой ловушке, встреченной мигрирующим газом, будет происходить его аккумуляция и в результате образуется залежь. Первая ловушка заполнится газом, вторая может быть заполнена нефтью и газом, третья - только нефтью. Дальше по латерали изменяется плотность нефти (рис.1).

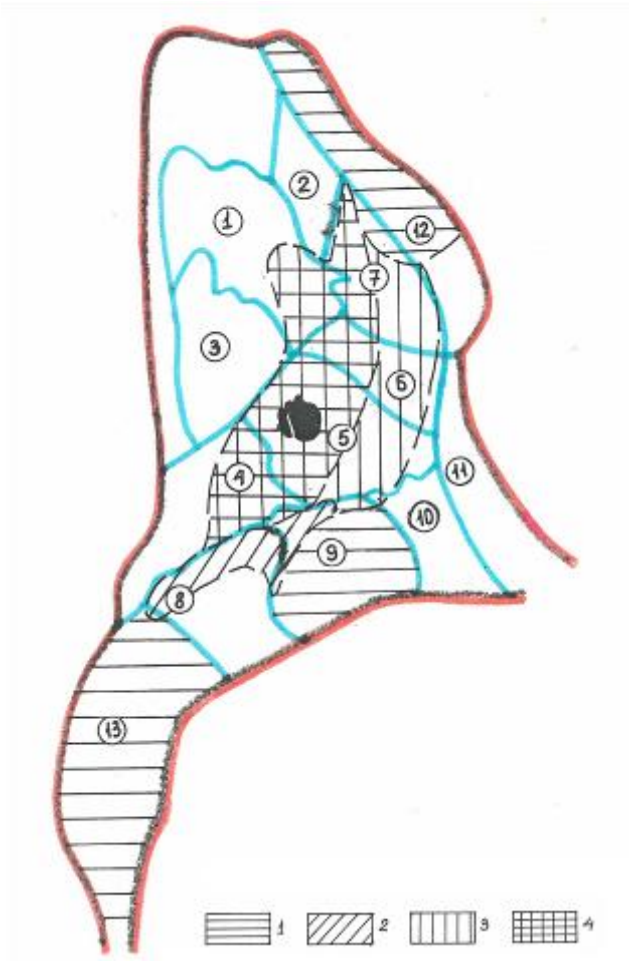


Рис.1. Свойства нефти в нижневизейских отложениях Волго-Уральской провинции. Плотность нефти: 1 - <0,82; 2 - 0,82-0.87; 3 - 0.87-0,90; 4 - >0,90 г/см^3: Цифры в кружках: 1-Верхнекамская НО, 2-Прикамская НО, 3-Северо-Татарская НО, 4-Мелекесская НО, 5-Южно-Татарская НО, 6-Уфимская НО, 7-Пермско-Башкирская НО, 8-Средневолжская НО, 9-Бузулукская НГО, 10-Оренбургская ГНО, 11-Южно-Предуральская ГНО, 12-Средне-Предуральская НГО, 13-Нижневолжская НГО.

Например, в Волго-Уральской НГП в нижневизейском комплексе легкие нефти распространены в Средне-Предуральской, Бузулукской и Нижне-Волжской НГО (<0,82 г/см^3). Нефти с плотностью средней тяжести отмечаются на северном склоне Жигулевско-Пугачевского палеосвода (0,82-0,87 г/см^3). Средне-тяжелые и тяжелые нефти образуют ареал распространения на юго-восточных склонах Татарского и Пермско-Башкирского палеосводов, они занимают большую часть Южно-Татарской, Уфимской и Пермско-Башкирской НГО (0,87-0,90 г/см^3). В северо-западной части Волго-Уральской антеклизы, на юго-востоке Верхне-Камской, северо-западе Южно-Татарской и юго-востоке Мелекесской НГО преобладают тяжелые нефти с плотностью более 0,90 г/см^3 [6]. Возможно, углеводороды имеют абиогенное происхождение, если метан образовался в результате геологических процессов на больших глубинах в океане под землей.

Литература

1. Andreassen K., Hubbard A., Winsborrow M.,. Patton H., Vadakkepuliyambatta S., Plaza-Faverola A., GudlaugssonE., Serov P., Deryabin A., Mattingsdal R., Mienert J., Bünz S. Massive blow-out craters formed by hydrate-controlled methane expulsion from the Arctic seafloor // Science. 2017,. V. 356,. p. 948–953.

2. Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтяных месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды и их парагенезы, М., ГЕОС, 2008, С. 14–22.

3. Дмитриевский А.Н., Казьмин В.Г., Баланюк И.Е., Каракин А.В. Газовое дыхание Черноморской впадины. // Газовая промышленность, 2000,№4,с.62-64.

4. Егоров В.Н., Артемов С.Б., Гулин С.Б. Метановые сипы в Черном море: средообразующая и экологическая роль. Севастополь, НПЦ «Экосистема-Гидрофизика», 2011, 405с.

5. Кудрявцев Н. А. Генезис нефти и газа. Л., Недра, 1973, 216 с.

6. Окнова Н.С. Нефтегазоносность зон выклинивания терригенных коллекторов в нижневизейском комплексе Волго-Уральской провинции // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий, СПб, ВНИГРИ, 2010, с.186-193

7. Хаин В.Е. Соколов Б.А. Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли. – Советская геология, 1984.- №7.- С. 49-60.

«ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА» ИЛИ «ПРОИСХОЖДЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА»? (К ДИСКУССИИ О ГЕНЕЗИСЕ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА)

Пиковский Ю.И.
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Происхождение нефти газа – фундаментальная геологическая проблема, существующая не одно столетие, но не получившая до сих пор научного разрешения. Ежегодно появляется масса публикаций на эту тему, но ясности в этом вопросе не прибавляется. Свои доказательства параллельно предъявляют сторонники биогенной (осадочной) и абиогенной (глубинной) концепций. Парадокс состоит в том, что те и другие считают свои гипотезы принципе доказанными, а проблему однозначно решённой. В последние десятилетия приобрела много сторонников концепция полигенеза — многообразия процессов нефтегазообразования. Полигенез исходит из возможности образования нефти как биогенным, так и абиогенным путем. Какие-либо доказательства того и другого не обсуждаются. Поиски и разведка практически не опираются ни на одну из этих концепций, а учитывают наработанные практикой эмпирические закономерности, используя в качестве основного инструмента познания недр сейсморазведку и глубокое бурение. Успешность поисков новых месторождений при этом за последние 100 лет существенно не повысилась, а прирост запасов в мире определяется количеством и глубиной пробуренных скважин. Наука должна эффективно направлять геологоразведочные работы, а она этого пока не делает.

Биогенная и абиогенная концепции нефтегазообразования потому сосуществуют долгие годы, что могут универсально со своих позиций объяснить факты, получаемые в ходе разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений (правда, не всегда сообразуясь с законами природы). Но объяснение, как известно, – это еще не доказательство, тем более не прогноз.

Причина бесконечной дискуссии между «органиками» и «неорганиками» состоит в том, что те и другие решают разные задачи. Сторонники органической концепции обсуждают биологический источник рассеянного исходного вещества в «материнских» породах, но обходят геологический механизм, способный собрать рассеянные углеводороды из огромного объема горных пород в залежь. Сторонники абиогенной концепции обсуждают процесс формирования нефтегазовой залежи, связанный с миграцией вещества из глубоких недр, но они не могут непосредственно наблюдать очаги синтеза глубинных углеводородов. А в разных задачах не может быть общего решения.

Создаётся впечатление, что проблема происхождения нефти и газа зашла в тупик. Необходимо понять причины этого научного казуса и найти пути выхода из создавшегося положения.

Представляется, что дело состоит в явно *некорректной постановке вопроса о генезисе нефти и газа*. Дилемма «биогенное или абиогенное происхождение нефти и газа» вообще не имеет научного решения, а в ряде вопросов и практического значения. Каким бы путем – биогенным или абиогенным ни образовывалась нефть, находясь внутри биосферы, она неизбежно должна нести в себе какие-то ее признаки, в частности, растворять биогенные органические соединения или подвергаться микробиологическому воздействию. Поэтому очевидно, что нельзя принимать отдельные биологические признаки за доказательство генезиса вещества в целом.

Весь накопленный геохимией научный материал свидетельствует о том, что образование углеводородов – это внутреннее свойство всех земных оболочек от почвенного слоя до мантии**.** Углеводороды и более сложные углеродистые вещества образуются в широком диапазоне условий из биогенных и абиогенных источников, в результате биохимических и обычных химических реакций. Для глубинных флюидов, приносящих энергию и тепло в осадочную оболочку, нет никаких запретов для приноса и глубинных

углеводородов. С другой стороны, и углерод мантии Земли мог за миллиарды лет существования планеты пройти когда-то биосферную стадию эволюции в результате большого геохимического круговорота вещества.

Таким образом, ни одну из альтернатив дилеммы «биогенный или абиогенный источник используется в нефтегазообразовании» в общем виде нельзя в принципе ни доказать, ни опровергнуть. Дискуссии по этому вопросу носят чисто схоластический характер.

Сама постановка вопроса: биогенное или абиогенное происхождение имеет вещество нефтяных и газовых залежей не корректна по своей сути и не имеет научного решения. Предметом научной дискуссии об может быть только вопрос *о глубинном или осадочном происхождении углеводородных скоплений в недрах.*

Проблема нефтегазообразования видится не в биогенном или абиогенном, не в органическом или неорганическом происхождении нефти, а в *ведущем геологическом процессе*, приводящем к формированию месторождений нефти и газа. Именно понимание нефтегазообразования как процесса формирования состава и структуры нефтегазовой залежи поставит дискуссию о генезисе нефти и газа на конструктивную основу. Проблема при такой постановке вопроса станет более ясной и в принципе может быть разрешена, так как поддаётся эксперименту, счету, и проверке практикой.

Из любой адекватной модели нефтегазообразования должно следовать, как связаны с источником вещества каналы миграции углеводородов в конкретных бассейнах, каковы форма миграции, механизм и время заполнения ловушек, включая их современную подпитку, а также вытекать критерии локального прогноза скоплений нефти и газа. Представляется, что глубинная концепция дает для поисковой практики пока более чёткие ориентиры, чем осадочная.

В таблице приведены основные положения глубинной концепции нефтегазообразования, которые, по мнению убеждённых сторонников органического происхождения нефти, могут быть объяснены с их позиций.

Таблица. Основные положения глубинной концепции нефтегазообразования, с которыми согласились сторонники органической и неорганической теорий

Положения глубинной концепции	Объяснение с точки зрения органической концепции
Углеводороды, образующие месторождения, поступают из мантии Земли через фундамент осадочных бассейнов	В зонах субдукции в мантию затягиваются морские осадки и вода с органическим веществом. Существуют «подфундаментные» осадочные бассейны
Месторождения нефти и газа формируются гидротермальными потоками, движимыми эндогенной энергией Земли	Углеводороды в гидротермальные системы поступают из осадочных пород,
Глубинные разломы играют роль флюидопроводящих систем, генетически связанных с очагами нефтегазообразования	Разломы играют роль путей миграции углеводородов и проводников тепла.
Большинство крупных месторождений имеют молодой возраст	Не объясняется, хотя и не противоречит концепции.
Существует современная подпитка углеводородами месторождений нефти и газа с глубины	В осадочных породах идут современные процессы нефтегазообразования
Возможна высокая скорость образования нефтяных и газовых месторождений	Возможна высокая скорость «созревания» органического вещества осадочных пород
В современных глубинных гидротермах «биомаркеры» образуются и при отсутствии осадочных толщ	Биомаркеры в местах отсутствия осадочных пород выделяются из современных микробиологических матов

Таким образом, под давлением фактов сторонники органической концепции согласились почти со всеми положениями глубинной концепции, включая возможность субвертикальной миграции углеводородов через фундамент осадочных бассейнов и формирования месторождений в самом фундаменте, а также необходимость участия в этом процессе конвективных потоков тепла, приносимого глубинными флюидами. Нет возражений и против признания в качестве ведущего процесса формирования месторождений газо-гидротермального процесса, который сторонники органического происхождения нефти включили в свою «флюидодинамическую модель».

Вместе с тем, природные явления, на которые опирается глубинная концепция, связаны с глобальным характером нефтегазообразования, тогда как их объяснения с точки зрения биогенной концепции носят, в основном, частный характер, не имеющий предсказательной силы.

Прогресс науки неотделим от запросов практики. Несомненно, огромный научный потенциал, накопленный по проблеме генезиса нефти и газа, будет в итоге востребован. Это произойдёт, по крайней мере, когда в обществе наступит реальная опасность истощения углеводородных ресурсов и возникнет необходимость их быстрого пополнения, а у нефтегазовых корпораций уже не будет достаточных средств и времени для коврового зондирования и сплошного разбуривания всех осадочных бассейнов. Научное сообщество должно быть к этому готово, не дожидаясь выкачивания из недр «последнего галлона» нефти.

О ВКЛЮЧЕНИЯХ СИЛАНОВ (SiH_4, Si_2H_6), ВОДОРОДА H_2 И НЕПРЕДЕЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ (C_2H_2, C_2H_4) В УГЛЕРОДНЫХ МИКРО- И НАНОМИНЕРАЛАХ МЕТАМОРФИЗОВАННЫХ ПЕСЧАНИКОВ УРОЧИЩА ДЖАРАКУДУК (УЗБЕКИСТАН)

Поваренных М.Ю. [1], **Матвиенко Е.Н.** [2]
1 Институт истории естествознания и техники им. С.И. Вавилова (ИИЕТ) РАН, Москва
E-mail: mpovarennykh@mail.ru;
2 Минералогический музей им. А.Е. Ферсмана (ФММ) РАН, Москва
E-mail: ematvienko@mail.ru

Нами были найдены углеродные многослойные фуллерены, фуллереноиды, нанотрубки, «графеновые» пачки и аморфный углерод в шлакообразных пузырчатых темно-коричневых или темно-красных метаморфических горных породах по слабо сцементированному полимиктовому песчанику. Породы слагают трубовидные, напоминающие жерла фумарол постройки на поверхности земли.

Обнаружение подобных пород было предсказано в 2007 году В.Н. Лариным. По его мнению, они образуются в результате высокоактивного, с огромным выделением тепла взаимодействия глубинных трансмагматических потоков силана SiH_4 и водорода H_2 с кислородными соединениями литосферы. В 2015–2016 гг. выходы подобных пород были найдены им совместно с Н.В. Лариным и В.А. Згонником в ряде мест: в пустыне Кызылкум (Узбекистан), пустыне Израиля и Индии.

Ранее выходы подобных горных пород отмечались нами в полупустыне Южной Австралии в опалоносном районе около посёлка Кубер-Педи [Поваренных, устное сообщение, 2013]. Все эти породы образуют морфологически характерные постройки, напоминающие жерла фумарол, и близки по облику: шлакообразные, пузырчатые, темно-красного до темно-бурого цвета, прочные, с раковистым изломом. Поля распространения таких «фумарол» овальны в плане и имеют размеры до 30-50×70-150 м.

Девять таких полей были ранее обнаружены по периметру Мынбулакской впадины в Кызылкумах (Узбекистан). Трубовидные образования числом до первых сотен на поле имеют размеры от первых сантиметров до полуметра и высоту от 10 см до четырех метров. Эти тела обладают концентрически-зональным строением, по всей видимости, связанным с изменением условий минералообразования от центра к краю. По вещественному составу тела представляют собой полимиктовый песчаник (кварц около 70–75%, калиевый полевой шпат около 10–15%, биотит до 1–2%). Обращает на себя внимание кварц, покрытый сетью правильно ориентированных субпараллельных трещин, как будто испытавший шоковые нагрузки. Цемент внутренней зоны (стенки «жерла», до 1–1.5 см мощности), просвечивает – светло-серый в проходящем свете и слабо анизотропный в скрещённых николях.

По данным электронного микрозонда (растровый электронный микроскоп LEO SUPRA 50VP, режим низкого – 40 Па азота – вакуума, во вторичных электронах при ускоряющем напряжении 20 кВ, оператор – д.х.н. А.В. Кнотько, химический факультет МГУ) цемент состоит на более чем 95% из углерода. Фиксируются также микронного размера включения карбидов железа, меди, бария, самородных меди и цинка, а также их интерметаллидов.

По данным высокоразрешающей трансмиссионной электронной микроскопии (ТЭМ JEM-1011, JEM-100B и JEM-2100F, снимки при ускоряющем напряжении 80, 100 и 200кВ с номинальными увеличениями до 1 млн крат, аналитики А.Г. Богданов, биологический ф-т МГУ, А.В. Егоров, химический ф-т МГУ) и рамановской спектроскопии (конфокальный рамановский микроскоп JY Horiba XPloRA Jobin, съёмка в диапазоне 100–4000 $см^{-1}$ с использованием спектральной решётки 1800T, время накопления окна спектра 45 сек., в режиме автоматической склейки окон с перекрытием 100 линий, обработка спектров по программе LabSpec, вер. 5.78.24, аналитики к.г.-м.н. В.Д. Щербаков, геологический ф-т МГУ, и к.ф.н. А.В. Павликов, физический ф-т МГУ), углеродистый цемент состоит из спутанно волокнистого агрегата многослойных углеродных нанотрубок, фуллеренов, фуллереноидов, «графеновых» пачек и аморфного углерода. Это первая находка

углеродных нанотрубок (с внутренним диаметром около 1 нм) в природе, а также подобной ассоциации углеродных наноминералов [1–9]. Внутри углеродных микроминералов (45-слойных микротрубок) нами отмечены включения углеродных наноминералов: многослойных (от 5–7- до 10–15-слойных) фуллеренов и фуллереноидов (барелленов, кубоидов) и многослойных нанотрубок (рис. 1).

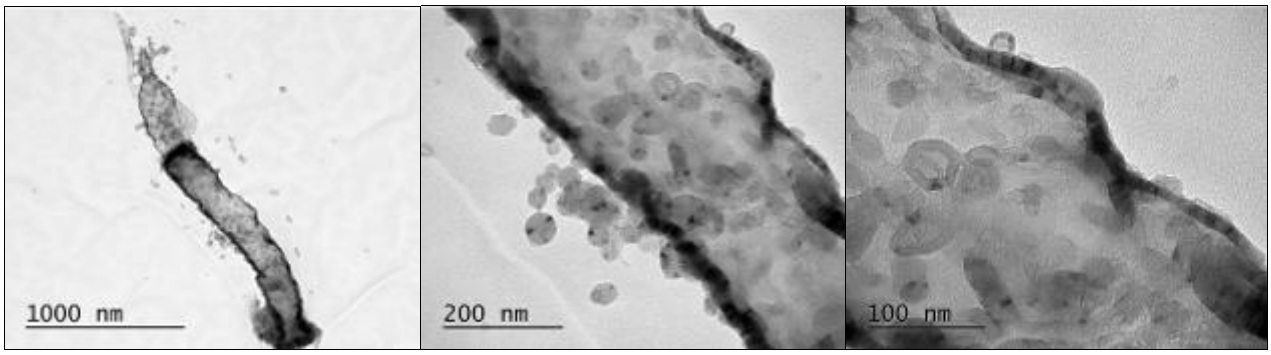
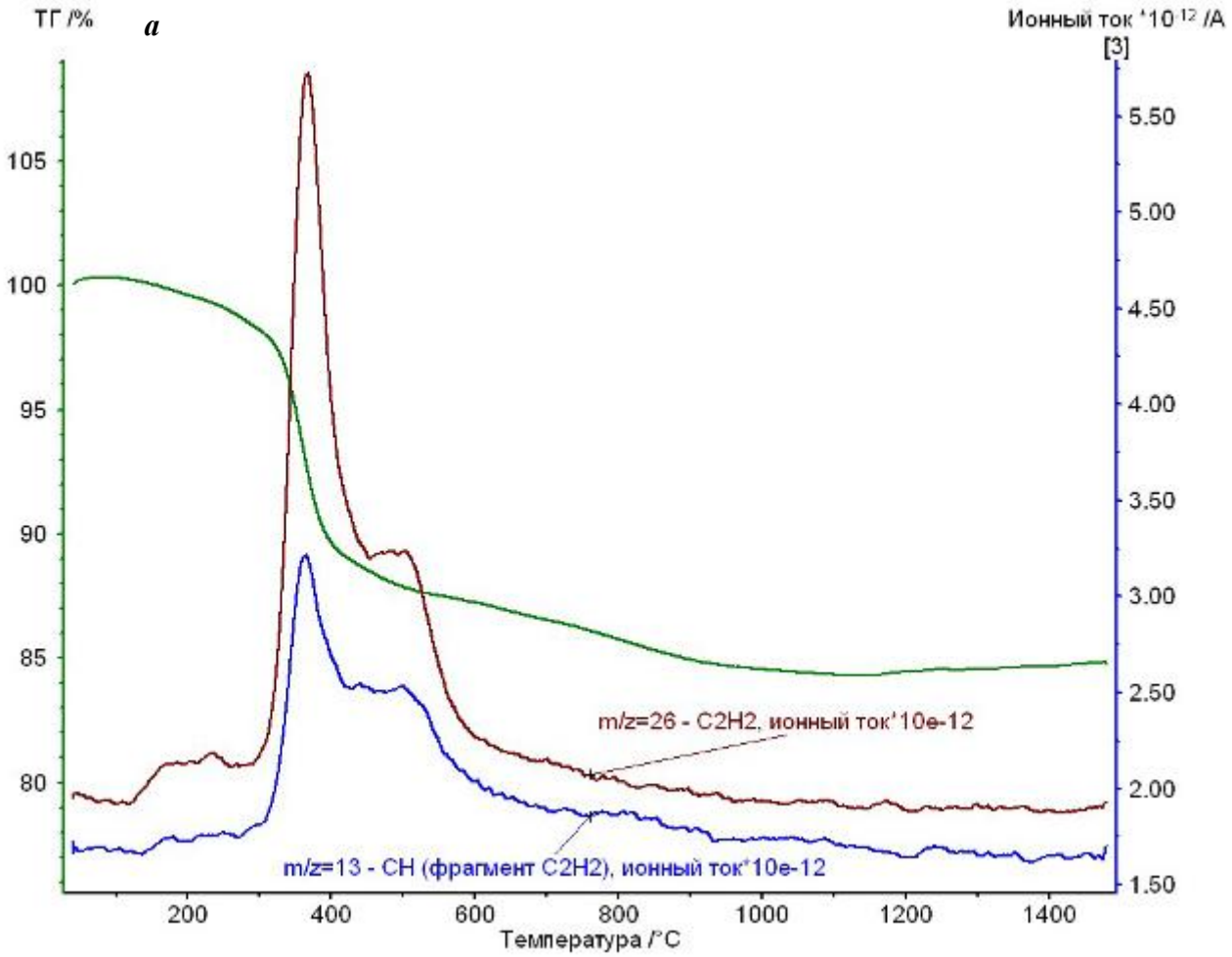


Рис. 1. Включения углеродных наноминералов: многослойных (7–15-слойных) фуллеренов и фуллереноидов onion-like structures внутри многослойной (45-слойного) замкнутой с обеих сторон углеродной микротрубки. Просвечивающий электронный микроскоп высокого разрешения (ТЭМ JEM-1011 и JEM-2100F).



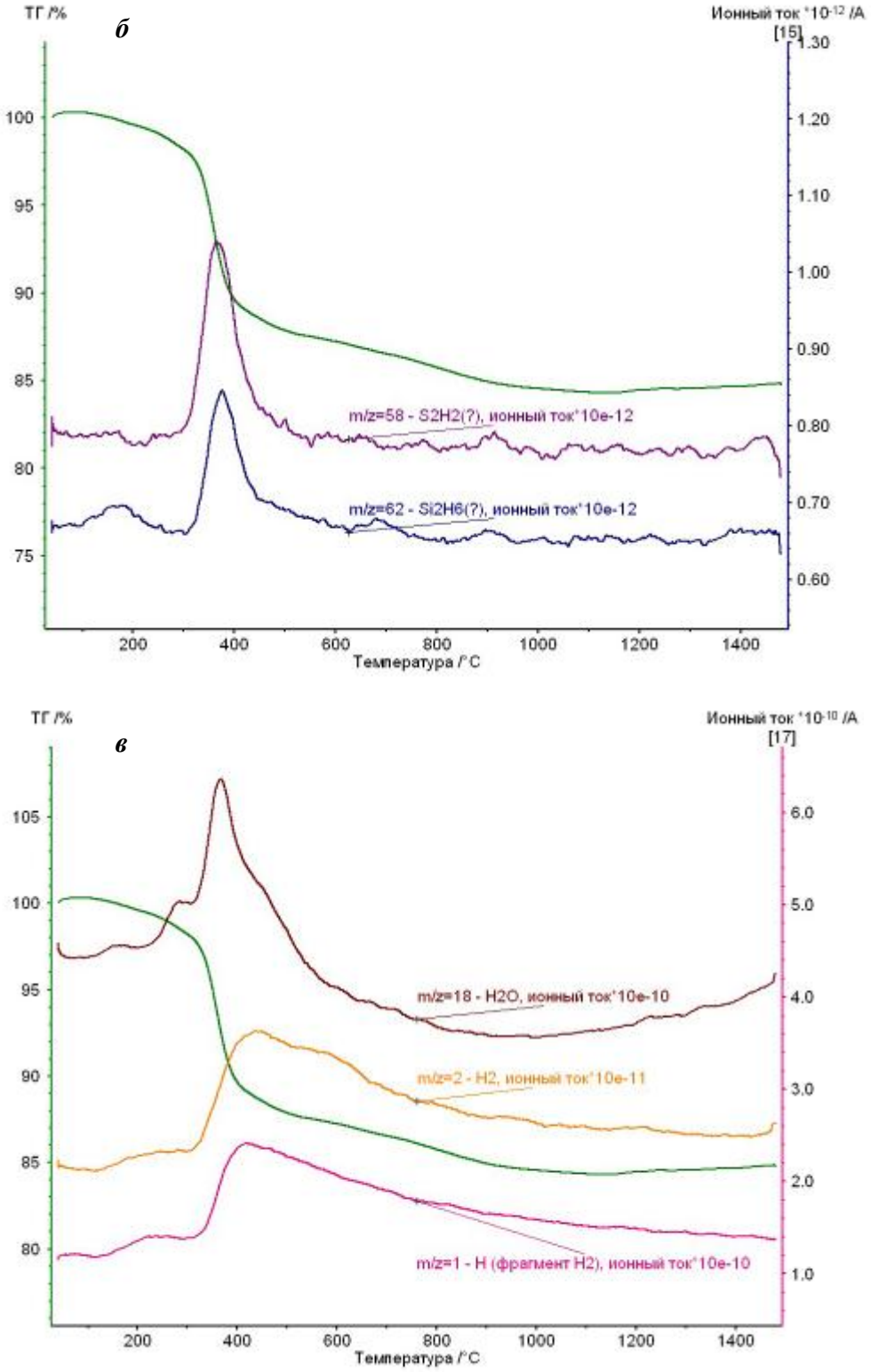


Рис. 2. Состав газовых включений, капсулированных внутри углеродных многослойных микро- и наноминералов, по данным дифференциально-термического анализа с масс-спектрометрическим окончанием (STA 409 PC Luxx, квадрупольный масс-спектрометр QMS 403C Aëolos NETZSCH, аналитик к.х.н. Т.Б. Шаталова, химический ф-т МГУ). Масс-спектры, отвечают таким газообразным веществам (и их осколкам от разрушения лазерным лучом), как *водород* и *водяной пар* (*в*), *дисилан* Si_2H_6 (*б*) и непредельный углеводород *ацетилен* C_2H_2 (*а*), видимо, захваченным в момент возникновения микро- и нанотрубок.

Интересно, что силаны SiH_4 и Si_2H_6 обнаружены нами в природных условиях впервые (и это является прямым подтверждением гипотезы изначально гидридной Земли В.Н. Ларина). Они не могут существовать в кислородсодержащей обстановке – моментально взрываются с выделением огромного количества тепла. По нашему мнению, эти газовые включения сохранились в многослойных углеродных образованиях, возникших почти мгновенно при высокой температуре и в резко восстановительных условиях и очень трудно разрушающихся. В наших опытах (в атмосфере инертного газа аргона) – только начиная с температур порядка 400 °С и заканчивая при 1200–1400 °С (рис. 2).

Литература

1. Поваренных М.Ю., Богданов А.Г., Матвиенко Е.Н., Павликов А.В., Кнотько А.В., Шаталова Т.Б., Егоров А.В., Егорова Т.Б., Савилов С.В. Первая находка углеродных нанотрубок в природных парагенезисах // Доклады РАН. 2018а (в печати).

2. Поваренных М.Ю., Ларин В.Н., Ларин Н.В., Згонник В.А., Матвиенко Е.Н., Шаталова Т.Ю., Егорова Т.Б., Егоров А.В., Савилов С.В. и др. Первые результаты исследования открытых в природных парагенезисах углеродных наноминералов – спутанно-волокнистого агрегата многослойных углеродных нанотрубок и фуллереноидов. Труды Юбилейного съезда РМО. СПб. Т. 2. 2017. С. 303–306.

3. Поваренных М.Ю., Матвиенко Е.Н., Богданов А.Г., Шаталова Т.Б. Онтогенез наимельчайших составляющих земной коры – углеродных наноминералов // Жизнь Земли. 2018б. 40(1). С. 31–42.

4. Поваренных М.Ю., Матвиенко Е.Н., Павликов А.В., Шаталова Т.Б. Первая находка углеродных нанотрубок в природе // Природа. 2018в. №5. С. 10–19.

5. Поваренных М.Ю., Матвиенко Е.Н., Кнотько А.В., Шаталова Т.Б. К характеристике природных углеродных наноминералов и их агрегатов урочища Джаракудук (Узбекистан) // Минералогия. 2018г. 4(1). С. 85–97.

6. Поваренных М.Ю., Матвиенко Е.Н., Савилов С.В., Асхабов А.М. Первая визуализация полых углеродных предзародышей-кватаронов в составе агрегата углеродных наноминералов (многослойных нанотрубок, фуллеренов и фуллереноидов) // Мат. межд. конф. «Юшкинские чтения-18». Сыктывкар. 2018д. Т. 1. С. 117–119.

7. Поваренных М.Ю., Матвиенко Е.Н. О твёрдых и газовых включениях в углеродных микро-и наноминералах метаморфизованных песчаников урочища Джаракудук (Мынбулак, Кызылкум, Узбекистан) // Мат. межд. конф. (Москва, 24–26, Борок, 28 сентября 2018). М.: ИГЕМ РАН. 2018е. С. 266–269.

8. Povarennykh M.Yur. The Discovery of Carbon Nanotubes in Nature as Representatives of a New Mineral Subkingdom – Nanominerals // Proc. 6-th Advances Functional Materials and Devices (AFMD–2017), Moscow, MSU. 2017. C. 46–47.

9. Povarennykh M.Yur., Matvienko E.N. Toward the ontogenical paradigm of mineralogy from the modern crystal-chemical paradigm // Мат. межд. науч.-техн. конф. (Ташкент, 17 августа). Ташкент: ГП «ИМР». 2018ж. С. 84–88.

МНОГОМАСШТАБНЫЙ МЕТОД СЕЙСМИЧЕСКОГО ГЕОМОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СОСТОЯНИЯ ВЕЩЕСТВА И ЭВОЛЮЦИИ УПЛОТНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ФОРМУЛЕ А. ЭЙНШТЕЙНА, ИЛИ ЕСЛИ БЫ ГЛИНА УМЕЛА ГОВОРИТЬ

Попков В.И.[1], Штеренберг А.М.[2], Гусев В.В.[2], Тютяев А.В.[2], Пчела К.В.[1], Горнов Д.А.[1], Багрянцев М.С.[1], Митина Е.В.[1], Попкова А.В.[1], Туровец С.Д.[1], Ильичева М.А.[1], Белова О.Н.[1]

1 – ООО «СамараНИПИнефть», Самара, popkov_vi@mail.ru;
2 – ФГОУВПО СамГТУ, Самара, ashter53@mail.ru

Введение. Современная изменяющаяся динамическая инфраструктура мировой экономики, науки и образования, социальных и антропологических процессов биосферы Земли, экологии при глобальном геологическом потеплении заставляют ученых решать инновационные фундаментальные научные задачи, создавать новые концептуально-феноменологические, эволюционно-интегрированные энергетические физико-математические многомасштабные модели генезиса и развития геологии и ноосферы [10].

Сегодня наблюдается снижение темпов открытия минерально-сырьевых ресурсов углеводородов (УВ) мирового топливно-энергетического комплекса, увеличение доли уплотненных трудноизвлекаемых сланцевых и глинизированных запасов. Изменение структуры минерально-сырьевых, рудных геологоразведочных работ (ГРР) диктуют необходимость построения новой многомасштабной многоуровневой глобально-районированной динамической модели поиска и разведки геологических ресурсов промышленной разработки. Необходимы структурно геоинформационные модели оценки геологических рисков освоения и разработки высокообводненных, уплотненных техногенных и низкопроницаемых геологических запасов глинизированных коллекторов, сверхвязких нефтей, природных битумов, считающихся малорентабельными, но имеющие извлекаемые запасы *УВ* на порядок больше традиционных [3].

Для поиска, бурения и разработки коллекторов глубинного генезиса необходимы системные параметрические решения флюидодинамики интегральных моделей геомеханики напряженно - деформированного состояния поровой гетерогенной геосреды [9]. К таким фундаментальным задачам относится геоинформационное моделирование развития геофизических ритмов синергии и генезиса систем нефти, как «стандартной интеграции *ВСЕГО и N+1*» вещества.

При этом в науке и геоинформационном моделировании обделен вниманием динамический метод эволюционного моделирования аддитивного состояния вещества в автоподобных безразмерных параметрах критических фазовых точек гетерогенного равновесия. Рассмотрим термодиаграмму для подобных моделей эволюционно-интегрированных гетерогенно равновесных процессов синтеза и развития вещества [6] с учетом многомерных критических точек молекулярной подвижности для структуры систем нефти и твердых тел, дисперсно фазовой конденсации нефти, деформируемых коллекторов глинистости и карбонатов на забое скважин и межскважинном пространстве, рис. 1). Здесь *CDE* - площадной элемент фильтрации, *AB* - Закон Дарси, *Q* – качество, дебит коллекторов скважины, *Re* - число Рейнольдса, *CO* - концентрация карбонизации глинистости, кристаллической воды, G_i - контакты, *F* - точки геофизической синергии, *P, SO* - давление, нефтенасыщенность, *(1,..,N)* - нематические фазовые компоненты сейсмической эмиссии, *hv* - энергетическая константа интеграции.

Основные наблюдения, неопределенности формаций. На рис. 2 приведены основные формации трудноизвлекаемой нефти США и качество их дебитов, на которые приходится > 90% добычи нетрадиционных запасов жидкостей. Это уплотненные формации сланцевой нефти: 1. Мидленд Вульфкэмп (Мидлэнд Вульфкэмп); 2. Делавэр Вульфкэмп (Delaware Вульфкэмп); 3. Боун Спринг (Bone Spring); 4. Игл Форд (Eagle Ford); 5. Баккен (Bakken); 6. Регион Скуп, Стэк и Кана (Scoop, Stack & Cana)

Рис.1. Гетерогенно-равновесная фазовая диаграмма геофизической синергии эволюционно состояния вещества систем нефти в критических точках

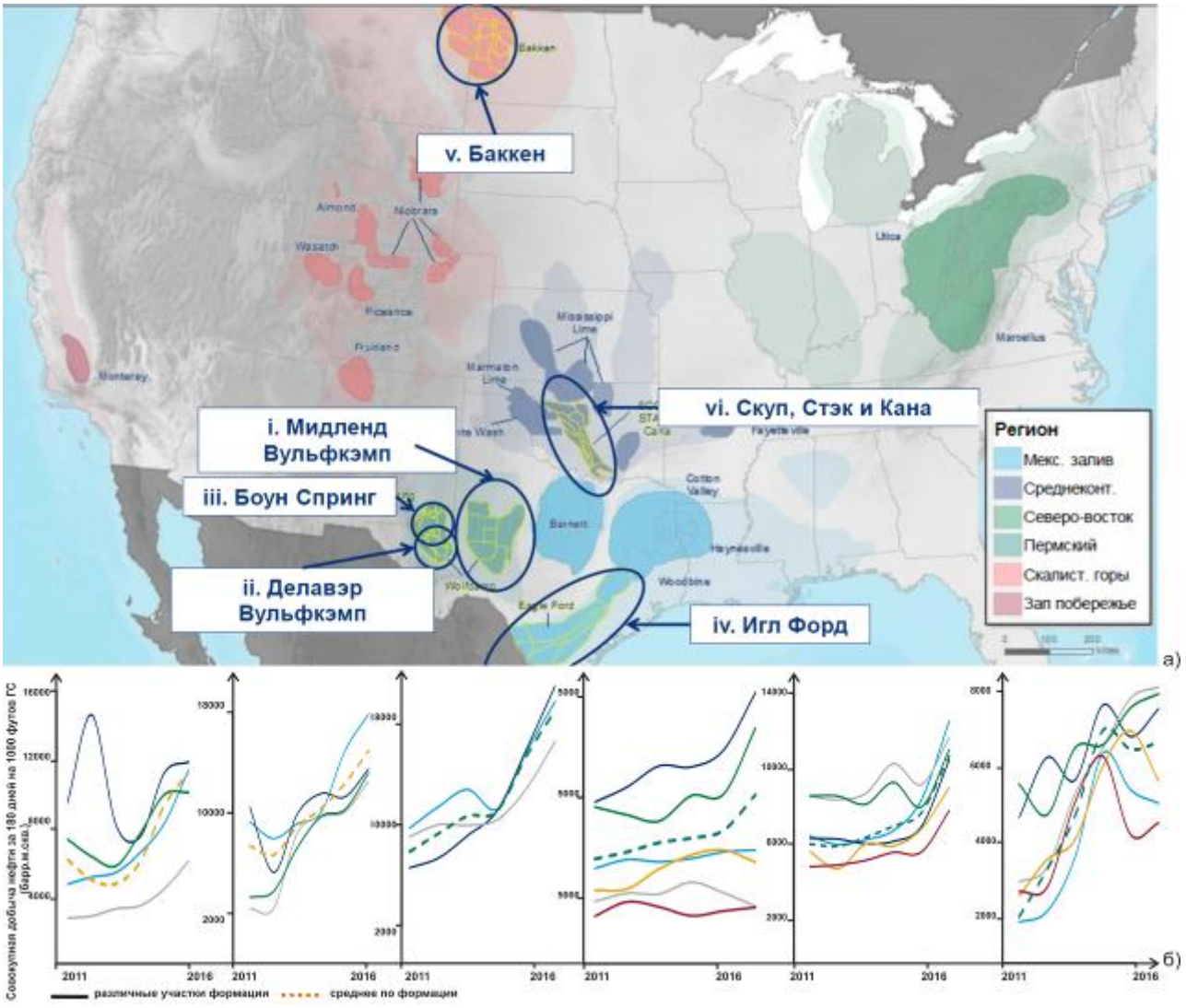


Рис.2. Формации сланцевой нефти (а) и качество коллекторов (скоростей/дебитов)(б) гетерогенно равновесной районированной геологической эволюции Скалистых Гор

Сланцы – это нефтенасыщенная карбонатная и сланцевая формация. Она состоит из четырех интервалов A, B, C или D, наибольшее количество скважин пробурено в интервале Вульфкэмп B, однако бурение сейчас активно ведется и в интервале A. Вульфкэмп продолжает оставаться одной из наиболее устойчивых формаций нетрадиционной нефти в континентальных штатах США благодаря развитой инфраструктуре и постоянно растущей производительности скважин, обеспечивших безубыточную разработку основных зон формации при ценах ниже 40 долл./барр. В районе пермских отложений, имеющих длительную историю добычи нефти и газа, существует развитая структура сбора, переработки и транспортировки по сравнению с другими менее зрелыми формациями трудноизвлекаемой нефти. Операторы и компании переработки, хранения и транспортировки продолжают активно планировать строительство дополнительных мощностей для принятия растущей добычи в регионе. Начальные дебиты в каждой зоне формации продолжают расти, однако прирост конечных извлекаемых запасов (КИН) более скромен. Операторы стараются оптимизировать баланс между начальными дебитами и объемом конечных извлекаемых запасов.

Неопределенности: 1. Возможность мощностей нефтесервисов обслуживать растущую добычу. 2. Коммерческая целесообразность расширения стратиграфического разреза. 3. Поведение скважин в продолжающихся проектах уплотнения сетки.

Метод (и/или Теория) эволюции качества коллекторов и дебитов. Для системного управления современными роботизированными аддитивными технологиями многоствольного горизонтального бурения скважин с многосегментным гидроразрывом пласта (МСГРП), сложноорганизованных коллекторов органических систем нефти и многоуровневых пластовых систем двойного порового пространства, уплотненно-разуплотненной трещиноватости необходима структурная модель петрафизики развития состояния порового вещества [2]. Можно использовать теорию сейсмической эмиссии нематических фазовых компонент процессов синергии фрактальной постседиментации геофизических зон Френеля с учетом гравитационных констант гетерогенного равновесия.

На основе решения уравнений массопереноса деформируемого порового пространства определяется качество энергетической проводимости сложноорганизованных систем многоуровневых коллекторов. Тем самым проводится 4D интеграция динамической проводимости пространства времени [8] по аналогии с формулой А. Эйнштейна $E(u,t)=mC^2+\int^V\int^T\rho\langle uv\rangle dtdx$, где ρ – плотность, $\rho\langle uv\rangle$ - временная корреляция горизонтальных и вертикальных скоростей [1]. Используется метод структурно уплотненной кинетики сейсмической геодинамики диффузионно-порового массопереноса $Q'=\rho dS\partial^2\xi/\partial t^2$ эволюционного дрейфа глубоководного шельфа и глобальной субдукции, разуплотненно - уплотненной горно-материковой аэрации Уральского Хребта Евразии и Пермской эволюции Скалистых гор [11-14]. Определены гармонические граничные условия геофизических ритмов синергии океанского шельфа, субдукции глубинных структур Предуралья, Волго - Урала и Западной Сибири (диссипативных зон Френеля, ячеек поглощения кинетической и потенциальной энергий, адсорбции, ядерно-магнитной релаксации и т.д.). Предложена системная 4D модель петрафизики интеграции сложноорганизованной подвижности, поровых перемещений многомасштабной эволюции систем нефти от газа к жидкости и камню, с обратной волной минерального растворения и осаждения [4]. Использована интегральная корреляция диффузионно-молекулярной зависимости скоростей миграции коллекторов, трещиноватости и нематических фазовых компонент гетерогенно-равновесных структур минерально-ресурсного районирования регионов.

Предложено интегрированное решение гетерогенно устойчивого равновесия районированных регионов систем нефти, сложноорганизованных коллекторов Предуралья Евразии и уплотнения Скалистых гор Америки. Создан эволюционный метод 4D структурного геомоделирования систем нефти различных стадий катагенеза, временной корреляции асимметричной вариаграммы многомасштабной интеграции цикличности порового генезиса, зрелости нефти и систем трещиноватости горного разрушения. Модель апробирована для целей исторической адаптации этапов разработки, геолого-технических

мероприятий (ГТМ) и бурения высокоамплитудных трещиноватых коллекторов, геогидродинамического асинхронного моделирования двойного порового пространства.

Примеры. Аналитическими и численными методами эволюционной интеграции аддитивных ритмов геофизической синергии геологических циклов согласно аналитическому решению уравнения Навье - Стокса и формуле А. Эйнштейна решена задача глобального геомоделирования многомасштабного высокоамплитудного районирования минерально-сырьевых ресурсов. На примере многомасштабной 4D гетерогенно устойчивых терригенных и карбонатных коллекторов дислокации Волго – Урала, горстов Юры, Западной Сибири и Таймыра, представлена геомеханика дрейфа массопереноса импульсов южных и северных осцилляций океанов и экваториального течения Эль-Ниньо (решений типа Бесселя, луча Козырева, или эволюции по Отто Юльевичу Шмидту).

Представлены автоподобные многомасштабные динамические решения гетерогенно равновесных структур геофизических ячеек типа зон Френеля. Рассмотрены глобальные процессы гармонического дрейфа глубоководного шельфа океанов, материковой гидратации Срединных Океанских Хребтов Урала и вторичных уплотненных ритмов Скалистых гор при гармонических граничных условиях уплотненного пространства времени [7,14]. Применен метод аддитивной синергии интеграции геофизических ритмов сейсмической эмиссии нематических фазовых компонент сложных коллекторов карбонизации систем нефти при условиях сохранения массы, моментов импульсов и энергии с учетом гравитационных констант равновесия.

Для технологий инженерного геомоделирования современной разработки приведено решение неоднородного асинхронного заводнения площадных элементов в режиме реального времени. Использован метод аддитивного сопряжения численного решения линейными функциями сетевых гидродинамических моделей с учетом качества динамических относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в безразмерном пространстве капиллярных чисел при исторической адаптации онлайн состояния нефтенасыщения порового вещества.

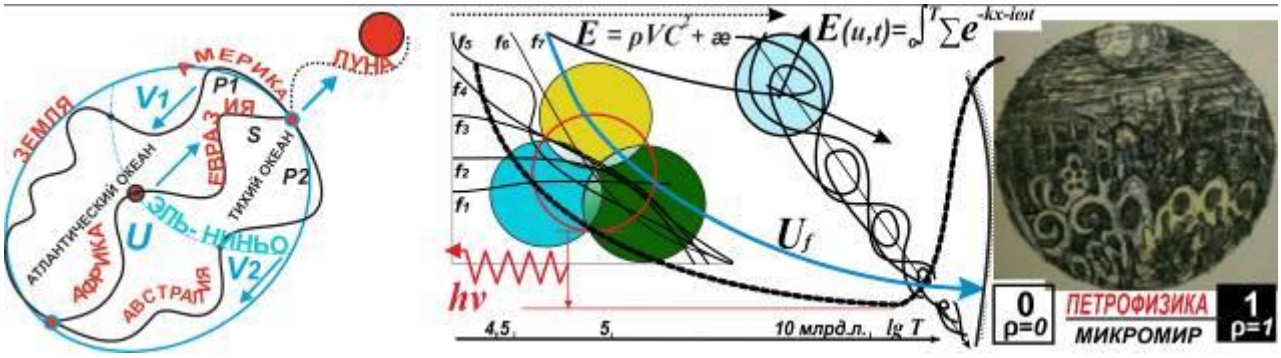


Рис. 3. Геоэнергетическая геофизическая синергия импульсов интеграции, эволюция асимметричного геоида Земли и мантийного образования Луны

Выводы. Предложено инновационное, апробированное эволюционно-топологическое решение комплексированной маршрутизации структурной карбонизации УВ аддитивной истории органического фотосинтеза и циклов поровой ферментации более 4 млрд. лет. Решена задача интеграции генезиса УВ от первого маркера органических реакций геологических циклов фотосинтеза $6CO_2+6H_2O+hv \rightarrow C_6H_{12}O+6O_2$ до современных сложных систем районирования минерально-сырьевых ресурсов. Как результат синергии геофизических ритмов отраженно-уплотненной сейсмической эмиссии, интеграции Евразии – Америки (рис. 3), созданы гравитационные модели дислокации газа и нефти при глобальной аэрации Срединных Океанских Хребтов, Урала и Скалистых гор. Смещение уплотненного ядра гравитационных форм геосфер геоида Земли, как и асимметричное энергетическое, земное рождение Луны на определенном этапе геологической эволюции, являются примерами аддитивной интерференции ритмов геофизической синергии.

Представлена уплотненная матрица карбонизации структур эволюционной геологии, гидрофобизации и органических циклов ферментации природных и современных синтетических и техногенных коллекторов, роботизированных технологий МСГРП аддитивных этапов разработки карбонатно-сланцевых систем нефти [13,14]. Создан устойчивый алгоритм временной интеграции фильтрационных полей поровой концентрации нефтенасыщенного генезиса УВ, сопряженной фильтрационно-диффузионной матрицы молекулярной подвижности миграции дрейфа фазовых скоростей.

Создана интегрированная модель качества коллекторов [5] и проницаемости, сопряженная с проводимостью воды, газа и УВ различных уровней зрелости нефти и стадий катагенеза, минеральной концентрации глинистости, трещиноватости коллекторов горного уплотнения и разрушения. Проведена историческая интеграция четвертичного, Альпийского периода Жигулевской дислокации и миграционных полей Предуралья [7], горстов Юры Западной Сибири и Таймыра, неотектоники уплотненных геологических ресурсов Скалистых гор.

Литература

1. Попков В.И., Штеренберг А.М., Пчела К.В., Горнов Д.А. Моделирование геологических циклов для бурения и разработки сложных коллекторов с интеграцией по формуле А. Эйнштейна. «Инновации в геонауках – время открытий». 8th EAGE Inter'l geological and geophysical conference and exhibition. Санкт-Петербург. 2018, 4 с.

2. Попков В.И., Гусев В.В., Поздеев А.А. Особенности деформации сложнопостроенных гетерогенно равновесных трещиновато-поровых коллекторов Жигулевской дислокации Предуралья. «Геонауки - ключ к рациональному освоению недр», 5th EAGE Inter'l Conf. Тюмень. 2017, 4 с.

3. Попков В.И., Штеренберг А.М., Степанова Л.В., Гусев В.В. Минерально – ресурсное сырьевое геомоделирование геофизической синергии Жигулевской дислокации. Оценка неопределенности коллекторов. 13th EAGE Conference and Exhibition Engineering Geophysics. Кисловодск, 2017, 10 с.

4. Попков В.И., Штеренберг А.М., Гусев В.В., Крестелев А.И., Попкова А.В. Многомасштабная 4D модель интеграции эволюции систем и нефти по формуле А. Эйнштейна. Структура и динамика молекулярных систем. XXV Всероссийская конференция. Йошкар-Ола – Москва - Уфа - Казань. Яльчик. 2018, с. 104 – 105.

5. Попков В.И., Штеренберг А.М., Пчела К.В., Горнов Д.А., Осокин А.С., Митина Е.В., Ильичева М.А., Попкова А.В. Геолого-технические физические условия при моделировании этапов геологической эволюции для бурения и разработки сложных коллекторов с использованием формулы А. Эйнштейна. XIV Ашировские чтения. Самара. 2017, с. 343-361.

6. Попков В.И., Зацепина С.В., Хамитов И.Г., Шакшин В.П. Метод энергетического комплексированного сопряжения многомасштабного притока скважин SmartWell в сложноорганизованных коллекторах, *SPE* 166893. Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике. 2013. М., pp. 1434 - 1457.

7. Попков В.И., Штеренберг А.М. Структура постседиментации Жигулевской дислокации, неотектоника Доманика Предуралья и геологические риски разработки. Электронный научный журнал «Нефтяная провинция». № 4. 2016, с. 1 - 22.

8. Попков В.И., Хамитов И.Г., Шакшин В.П., Попкова А.В. Системно-эволюционное моделирование самоорганизации блочной структуры порового пространства геосреды. «Геоинформатика: теоретические и прикладные аспекты». 11 EAGE Международная конференция. Киев. 2012, 10 с.

9. Романов А.Е., Цаплин С.В., Болычев С.А., Попков В.И. Математическая модель тепломассопереноса в паронагнетательной скважине. Известия ВУЗов. Нефть и газ. № 4. 2013, с. 72 - 78.

10. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России. Недропользование XXI век. 2017. № 1, с. 116 - 120.

11. Попков В.И., Хамитов И.Г., Зацепина С.В., Митина Е.В. Об одном точном решении геофизики и геомеханики мобилизации углеводородов, деформируемых низкопроницаемых коллекторов. SPE-182029-RU Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка. М. 2016, 19 с.

12. Попков В.И., Штеренберг А.М., Митина Е.В., Попкова А.В. Структурно-динамическая синергия геофизических ритмов диагенеза коллекторов нефти эволюционно-топологического решения уравнения Навье – Стокса. Структура и динамика молекулярных систем. Яльчик. 2017, с. 101.

13. Popkov V.I., Astafiev V.I. The Volga-Urals Province - Sedimentary Tunnel-type Geological Model of Reservoir Compaction and Complex Rheology Deformity. 2nd EAGE Conference on Forward Modelling of Sedimentary Systems. From Desert to Deep Marine Depositioned Systems, Trondheim, Norway, 2016, 4 p.

14. Popkov V.I., Shterenberg A.M., Gusev V.V., Mitina E.V. On One of Precise Solutions to Integrate Hydrocarbon Mobilization Rhythms, Dense Reservoir Development Stages and Sand Recovery Geological Evolution. 22nd EAGE European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics. Near Surface Geoscience, Spain, Barcelona. 2016, 8 p.

ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ КАК ЭМПИРИЧЕСКОЕ ОБОБЩЕНИЕ

Ретеюм А.Ю.
МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, aretejum@yandex.ru

Ситуация, сложившаяся сейчас в науке о нефти, свидетельствует о серьёзнейших пробелах в области методологии, связанных с забвением познавательных установок, которые были разработаны классиками естествознания. Главная из них – нацеленность на создание эмпирических обобщений, представляющих собой результат поиска упорядоченностей («правильностей») разных пространственно-временных масштабов – от соединений химических элементов типа углеводородов или алюмосиликатов до ядерно-оболочечной системы планеты. Они, по словам В.В. Вернадского, имеют силу факта.

Кризисное положение, обусловленное отходом от направления, заданного нашими предшественниками, наиболее четко проявляется в нарушении базовых принципов демократии в поиске истины, когда одна группа исследователей получает всемерную поддержку от внешних заинтересованных сторон, а альтернативное движение мысли искусственно сдерживается. Режим наибольшего благоприятствования создаётся для привлекательных по соображениям текущей политики мифологем, т.е. вероучений, основанных на одностороннем объяснении произвольно ограниченного круга явлений при игнорировании множества связей и отношений, которые априорно считаются несущественными. Старая мифологема биогенного происхождения нефти, несмотря на большое число противоречащих ей фактов, сохраняет жизнеспособность не только в силу инерции мышления, но и благодаря тому, что она отвечает интересам тех, кто стремится контролировать мировую энергетику, якобы угрожающую климатической катастрофой и истощением ресурсов топлива.

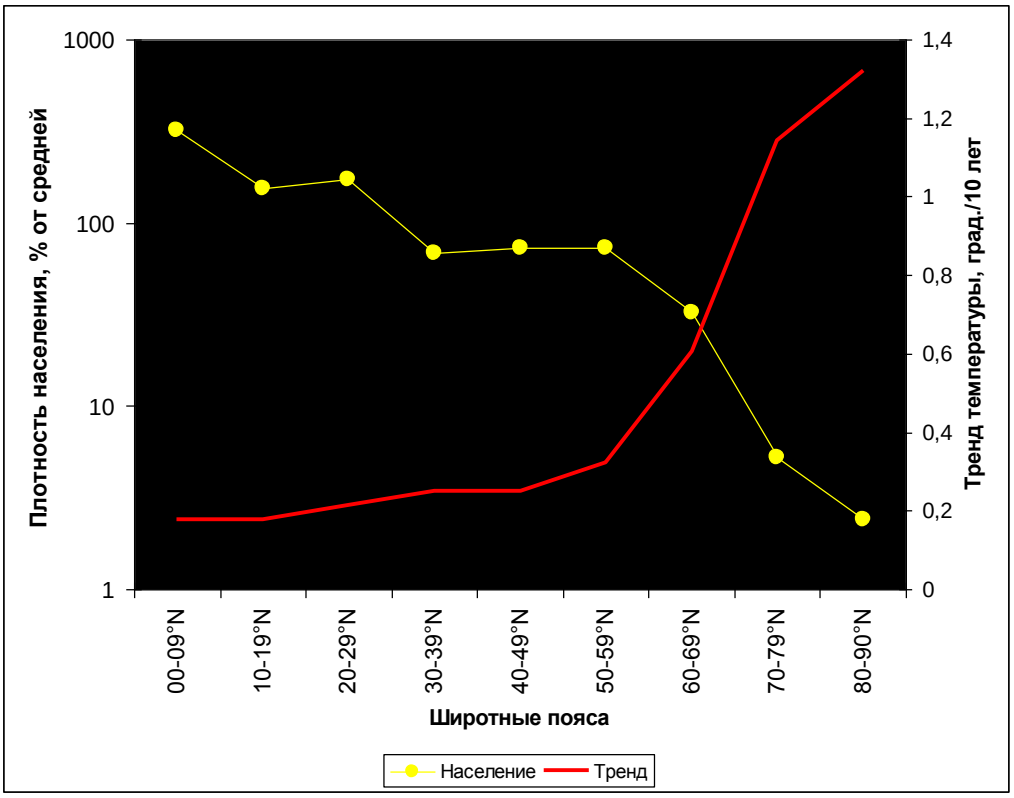


Рис. 1. Распределение населения по широтам Северного полушария в 2015 г. (логарифмическая шкала) и тренд средней годовой температуры воздуха в период 1990-2017 гг. Источник: расчет по данным Datagraver и Earth System Research Laboratory.

Поскольку внешний фактор развития науки в данном случае многое определяет, нужно указать на сугубую ошибочность представлений об эмиссии так называемых парниковых газов как причине глобального потепления. Это заблуждение, обусловленное отвлечением от пространственного аспекта процесса, а именно того, что источник тепла находится не в индустриальных странах, а в Арктике и Субарктике (рис. 1), где повышение температуры приземных слоев атмосферы в последние десятилетия происходит под влиянием усиленной дегазации недр.

Что касается запаса углеводородов, то для его качественного описания, очевидно, лучше всего подходит оценка «неисчерпаемый», основанная на совокупности прямых и косвенных свидетельств. До настоящего времени внимание специалистов было сосредоточено на сборе информации, указывающей на приуроченность месторождений к зонам разломов и подток флюидов из глубин при отсутствии какой-либо связи с нефтематеринскими породами. Сведения такого рода очень важны, однако необходимо продолжить эмпирическое обобщение для выяснения единых путей образования скоплений углеводородов.

Одна из закономерностей, могущих представлять и теоретический, и практический интерес, заключается в том, что граница земного ядра, перемещающегося, как известно, в северном направлении, проецируется у земной поверхности на широте около 60°. Об этом говорит целый комплекс узко локализованных геофизических аномалий – от литосферных (рис. 2) до стратосферных и даже ионосферных.

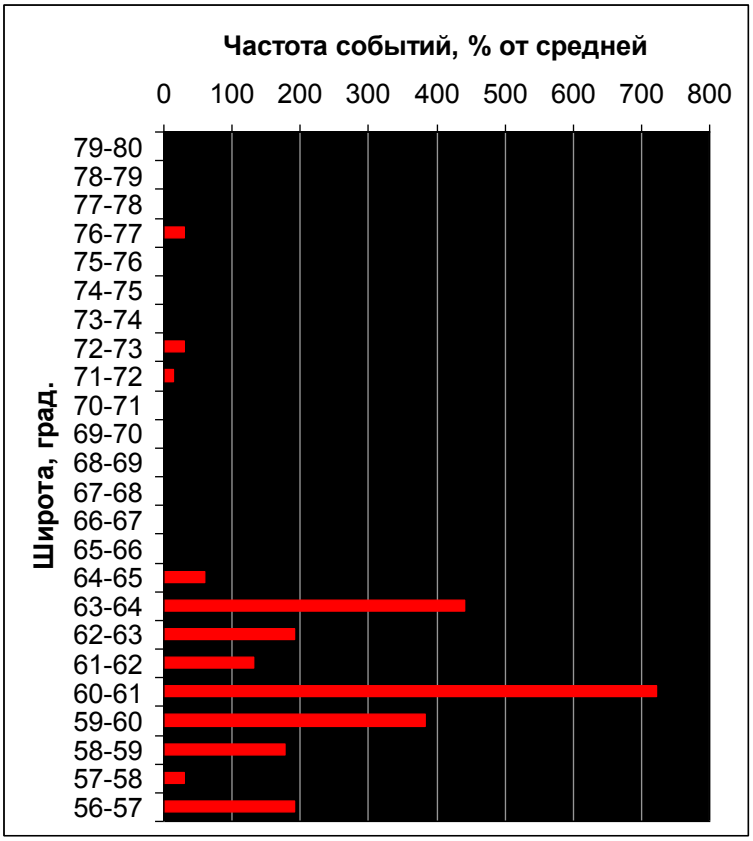


Рис. 2. Концентрация глубокофокусных (> 100 км) землетрясений с M ≥ 3 у 60° с.ш. (осреднение за период 1970-2017 гг.). Источник: расчет по данным International Seismological Centre.

Самая энергонасыщенная из них – цепочка гигантских месторождений нефти с начальными извлекаемыми запасами свыше 1 млрд. барр., которая протягивается от Северного моря через Евразию до Охотского моря (рис. 3).

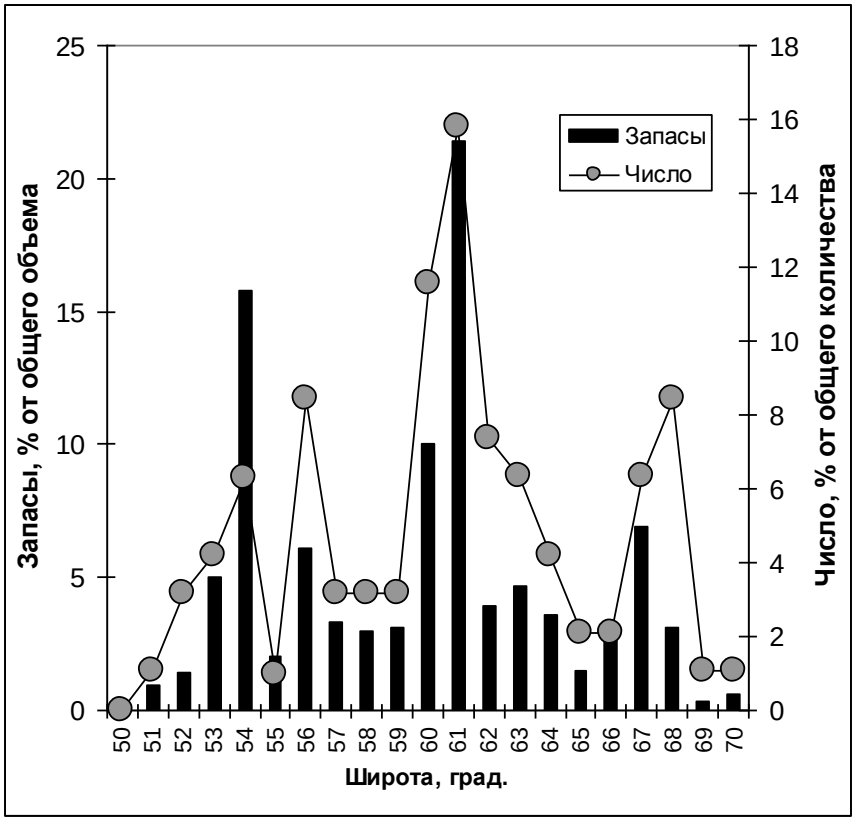


Рис. 3. Распределение 95 крупнейших месторождений нефти с начальными извлекаемыми запасами более 1 млрд. баррелей (свыше 133 млн. т) по широте в Северном полушарии. Источник: расчет по национальным и мировым базам данных.

Происхождение всех отклонений общее, перед нами разнообразные следствия вертикальной миграции водорода от ядра планеты и его реакции с кислородом, углеродом и другими элементами. Справедливость приведенного объяснения можно проверить с помощью мысленного критического эксперимента. Если оно правильно отражает природу, нужно ожидать, что кроме широтной зоны концентрации углеводородов, в Евразии восточнее долготы 42° должна протягиваться аналогичная ей меридиональная зона, сформировавшаяся благодаря давлению масс со стороны расширяющегося Тихого океана.

Обработка данных по месторождениям Казахстана, Азербайджана, Ирана и другим странам Ближнего Востока показывает полное соответствие предположения реальности.

Таким образом, по совокупности фактов можно сделать заключение, что нефть есть продукт водородной дегазации ядра Земли.

Полученные результаты позволили автору наметить перспективный район для поиска крупного месторождения нефти в европейской части России на территории Прионежья.

ПРИРОДА И МЕХАНИЗМЫ ФЛЮИДИЗАЦИИ МАНТИИ

Рихтер Я.А.
Саратовский государственный университет, Саратов
E-mail: tyr2760@yahoo.com

К настоящему времени выявилось значение геологических процессов, вызываемых активностью флюида в земной коре и в целом в литосфере Земли. В свете современных данных становится очевидной роль флюидных систем в передаче потоков энергии и вещества, а также при формировании глубинных режимов не только литосферы, но и мантии. Структуры расслоения и разуплотнения характерны и для мантии, в первую очередь ее верхней части. На основе ее флюидных систем возникают и развиваются все известные эндогенные системы в верхних горизонтах литосферы.

Всё больше появляется доказательств эндогенного происхождения углеводородов (нефти и природного газа), устанавливаются признаки их принадлежности нафтидно-гидротермальным системам и парагенетические соотношения с другими эндогенными гидротермальными системами. Это позволяет искать и находить новые подходы к решению старых проблем так называемой "нефтяной геологии".

Теоретические проблемы, связанные с присутствием глубинного флюида в мантии, еще недостаточно ясны и требуют дальнейшей разработки. К ним можно отнести некоторые вопросы термодинамики взаимодействия флюида и вещества литосферы, дифференциации флюида и появления локальных флюидных систем различной "специализации". С другой стороны многие уже известные факты, добытые в различных областях геологии, могут быть интерпретированы с позиций флюидодинамики, в частности это относится к явлениям глубинного метасоматоза, катаклаза и расслоенного течения альпинотипных перидотитовых массивов, представляющих тектонические отторженцы верхней мантии в земной коре. Современные данные по минералогии и геохимии глубинных включений мантийных перидотитов в кимберлитах позволяют оценивать состав флюида и условия его взаимодействия с веществом мантии.

В основу теоретических представлений о процессах в недрах Земли были положены универсальные законы термодинамики, постулаты теории систем и синэнергетики, что позволило создать принципиально новые модели развития планеты. Стало возможным рассматривать вместе, во взаимодействии, как крупнейшие мегасистемы, литосферу, мантию и ядро Земли. На этой основе стали разрабатываться теории тепло- и массопереноса внутри них и обмена энергией и веществом между ними. Установлено, что способами передачи тепла в ядре и мантии являются общий конвективный и локальный плюмовый, в литосфере - общий кондуктивный и локальный расплавно-флюидный. При этом во многих мегасистемах активно участвует флюид как носитель тепла и реакционно-обменных компонентов вещества. На двух уровнях глобальной мегасистемы (слоя D", пограничного для внешней части ядра, и астеносферы - под литосферой в верхней мантии) формируются и перераспределяются наиболее мощные потоки флюидов. Внешнее жидкое ядро является открытой неравновесной нелинейной динамической системой [1, 2], в которой выделение тепла происходит за счет внутреннего трения в ходе вращения планеты [3]. В составе глубинного флюида становится очевидной роль молекулярного водорода и некоторых восстановленных газов, (метана, этана, паров аммиака, соляной кислоты) как основных носителей его энергии. Первое место в литосфере принадлежит молекулярному водороду, доля которого достигает 15 - 25% на разных глубинах в пределах верхних 200 км. Напротив, фугитивность кислорода с глубиной резко падает, что свидетельствует о переходе к восстановительным условиям среды. Этот вывод оказался основополагающим для дальнейшего развития представлений о глобальной роли теплопереноса с помощью восстановленного флюида из нижней мантии и жидкого ядра планеты [4].

Генерация тепла и сверхглубинного флюида приводят во внешнем ядре к экстремальным ситуациям взрывов с выбросом плюмов и суперплюмов, внедряющихся в нижнюю мантию. Такие плюмы обладают высоким энергетическим потенциалом (давление

флюида более 1300 кбар, температура выше 4000ºС) и при своем восхождении как бы "прожигают" мантию, достигая уровня астеносферы и создавая очаговые зоны плавления в вышележащей литосфере. С нашей точки зрения, появление плюмов и суперплюмов лишь дополняет картину, представляя собой нарушения стационарности процесса конвекции. Причины таких нарушений для планетарной мегасистемы могут быть связаны с недостаточной способностью конвектирующей мантии отводить генерируемое в жидком ядре тепло. В этих случаях создаются условия для его накопления и "мгновенного" взрывоподобного выброса в мантию вместе с избыточной массой флюида.

В пределах мантии химические реакции водородного флюида с ее веществом приводят к экзотермическим эффектам, сопровождающим появление воды. В результате водородный флюид превращается в водо-водородный, содержащий в газовой фазе растворенные летучие соединения многих компонентов вещества мантии. Как известно, рост содержания паров воды и других летучих, особенно в верхней мантии, а также в головной части подымающихся плюмов, приводит к созданию условий для частичного плавления ее субстрата и появлению первых глубинных магм. В общепланетарном масштабе на этом уровне геофизически установлена почти непрерывная область разогретой и разуплотненной зоны - астеносферы. Она насыщена (или близка к состоянию насыщения) флюидом, находящимся под давлением, близким к геостатическому или его превышающему. Таким образом, именно флюидизация и перенос тепловой энергии определяют основные термодинамические характеристики астеносферы.

Как становится ясно теперь, миграция флюидов и их концентрация на определенных уровнях в мантии приводят к "аморфизации" кристаллических структур минералов мантии, насыщению дефектно-"дырочных" элементов кристаллических решеток водородом и гелием [5]. Экспериментально установлено, что в аморфизированных материалах коэффициент диффузии оказывается несколько выше, чем в кристаллических структурах, и растет по мере роста концентрации водорода. Наблюдающееся снижение показателей механической добротности (модуля Юнга и модуля сдвига) способствует развитию деформаций пластического течения и появлению в верхней мантии "слоев" с различной механической компетенцией (так называемых "волноводов"). При этом общим следствием внедрения флюидов в различные материалы, как свидетельствуют результаты экспериментов, может быть создание внутреннего напряженного состояния, проявляющегося в эффектах ползучести и изменениях объема (1–6 %). Таким образом, экспериментальные данные позволяют объяснить вариации объемно-напряженного состояния среды и ее деструкцию как результат реакции среды на воздействие восходящих потоков флюида [5].

Прямые свидетельства о происходящих в верхней мантии процессах деструкции и флюидизации мы можем получить из рассмотрения данных полевых петрологических и структурных исследований при изучении текстур и структур перидотитов офиолитовых массивов. Изучение структур и текстур этих пород Войкаро-Сыньинского офиолитового массива на Полярном Урале позволило выявить последовательность этапов развития деформаций общего пластического течения и последующих локальных сколово-сдвиговых деформаций вдоль сети возникающих трещин. На первом этапе господствовали пластические деформации и не возникало фиксированных открытых каналов проникновения магм или флюида. В ходе пластических деформаций дифференциальное перемещение вещества матрицы осуществлялось в субсолидусном твердопластичном состоянии путем трансляционного скольжения внутри кристаллической решетки оливина, при этом в макромасштабе возникали полосчатая текстура и подчиненные ей послойные дисгармонические складки течения. Следы ранних складчатых дислокаций сохранились не повсеместно, так как зачастую они "стерты" позднейшими деформациями. Тем не менее устанавливается, что оси минимального сжатия в полях развития складок, совпадающие с направлениями пластического течения, были субгоризонтальными [6]. На втором этапе в мантийных перидотитах возникали новая полосчатость и крупные складки вязкопластического течения, ориентированные субвертикально, что вызвано поднятием мантийного вещества, возможно, в составе плюмов или под действием восходящего потока флюида. Эти складки прослеживаются благодаря полосчатым текстурам и данным

микроструктурного анализа линейно-плоскостных элементов в перидотитах и дунитах. Статистически преобладающие ориентировки кристаллов оливина обусловлены главным образом трансляционным скольжением дислокаций в кристаллических решетках и динамической рекристаллизацией. Сколовые деформации являются более поздними, локализуясь в замках и вдоль шарниров складок пластического течения. Оси минимального сжатия при формировании таких складок были субвертикальными (на это указывают и крутые углы наклона линейности, маркирующей направление пластического течения).

Зоны наибольших градиентов напряжений локализовались вдоль осевых плоскостей складок, что приводило к появлению сдвигово-сколовых деформаций в виде системы трещин и развитию катакластических структур в гарцбургитах. Быстрая разрядка напряжений приводила к образованию ослабленных зон с повышенной проницаемостью для глубинного флюида. Вдоль плоскостей сдвига в этих зонах повышенной трещиноватости и проницаемости под действием флюида формировались синтектонические тела дунитов, реститовая природа которых очевидна. На определенном уровне в верхней мантии миграция флюида приобретала фокусированный характер, обусловленный градиентом давления в поровой среде недеформированных гарцбургитов (где возможна лишь диффузия) и в зонах повышенной трещиноватости и инфильтрации флюида вдоль ориентированных границ катакластических зерен в деформированных гарцбургитах.

Фрагменты жил и даек дунитов интерпретируются как реликты каналов движения расплавов сквозь мантийные гарцбургиты [7, 8, 6]. Однако следов каких-либо взаимодействий вдоль каналов движения расплавов нигде не было установлено. Отсюда был сделан вывод, что это может быть лишь в случае изолированности каналов, по которым поступали расплавы, от вещества мантии [7]. Согласно принятым представлениям, подъем магм в литосферной верхней мантии осуществляется по каналам, химически изолированным (!?) от вещества окружающей гарцбургитовой мантии. Считается, что расплавы, образовавшиеся в равновесии с перидотитами мантии при высоких давлениях (на глубинах более 30 км), при более низких давлениях насыщены только в отношении оливина и хромшпинелида и сильно недосыщены в отношении ортопироксена, обычного для гарцбургитов и, следовательно, должны вступать с ними в реакцию, чтобы система пришла к новому равновесию. Эти представления поддерживаются большинством петрологов, исходящих из признания определяющей роли магм и магматических процессов в верхней мантии в том числе и отечественными [6]. Для объяснения образования и действия в мантии таких "химически изолированных" каналов было предложено два основных механизма: 1) быстрое поступление магмы по открытым трещинам, появившимся под гидравлическим воздействием магмы; и 2) медленный подъем расплавов, происходящий при поровом течении по "дунитовым каналам с высокой пористостью" [7, 6]. Эти же авторы полагают, что "дунитовые каналы" образуются в результате растворения пироксенов и кристаллизации оливина при реакции насыщенных оливином магм с вмещающими мантийными перидотитами.

С нашей точки зрения, второй механизм более приемлем, так как более соответствует наблюдаемым соотношениям. По-существу, это механизм метасоматоза, осуществляемого при диффузионно-инфильтрационном движении флюида. В деплетированных гарцбургитах хр. Мюррей Ридж в Канадских Кордильерах сохранились следы неоднократного синкинематического прохождения (воздействия) "раствора-расплава" сквозь реститы вдоль сети ослабленных зон, где дунитовые тела заместили гарцбургиты [8]. Важно отметить, что в пределах этих зон гарцбургиты в большинстве изученных примеров были превращены в тектониты с бластокатакластической и бластомилонитовой структурой, в некоторых случаях замаскированной более грубозернистой гранобластовой сструктурой.

Итак, мы получили основания для предположения о ведущей роли в процессах петрогенезиса в верхней мантии глубинного флюида. Возможно, что расплавы, возникающие в астеносфере при парциальном плавлении вещества мантии, обладают свойствами флюида и на первых порах своего существования выступают как активные агенты метасоматоза при взаимодействии с мантийными перидотитами.

Другим объектом изучения являются ксенолиты мантийных пород в кимберлитах, причем особый интерес представляют так называемые деформированные перидотиты, обычно наиболее многочисленные и широко распространенные в различных регионах мира. Предполагается, что эти породы представляют собой наиболее глубинное мантийное вещество, выносимое на поверхность кимберлитовыми расплавами. Установленные существенные вариации глубин залегания позволяют предполагать достаточно широкое их распространение в верхней мантии. Деформированные гранатовые перидотиты являются довольно распространенными ксенолитами среди неизмененных кимберлитов трубки Удачная-Восточная (Якутия), где составляют не менее 30% от общего числа мантийных пород [9].

Петрографическое изучение деформированных гранатовых лерцолитов из трубки Удачная-Восточная показало, что эти породы имеют порфирокластическую и мозаично-порфирокластическую структуры. По-существу, деформированные гранатовые лерцолиты представляют собой в той или иной степени катаклазированные породы и настоящие катаклазиты. Характерно появление трещин дробления в порфирокластах. Катакластический матрикс этих пород состоит из агрегата мелких и мельчайших зерен (от 0,2 до 0,01 мм) оливина и, возможно, других первичных минералов.

В мантийных ксенолитах к числу минералов-индикаторов глубинных флюидов могут быть отнесены силикаты - флогопит $KMg_3[Si_3AlO_{10}].(F,OH)_2$, гумит $Mg_7[SiO_4]_3(F,OH)_2$, фосфаты - апатит $Ca_5[PO_4]_3(F,OH)_2$, сульфиды - пирротин Fe_nS_{n+1}, пентландит $Fe_4Ni_4(Co,Ni,Fe)_{0\text{-}1}S_8$, расвумит KFe_2S_3 и джерфишерит $K_6Na(Fe,Ni,Cu)_{24}S_{26}Cl$; карбонаты - кальцит $CaCO_3$, доломит $CaMg(CO_3)_2$, шортит $Na_2Ca_2(CO_3)_3$ и земкорит $Na_2Ca(CO_3)_2$; хлориды - галит NaCl и сильвин KCl; сульфаты - афтиталит $K_3Na(SO_4)_2$Из сульфидов особенно интересен джерфишерит, весьма распространенный акцессорный минерал в ксенолитах гранатовых лерцолитов из кимберлитов. а также обычный минерал щелочно-ультраосновных и карбонатитовых пород сложных магматических комплексов. В мантийных ксенолитах и ксенокристах образование джерфишерита в основном связывается с замещением и обрастанием первичных Fe-Ni-Cu-сульфидов в результате воздействия обогащенного калием и хлором гипотетического расплава/флюида. Однако состав и источник этого расплава-флюида, а также время и PT параметры его взаимодействия с мантийными породами не определены. О возможности существования в мантийных условиях таких расплавов-флюидов свидетельствуют находки микровключений в алмазах со значительными содержаниями щелочей и хлора.

Присутствие джерфишерита было установлено во многих кимберлитовых трубках Якутии. В последние годы появились новые важные данные, уточняющие условия, время и место появления этого минерала в верхней мантии. Эти данные получены при детальном изучении выделений джерфишерита в образцах гранатовых деформированных перидотитов, отобранных из глубинных мантийных ксенолитов среди кимберлитов трубки Удачная-Восточная в Якутии [9]. В отличие от большинства кимберлитов мира, изученные породы практически не затронуты постмагматическими изменениями. В матриксе пород присутствуют щелочные карбонаты, сульфаты и хлориды, что обусловливает главную химическую особенность неизмененных кимберлитов - высокие содержания щелочей (до 8 мас. % Na2O + K2O) и Cl (до 6 мас. %).

Результаты исследования [9] указывают по нашему мнению на генетическую связь джерфишерита из ксенолитов с глубинным флюидом. Образование джерфишерита как в ксенолитах деформированных перидотитов из трубки Удачная-Восточная, так и в различных ксенолитах из других кимберлитовых трубок связано с взаимодействием вещества этих ксенолитов и флюида. Кристаллизация джерфишерита в виде отдельных зерен в интерстициях ксенолитов и в "расплавных" включениях происходила непосредственно из взаимодействовавшего с ксенолитами раствора; джерфишерит, окаймляющий первичные Fe–Ni +-Cu-сульфиды, образовался за счет их замещения в результате реакции с этим же раствором.

Очевидно, что катаклазиты и их катакластический матрикс возникли в гранатовых лерцолитах верхней мантии еще до их попадания в кимберлитовые брекчии. Сульфидная

минерализация в них появилась на заключительной стадии катаклаза, когда создались условия для продвижения глубинного флюида и его накопления в мантии на этом уровне. Мы предполагаем, что сам процесс катаклаза и разуплотнения пород верхней мантии обязан нарастающему динамическому воздействию глубинного флюида, накапливающегося на этом уровне. Отмечаемая в ксенолитах катаклазированных лерцолитов сульфидная и сопровождающая её минерализация отражает в какой-то мере состав этого флюида.

Реальность существования глубинного (мантийного) флюида вряд ли можно теперь подвергнуть сомнению. Его участие в эндогенных процессах внутри земной коры - магматизме и метаморфизме также несомненны. Однако геодинамическая роль глубинного флюида далеко еще не выяснена, в частности, мы не знаем, насколько активно его воздействие не только при передаче тепла, но и давления. С этой точки зрения чрезвычайно важно обратить внимание на деформации глубинных пород мантийного происхождения и среди них на самые ранние, свидетельствующие о пластических и катакластических явлениях в породах мантии. Реликты деформационных структур такого рода обнаруживаются в аллохтонных массивах офиолитовой габбро-дунит-перидотитовой формации, выдвинутых с подкоровых глубин в пределы складчатых поясов. При этом важно определить генетические признаки таких структур и текстур, сформулировать критерии синтектоничности процесса их формирования, а также выявить связь развития деформаций с появлением динамически активного флюида.

Литература

1. Авсюк Ю.Н. Приливные силы и природные процессы. М.: ОИФЗ РАН, 1996.

2. Адушкин В.В., Ан В.А., Овчинников В.М. Структурные особенности внутреннего строения Земли //Физика Земли, 2000, № 12.

3. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений, 2001. Т. 43, № 4, сс. 291-307.

4. Летников Ф.А. Синергетические аспекты проблемы образования глубинной нефти // Электрон. журн. "Глубинная нефть", 2013. Т. 1, № 6, сс. 790-810.

5. Gufeld I.L. Geological consequences of amorphization of the lithosphere and upper mantle structures caused by hydrogen degassing // Geodynamics & Tectonophysics, 2012. V. 3 (4), p. 417-435.

6. Савельева Г.Н., Соболев А.В., Батанова В.Г., Суслов П.В., Брюгманн Г. Структура каналов течения расплавов в мантии // Геотектоника, 2008. № 6, сс. 25-45.

7. Kelemen P.B., Dick H.J.D. Focused melt flow and localized deformation in the upper mantle: juxtaposition of replacive dunite and ductile shear zones in Josephine peridotite, SW Oregon // Jour. Geophys. Res., 1995. V. 100, № B1, p. 475-496.

8. Tommasi A., Vauchez A., Godard M., Belley F. Deformation and melt transport in a highly depleted peridotite massif from Canadian Cordiliera: implications to seismic anisotropy above subduction zones // Earth Planet. Sci. Lett., 2006. V. 252, p. 245-259.

9. Шарыгин И.С., Головин А.В., Похиленко Н.П. Джерфишерит в ксенолитах деформированных перидотитов трубки Удачная-Восточная (Якутия): проблемы происхождения и связь с кимберлитовым магматизмом // Геология и геофизика, 2012. Т. 53, № 3, сс. 321-340.

К ГЕОЛОГИИ АЛЬПИД И УГЛЕВОДОРОДОВ (УВ) ОТДЕЛЬНЫХ СТРУКТУР ВОСТОЧНОГО ИРАНА И ЮЖНОГО КАСПИЯ; ДАННЫЕ О ГЛУБИННОЙ КОМПОНЕНТЕ, ПРОБЛЕМЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Романько А.Е.[1], Имамвердиев Н.А.[2], Прокофьев В.Ю.[3], Викентьев И.В.[3], Рашиди Б.[4], Хейдари М. [5], Савичев А.Т.[1], Полещук А.В.[1]

1 - ГИН РАН, Москва, a-romanko@ya.ru,
2 – Бакинский Государственный Университет, Баку, Азербайджан inazim17@yahoo.com;
3 – ИГЕМ РАН, Москва, vpr@igem.ru; viken@igem.ru;
4 Сатрап Ресурсиз (Satrap Resources), Перт, Австралия, bahman.rashidi@gmail.com;
bahman.rashidi@gmail.com
5 - Гео-консультационная компания Парси Кан Кав (Parsi Kan Kav), Тегеран, Иран
mehrdad.heidari@gmail.com

Изучаемый Ирано-Южно-Каспийский - Малокавказский регион геолого-экономически чрезвычайно важен. Нами предлагаются материалы по геологии отдельных структур альпийского возраста или альпид Ирана (основные материалы по востоку страны), Малого Кавказа (здесь также описаны близкие внутриплитные и др. породы кайнозоя) и Южного Каспия, Ближнего Востока. В регионе сочленяются собственно альпийские и гималайские структуры. Общая геология региона связывается многими специалистами с активностью важного Африканского суперплюма (или, альтернатива - по М. Кескину (Keskin) 2007 и др., - с отрывом или деламинацией литосферной плиты – слэба, с появившимся мантийным окном), как минимум для кайнозоя.

Ниже приводятся некоторые выводы по исследуемой территории, данные по различной зональности в регионе.

- Известна принципиальная субмеридианальная тектономагматическая, металлогеническая зональность (последняя подавляюще связана именно с магматизмом) и известная УВ-зональность. Эта зональность обусловлена, как считается большинством геологов, поддвигом или субдукцией Аравийской плиты на северо-восток, под блок Центрального Ирана. Удивительно, что от Прикаспия до юга Каспия – мы имеем словно аккреционную призму – «омоложение» пород от докембрия на севере – через палезой – до плиоцена на юге. В пользу общегеологической этой зональности говорит и уменьшение сейсмоактивности от Южного Каспия к Среднему Каспию (Богданов, Хаин и др., 2003 и др.).

- На описанную зональность наложились процессы, связанные с активностью гигантского Африканского суперплюма - по известной томографии высокого разрешения Булла и др., 2009 (Bull, McNamara, Ritsema). В этой связи выявлена мощная неоген-четвертичная внутриплитная ассоциация пород, включая карбонатиты Афганистана и Аравии, экзотические высоко-калиевые продукты (K2O до 7.4%) Восточного Памира, по Э.А. Дмитриеву, 1976 и др. Реконструируется ряд пород: трахиандезиты с CaO=7.1% - богатые кальцием вулканиты - редкие вулканиты с CaO=34.8% - и, наконец - настоящие карбонатиты голоцена, Ханнешин, Афганистан, Южного Памира и Аравии.

- Охарактеризована и иная субдукционная ассоциация (антипод предыдущей, образующая с первой энергетически выгодную пару), дающая олигоцен – четвертичные производные (интрузивные, эффузивные, пирокластические, а также туффиты). Получены первые данные о высокотемпературных-1150-1220ºС калиевых расплавных включениях стекла в плагиоклазе высококалиевых субдукционных лавах квартера против нехарактерности расплавных включений во внутриплитных породах. Высокое содержание воды в поздних калиевых кислых расплавных включениях (Т=690ºС) – 6 мас.%, даже до 8, на пределе до 9 мас.%. Сказанное подтверждает мантийную аномальность региона.

Намечаается и УВ-зональность по запасам, по Богданову и Хаину, 2003:

1. Северный Каспий – УВ в породах девона-палеогена, и газ в неогене,

2. Средний Каспий – УВ в породах триаса–юры-мела, палеогена,

3. Южный Каспий – УВ в породах позднего плиоцена,

4. Южнее, в 600 км – в крест простирания основной структуры Персидского залива – УВ в огромном интервале от перми до неогена (не исключено наибольшее непрямое воздействие глубокой (глубинной) магмы).

- Любопытно здесь редкое сочетание УВ – уголь. Характерна и известная приуроченность УВ к разломам. Возможно, движение УВ вверх шло недавно, несмотря на то, что УВ «застряли» в разновозрастных породах - более молодых на юге. Возраст залежей разных регионов принимается часто как кайнозойский для нефти и голоцен или весь квартер - для газа, например, по данным А.И. Тимурзиева и др., 2014 - Кудрявцевские чтения.

- Субмеридиональная ориентировка давно известного протяженного пояса (на линеаменте) Баренцево море – Каспий – Персидский залив (карта нефтегазоносности СССР, М: 2 500 000; также для Каспия, по В.Е. Хаину и др., 2003 и мн. др.), соляных куполов Персидского залива и т.д. говорят в пользу глубокой подпитки УВ.

- Вторичная, подчиненная зональность нефть-газ запад-восток в Персидском заливе, на Каспии, возможно, косвенно связанная с «корнями гор» Кавказа, вынуждающими УВ поворачивать на восток по мере движения с юга на север (предполагается для кайнозоя).

- Анализ детальных структурных карт вообще дает порой уверенную локализацию максимума УВ для площадей региона Западной Сибири (несколько площадей), Южного Арала. Зональность УВ фиксируется по разным картам разного масштаба, что говорит в пользу молодой миграции УВ (все сложившиеся месторождения – кайнозойские из-за высокой миграции УВ).

Отметим важные данные в пользу **глубинного** фактора формирования залежей УВ по другим регионам и литературе [1-4, 8-15].

- Баланс УВ во времени – эффектный и важный аргумент.

- Смешение абиогенного и биогенного углерода в сипах (выход УВ) Турции, показанное на основе впечатляющей аналитики, включая изотопию углерода и кислорода. Зарубежные данные по абиогенным УВ Турции, Индии и др.

- Ассоциация УВ именно с мантийным гелием – валентности 3 (хотя известный специалист по гелию – Б.Г. Поляк, 2013 и др. - отрицательно относится к абиогенным УВ). Отметим, что существует дискуссия по универсальности изотопов гелия, в том числе по мантийному гелию - как решающему критерию истинных мантийных плюмов. Важно, что по данным группы Б.Г Поляка установлена примесь **мантийного гелия** для грязевых вулканов зон активного кайнозойского магматизма Большого Кавказа, в том числе, по данным из кандидатской диссертации О. Киквадзе 2016, из этой же группы (хотя, по мнению Б.Г. Поляка – это не решающий критерий и т.д.).

- Банальное теперь уже нахождение органических УВ на других планетах, в космосе [1,8, 14]:,

- Получение аминокислот из неживой природы – знаменитый опыт С. Миллера, США, 1951 и др. – шаг к возникновению жизни на Земле из неорганических соединений

- Констатация органических соединений на вулкане Толбачик и др., Камчатка – по Е. К. Мархинину и В.В. Челокову и др., 1989. Выход метана (есть данные и об этане) в действующих вулканах Исландии, нефть современной кальдеры Узон, Камчатка, например, по Н.Л. Добрецову и др., 2013 и мн. др. (хотя формально противники глубинной нефти допускают захват органической нефти магмой). Многочисленные материалы по подводным УВ (включая обильные газогидраты) в океанах, например, по Ю.Н. Разницыну и др, 2014, О.А. Мазаровичу и С.Ю. Соколову, 2010 и т.п.

- Всемирно знаменитые работы А.И. Опарина (A.I.Oparin), 1938 и мн. др. - о происхождении жизни и мн. др.

- Солидное количество месторождений УВ в фундаменте, по некоторым данным не менее 1/4 всех месторождений УВ.

- Механизм круговорота УВ известного сейсмолога и т.д. (М.В. Родкин, 2015), позволяет примирить абиогенную и биогенную теории. Чисто абиогенная теория не признается, к сожалению, многими крупными специалистами-нефтяниками. Вероятно – есть данные о

заведомо биогенном факторе, но спровоцированном часто глубинными процессами, включая магматогенно-гидротермальный.

В этой связи желательна конструктивная критика со стороны убежденных сторонников биогенной теории УВ, в том числе по «заведомо» биогенным залежам и т.д. Вероятно, по мнению известных специалистов, проблемными для чисто глубинного генезиса остаются такие вопросы:

1. имеются ли, безусловно, биогенные залежи?
2. биомаркеры все же в некоторых случаях – веский аргумент?
3. материалы школы проф. Вассоевича, МГУ и др. актуальны?
4. вулкан способен выбрасывать продукты с захваченной органикой? Органика в связи с вулканами образуется, как утверждают, мгновенно?

Авторы чрезвычайно благодарны Е.Ф. Романько†, А. Хушманзаде и М.А.А. Ноголь Садату† за помощь в полевых работах в Иране, а также - Д.А. Астафьеву, М.В. Родкину, А.М. Кузину, Ю.А. Воложу и др. В.А. Быкадорову, Ю.Г. Леонову†, М.А. Федонкину, В.Н. Сергееву, В.В. Славинскому, Б.Н. Голубову†, а также УВ-специалистам и приглашенным лекторам МГУ, Москва - Ю. Ампилову, А. Никишину, М. Иванову†, О. Калмыкову и др.; и, кроме того, зарубежным лекторам - Ф. Кристи, Х. Посаментиеру и Р. Тобину - за специальные УВ - лекции в МГУ, Научно-образовательный центр - НОЦ; также и многим другим специалистам, участвовавшим в совместной работе и обсуждении ее результатов.

Литература

1. Астафьев Д.А. Роль планетарной магмофлюидодинамической системы Земли в тектогенезе, бассейно- и нафтидогенезе. Дегазация Земли: Геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения П.Н.Кропоткина. Москва. ГЕОС. 2010. С. 39-43.

2. Галимов Э.М., Камалеева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? - Геохимия, 2015. № 2, - с. 103–122.

3. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти. Л.: Недра, 1973. 216 с.

4. Кузин А.М. Пространственно-фазовая локализация месторождений углеводородов и отображение конвергентности процессов флюидизации в геологической среде по сейсмическим данным//Сборник трудов Дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений. К 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. ГЕОС, Москва, 2011, 276-301 с.

5. Летников Ф.А., ред. Флюидный режим земной коры и верхней мантии / Ф.А. Летников, И.К. Карпов, А.И. Киселев, Б.О. Шкандрий. - М.: Наука, 1977. - 216 с.

6. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Образование нефтяных и газовых месторождений. Литология и полезные ископаемые. 2008, №5, С. 505-521.

7. Разницин Ю.Н., Савельева Г.Н., Федонкин М.А. Углеводородный потенциал надсубдукционных областей:тектонические, геодинамические, минералого -геохимические и биохимические аспекты. Кудрявцевские Чтения, 2016.

8. Родкин М.В., Рукавишникова Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система - модель и сопоставление с эмпирическими данными, Геология нефти и газа, 2015. № 3, - с. 65-70.

9. Сывороткин В.Л., Зайцев В.А. О Некоторых результатах ВОДОРОДНОЙ съемки Абдрахмановской площади РОМАШКИНСКОГО месторождения. Четвертые Кудрявцевские чтения. М: ЦГЭ. 2015.

10.Тимурзиев А.И. Закономерности нефтегазоносности Еты-Пуровского месторождения и прогнозные оценки по приросту запасов нефти и газа. Электронный журнал "Глубинная нефть". Том 1. №12. 2013. с. 1980-2013. URL: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-12-2013/9_Timurziev_1-12-2013.pdf.

11. Федонкин М.А. Роль водорода и металлов в становлении и эволюции метаболических систем. В кн.: Проблемы зарождения и эволюции биосферы. М.: Книж. дом «Либроком», 2008. С.417–437.

12. Marakushev A. A. and Marakushev S. A. Fluid Evolution of the Earth and Origin of the Biosphere. In “Man and the Geosphere. Chapter 1”, p. 3-31, Florinsky I. V. (Ed.), 2010. ISBN: 978-1-60876-387-0, Nova Science Publishers, Inc. New York, 385 p.

13. Marakushev S.A., Belonogova O.V. Orig. Life Evol. Biosph., 2013, V. 43, p. 263-281.

14. Romanko A., Imamverdiyev N.A., Prokofiev V., Vikentiev I., Rashidi B., Savichev A., Heidari M. Some New and Previous Materials on Alpine Magmatism, Tectonics, Melt and Fluid Inclusions, and Metallogeny in Eastern Iran. Vol.4, Issue 1, 2018. P.11-28. DOI: http://dx.doi.org/10.20431/2454-9460.0401002.

15. Timurziev A.I., Gogonenkov G., Kashik A. Geodynamics and Oil Content of Horizontal Strike-Slip Fault Structures (by Example of Western Siberia) – 67 EAGE Conference & Exhibition, 13-16 June 2005, Madrid, 2005.

НЕФТЬ ТАМ, ГДЕ ЕЁ ИЩУТ

Ростовцев В.В.[1] , Липихина Е.Ю.[1] Ростовцев В.Н.[2]

1 - НИ Томский политехнический университет, г. Томск, rostovcev@tpu.ru
2 - АО «ТОМКО, г. Томск, tomkoinc@gmail.com

В середине семидесятых годов прошлого века «завершились» жаркие споры о природе происхождения нефти. В этих дискуссиях сформировались представления об осадочно-миграционной теории происхождения нефти. Её сущность заключалась в том, что нефть является продуктом катагенетического преобразования органического вещества фоссилизированного в субаквальных обстановках. Постулатами этой теории овладели и взяли себе на вооружение тысячи специалистов, занимающихся поисками нефти. Сегодня при обсуждении перспектив нефтегазоносности той или иной территории, даже в пределах таких уникальных нефтегазоносных провинций как Западно-Сибирская, специалисты России, Китая, Египта, Индии задают основной вопрос, а есть ли в данном районе нефтематеринская свита, каковы её свойства, и какова стадия катагенеза органического вещества в отложениях рассматриваемого района. Если такой свиты нет, то априорно изучаемая территория считается бесперспективной. Другая аргументация – наличие естественных выходов нефти и газа, которые в начале 19 века были основополагающими, наличие аномалий типа «залежь» по данным радиогеохимии, электроразведки, высокоточной магнитки – большинством геологов не воспринимается. Таким образом, на данный момент сложилась ситуация, когда осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа не только не способствует расширению поиска новых месторождений, но даже наносит непоправимый вред этому процессу. Обосновать справедливость этого тезиса позволяют исследования, которые проводились в течение 18 лет и продолжают проводиться в пределах Трубачевского лицензионного участка, расположенного в пределах Барабинско-Пихтовской моноклинали, земли которой, как и земли всех моноклиналей Западной Сибири площадью порядка 500 000 км^2 большой группой авторитетных ученых отнесены к бесперспективным. Основанием для принятия этого решения послужило отсутствие в этих районах отложений баженовской свиты, считающейся региональной нефтематеринской толщей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и низким катагенезом органического вещества в мезозойском комплексе пород. Исходя из этих соображений, и восточная часть Томской области признана бесперспективной [1]. На возможные перспективы нефтегазоносности этой территории авторы статьи обратили внимание, когда ими были обнаружены естественные выходы нефти и газа в одной из проток примыкающей к руслу реки Оби. На рис.1 приведена фотография общего вида этого естественного газопроявления и единичный источник выхода газа. Проведенные геохимические исследования отобранных образцов газа из этих источников позволили ученым ДВО и СО РАН придти к выводу о глубинном происхождении этих газопроявлений. Изучение естественных выходов газа послужило не только основанием для предположения о наличии в пределах Трубачевского участка недр залежей углеводородов, но дало основание сформировать представление о возникновении и разрушении залежей углеводородов. Это стало возможным благодаря стечению ряда благоприятных факторов. К ним относятся единичные проявления газа, наличие небольшой глубины в протоке, отсутствие снега на поверхности воды и низкой температуры в момент проведения наблюдений. Появилась возможность визуально наблюдать формирование и разрушение залежей углеводородов. Их источником были единичные газопроявления глубинного происхождения, покрышкой служил тонкий слой формирующегося гибкого льда. Таким образом, сама природа, продемонстрировала процессы формирования и разрушения месторождений за счет флюидодинамических потоков. (Рис. 2). Такие условия создать в научных лабораториях практически невозможно. Разрушение залежей углеводородов происходит тогда, когда породы выполняющие роль покрышки теряют свою гибкость, и не могут дальше формировать ловушку для залежи.

Фото 1. Общий вид зоны естественного Трубачевского газопроявления с многочисленными газопроявлениями, зафиксированными в виде микрозалежей в ледяных ловушках

Фото 2. Единичный источник газопроявления под слоем воды в 10-15 см

Рис.1. Общий вид зоны естественных выходов газа и конденсата и единичный источник газопроявления.

Наблюдения за естественными выходами газа позволили нам придти к двум важным выводам. Во-первых, продуктивны только те антиклинальные ловушки, которые созданы за счет энергии флюидодинамических потоков. С целью проверки этого вывода была изучена история формирования ловушки Лугинецкого месторождения в Томской области с помощью

Фото 3. Первоначальное формирование антиклинальной ловушки для газовой залежи за счет флюидодинамического потока и постепенно замерзающей воды мелководно протоки

Фото 4. Разрушение ледяной газовой ловушки в результате воздействия энергии флюидодинамического и теплового потока

Рис. 2. Сама природа демонстрирует создание и разрушение залежей углеводородов.

построения палеоструктурных профилей. Результаты этих исследований позволили сделать вывод, что на начальном этапе положительной структуры в пределах этого месторождения не было. Во-вторых, разрывные трещины, сформированные флюидодинамическими потоками сейсмики, нередко интерпретируют как разломы.

С целью выявления границ прогнозируемых месторождений в пределах Трубачевского лицензионного участка и прилегающих к нему землях были с помощью кванто-оптической фильтрации обработаны космоснимки закрывающие эти территории. Технология квантово-оптической фильтрации космоснимков (КОФиКС) была создана большим коллективом ученых и специалистов АО «ТОМКО» и НИ Томского политехнического университета. Технология КОФиКС многократно была апробирована на многочисленных хорошо изученных месторождениях в различных районах мира [2, 3, 4]. Ее прогнозы подтверждены открытием Камовского нефтяного месторождения, а также открытием Абаканского и Берямбинского газовых месторождений в Красноярском крае.

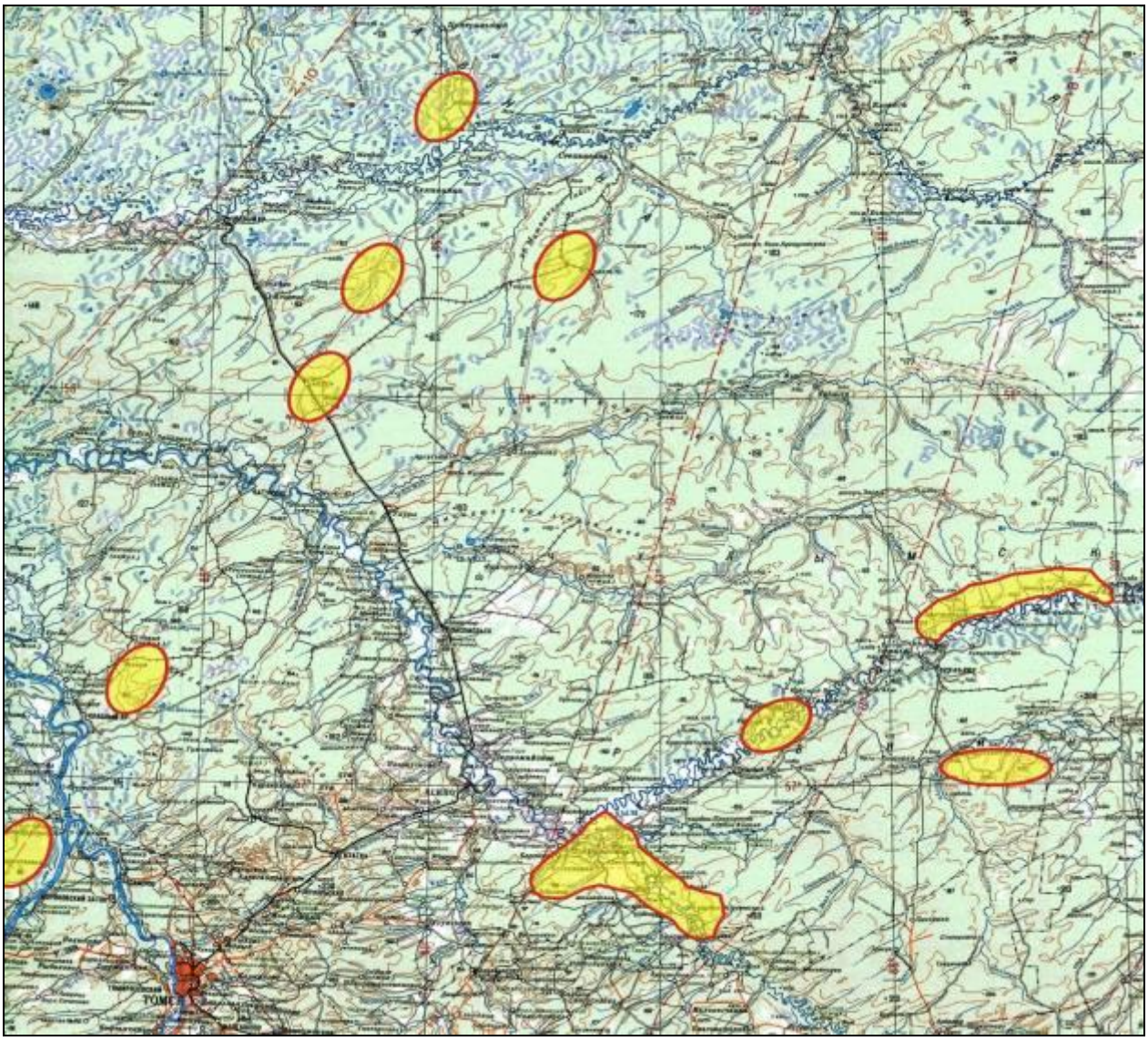


Рис. 3. Границы прогнозируемых месторождений в восточной части Томской области по данным технологии КОФиКС на «бесперспективных» землях по данным органической теории

Эта технология в любой точке мира выявляет границы прогнозируемых месторождений и зоны с различной плотностью запасов в их пределах. Полученные данные позволяют закладывать первые поисковые скважины до проведения сейсмических работ. Используя эту технологию в пределах Трубачевского лицензионного участка были выявлены границы 4 прогнозируемых месторождений углеводородов, а в прилегающих районах границы 10 прогнозируемых месторождений (рис.3).

Проведенные в южной, центральной, северной частях лицензионного участка электроразведочные, радиогеохимические исследования и исследования высокоточной магнитки выявили аномалии типа «залежь». В южной части Трубачевского лицензионного участка на основании данных КОФиКС была пробурена поисковая скважина № 7 на глубину 1528 метров. Она вскрыла в сеномане, неокоме, юре и палеозое 8 продуктивных горизонтов. Наиболее значимыми оказались интервалы 510-540 м в сеномане и 1360-1400 м в палеозое.

На рис.4 приведена каротажная диаграмма с продуктивным пластом в интервале 510-540 м, по этой залежи извлекаемые запасы нефти разными специалистами оцениваются от 77 млн. тонн до 98,4 млн. тонн. Продуктивность палеозойских отложений обосновывается наличием признаков нефти в образцах керна и повышенными газопоказаниями до 7 суммарных процентов при их вскрытии в процессе бурения.

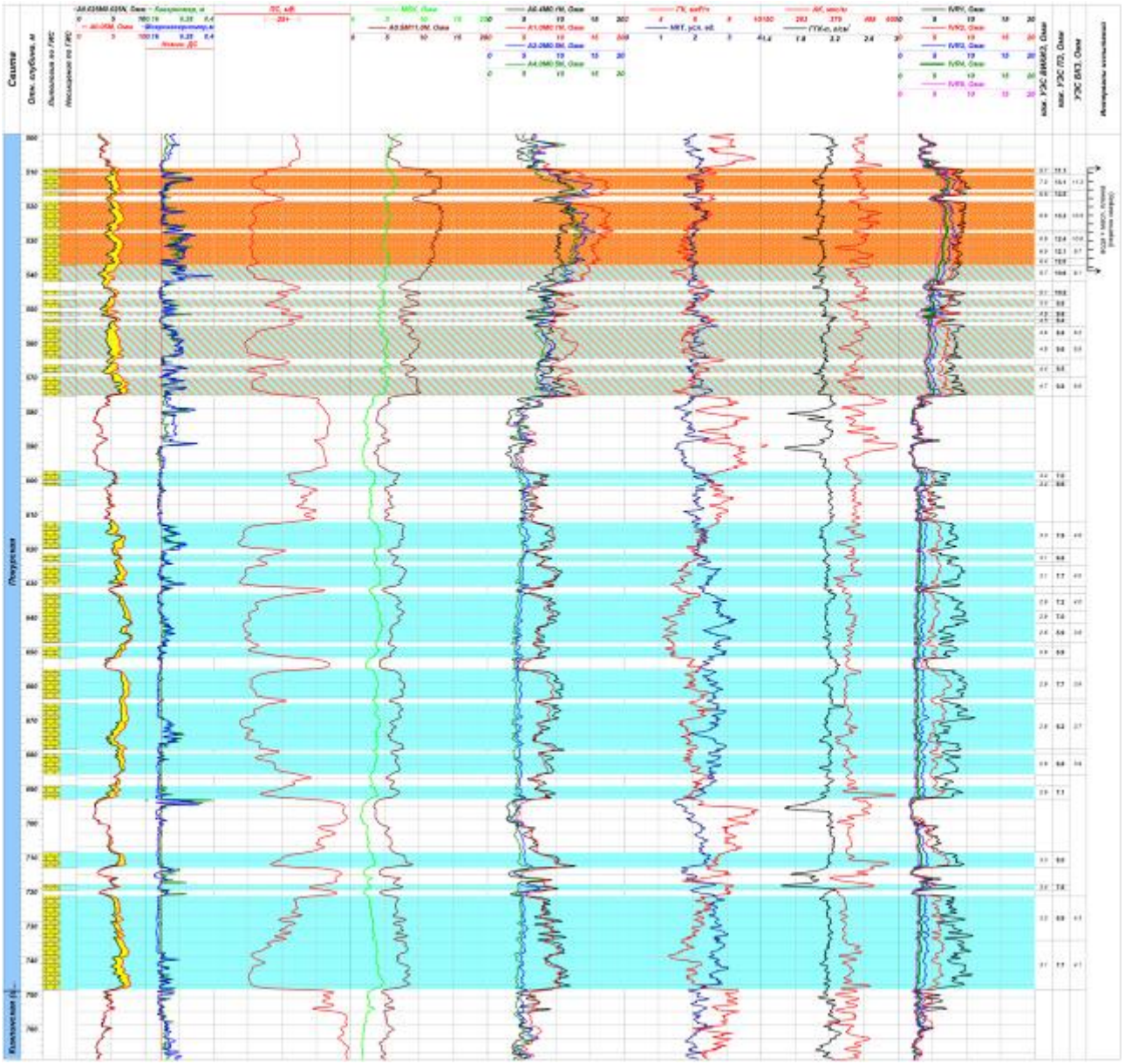


Рис. 4. Каротажная диаграмма скважины № 7 Трубачевского лицензионного участка с продуктивными (510-540м) и возможно продуктивными (540-575 м) интервалами на землях «бесперспективных» по данным органической теории нефтеобразования.

Приведенные фактические данные по Трубачевскому лицензионному участку убедительно показывают не адекватность постулатов осадочно-миграционной теория происхождения нефти при оценках перспектив нефтегазоносности неизученных территорий. Практика поисковых работ требует новых мировоззренческих взглядов на процессы нефтеобразования. К таким взглядам относятся представления о флюидодинамических потоках связанных с глубинными процессами литосферы. Эти взгляды значительно расширяют диапазон поиска нефтяных и газовых месторождений, фактически позволяя заниматься поисками нефти и газа в районах, которые были забракованы предыдущими теоретическими постулатами.

При такой постановке вопроса технология квантово-оптической фильтрации космических снимков, направленная на поиски месторождений нефти и газа, выходит на первый план, т.к. она базируется на сигнале, который идет непосредственно от самой залежи нефти не зависимо от вмещающих пород, типа ловушки, региона поиска. Она позволяет осуществлять поиск нефти в любой точке мира и не требует детального знания

геологического строения района поиска. Движение вперед осуществляют только новые идеи, или идеи, которые в свое время в силу ряда причин оказались не воспринятыми официальной наукой. Безусловно, к таким идеям относятся и идеи Н.А. Кудрявцева, П.Н. Кропоткина, В.Б. Порфирьева и их последователей, которые все больше и больше овладевают массами, становятся под воздействием фактов все более востребованными.

Литература

1. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Меленевский В.Н. и др. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин Восток – 1,3,4). Геология нефти и газа. - 2009. № 1. С.-4-12.

2. Ростовцев В.В, Ростовцев В.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири инновационной технологией. Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение . – 2010. – Вып. 12. – С 80-85.

3. Ростовцев В.В. Перспективы нефтегазоносности Барабинско-Пихтовской моноклинали в Томской области. Труды IV Международного научного симпозиума им акад. М.А.Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск, 2000. – С. 375-376.

4. Ростовцев В.В. Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: монография. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2012. -240 с.

ВОДОРОД И УГЛЕРОД В ЯДРЕ ЗЕМЛИ (К ПРОБЛЕМЕ АБИОГЕННОГО СИНТЕЗА УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ)

Румянцев В.Н.
Геологический институт РАН, Москва
E-mail: ya.valerrum@yandex.ru

В концепции абиогенного синтеза углеводородов (УВ) в глубинных условиях ключевое значение имеет выявление источника водорода и углерода и условий синтеза УВ из этих элементов. В работе [27] поизведена количественная оценка содержания водорода на его границе с внутренним твердым ядром и на границе с мантией. Соответственно, молекулярная доля водорода составляет 0.37 (водород содержится в форме гидрида железа $FeH_{0.37}$ или, в процентном выражении 0.67 мас.%) и на границе с мантией $FeH_{1.79}$ (3.04 мас.%). Отметим, что, как известно из молекулярной физики, при массе одного атома водорода 1.67 х 10^{24} г в одном грамме его содержится 6.02 х 10^{23} атомов [26]. Приведенные данные свидетельствуют о том, что содержание водорода во внешнем ядре Земли столь значительно, что оно должно рассматриваться как основной источник этого элемента при глубинном синтезе УВ. Отметим также, что вещество внешнего ядра Земли существенно дифференцировано по химическому составу.

Другим элементом, количественная оценка содержания которого в ядре Земли произведена В.Ф. Анисичкиным [1], является углерод, что представляет непосредственный интерес для проблемы абиогенного синтеза УВ в глубинных условиях. В.Ф. Анисичкиным отмечается, что содержание углерода существенно возрастает от центра ядра Земли к его внешней зоне и далее в низах мантии: центр – 3.4% углерода в алмазной фазе (или, возможно, 7.4% смесь когенита $(Fe,Ni)_3C$, обладающего магнитными свойствами, и углерода в алмазной фазе), верх внутреннего ядра – 4.5% (возможно 8.6), низ внешнего ядра – 9.6%, верх внешнего ядра (11.7%), низ мантии(17.5%) [1].

Вывод об определяющей роли магнитных свойств железа и никеля, образующих ядро на самой ранней стадии формирования Земли, подтверждается и результатами изучения состава железных метеоритов, которые рассматриваются как аналоги железоникелевого ядра Земли. Как установлено [9], в составе железных метеоритов в том или ином количестве присутствует ряд минералов, обладающих магнитными свойствами: шрейберзит $(FeNi)_3P$, когенит $(FeNi)_3C$, троилит (FeS), карлсбергит (CrN). Установлено также [9], что в составе силикатных частиц, встречающихся в железных метеоритах, присутствуют примеси троилита, алабандина (Mn,Fe)S, хромита $FeCr_2O_4$; все эти минералы также обладают магнитными свойствами [15]. Большинство из названных минералов содержат в своем составе легкие элементы (C, S ,N). Таким образом, приведенные данные позволяют утверждать, что, как и раннее и быстрое образование железоникелевого ядра Земли, так и химический состав примесей в нем имеют общую причину, а именно, наличие магнитных свойств у ядрообразующих соединений.

Легкие примеси (S, N), входящие в состав ядра в связанной форме, наряду с водородом и углеродом являются основными летучими компонентами глубинных флюидов, принимающих участие в процессах нефтегазообразования. Опубликованные данные по составу метеоритов позволяют проследить наличие названных компонентов, находящихся в связанной форме в составе минеральных фаз в различных глубинных оболочках Земли и сделать вывод о том, что углерод и сера являются «сквозными» элементами, содержащимися во всех оболочках Земли. Преимущественная форма нахождения углерода в недрах Земли – графит, являющийся «сквозным» минералом. Органические соединения распространены лишь в углистых хондритах. Они имеют абиогенное происхождение, что доказывается отсутствием у них оптической активности [3; 4]. Неорганическое происхождение углерода в глубинных оболочках Земли сомнений не вызывает.

Для перехода легких элементов из связанного в составе нелетучих соединений состояния в свободную летучую форму требуются особые условия, обеспечивающие

разложение содержащих их минералов. В результате этого инициируется процесс дегазации, приводящей к развитию разнообразных геологических процессов.

Сейсмологическими исследованиями в слое D" на участке толщиной от 10 до 40 км, непосредственно примыкающем к ядру, обнаружено значительное уменьшение скорости продольных волн (V_p) – от 5 -10 до 30% по сравнению с вышележащей мантией [28], свидетельствующее о высокой степени расплавления силикатных пород. Этот феномен интерпретируется как результат синтеза воды в слое D" [8, 9]. Возможность синтеза воды на границе ядро – мантия следует из экспериментальных данных [21], полученных при изучении взаимодействия водорода с железосодержащими силикатами при повышенных давлениях и температурах. Образующиеся при участии воды нижнемантийные плюмы представляют собой среду, благоприятную для аккумуляции летучих элементов (H, S, N), поступающих из ядра Земли, в котором они образуются в результате разложения химических соединений, содержащих названные элементы в связанной форме. Именно эти летучие элементы рассматриваются геофизиками как легкие примеси в ядре.

Причина трансформации водорода из гидридной формы в молекулярную на границе раздела ядро – мантия может быть объяснена, исходя из геодинамических особенностей самой границы раздела – высокой склонности ее к срыву и смещению граничных слоев при внешнем силовом воздействии на Землю [14], которое приводит к снижению давления в системе, и учитывая характерную особенность гидридов переходных металлов, а именно, их устойчивое состояние лишь при высоких давлениях. Разложение гидрида железа с образованием атомарного водорода и металла можно представить следующим образом

$$FeH \rightarrow Fe + H \qquad (1)$$

Как известно, атомарный водород обладает повышенной химической активностью, проявляющейся уже при обычных условиях [16]. При высоких температурах он будет вступать в реакции с минеральными фазами, содержащими углерод, серу и азот с образованием летучих соединений (CH_4, H_2S, NH_3). Реакция рекомбинации атомов водорода, протекающая со значительным выделением тепла, способствует усилению распада гидридов:

$$2H \rightarrow H_2 + 435\ кДж/моль, \qquad (2)$$

Усиление разложения гидридов с увеличением температуры на целом ряде примеров (гидриды Cr, Mn, Ni, Fe, Co, Mo, Rh, Pt) подтверждается экспериментальными данными [19].

Как видно из реакции (2), она сопровождается выделением значительного количества тепла. Молекулярный водород в ходе своей восходящей и латеральной миграции выступает, что неоднократно отмечалось в литературе, как теплоноситель, играющий важную роль в тектономагматической активности Земли. Частицы металлического железа и никеля, образующиеся при разложении гидридов, опускаются в основание жидкого ядра и наращивают внутреннее твёрдое ядро с выделением теплоты кристаллизации.

Как известно из органической химии, при высоких температурах возможен непосредственный синтез углеводородов из элементов:

$$C + 2H_2 \rightarrow CH_4 \qquad (3)$$

В обычных условиях, используя мелкораздробленный уголь (сажу), эта реакция реализуется при температуре 1200°C; в случае применения катализатора (мелкораздробленный никель) температура синтеза может быть значительно понижена [23]. В соответствии с принципом Ле-Шателье, увеличение давления способствует повышению устойчивости метана и других углеводородных соединений [24]. Учитывая повсеместную распространённость в мантии Земли углерода (в элементарной форме) и никелистого железа, которое может выполнять роль катализатора, можно полагать, что реакция (3) является важным, если не основным, источником углеводородов в глубинных условиях.

Экспериментальные данные, свидетельствующие об устойчивости тяжелых углеводородов в PT-условиях как верхней, так и нижней мантии, приведены в работе В.С. Зубкова [10].

Материал, полученный из данных о составе метеоритов, находится в полном согласии со сложившимися к настоящему времени представлениями о том, что высокотемпературные плюмы имеют существенно газовый состав, включая молекулярный водород, серу, азот, а также, по мнению автора, атомарные водород и серу (образующиеся в результате термического разложения H_2 и S_2 при температурах, соответственно, свыше 2000°C и 1500°C [16]) и, возможно, тяжелые углеводороды (см., например, [12; 10]).

Нижнемантийные плюмы, по существу, должны рассматриваться как восходящие потоки глубинных флюидов, зарождающихся на границе раздела мантия – ядро и находящихся под огромным давлением (порядка 1000 кбар) и температурах более 3500°C [12] и поэтому обладающих повышенной химической активностью и способностью захватывать микрочастицы твердых веществ, как породообразующих, так и рудных элементов.

Как отмечает А.А. Озол, «обвальное» нефтегазообразование должно быть характерно для периодов тектономагматической активизации, когда по проницаемым зонам «происходила резкая интенсификация процесса восходящей миграции флюидов водородно-углеводородного состава» [17]. Судя по геологическим данным, аномально сильный всплеск активизации тектономагматических процессов произошел в мезо-кайнозое. К мезо-кайнозою приурочено 84% мировых запасов нефти [5]. Из названной работы заимствован рисунок, иллюстрирующий резкий скачок нефтенакопления в мезозое (от верхней юры до верхнего мела включительно около 72% мировых запасов) и второй по величине максимум интенсивности нефтенакопления в кайнозое.

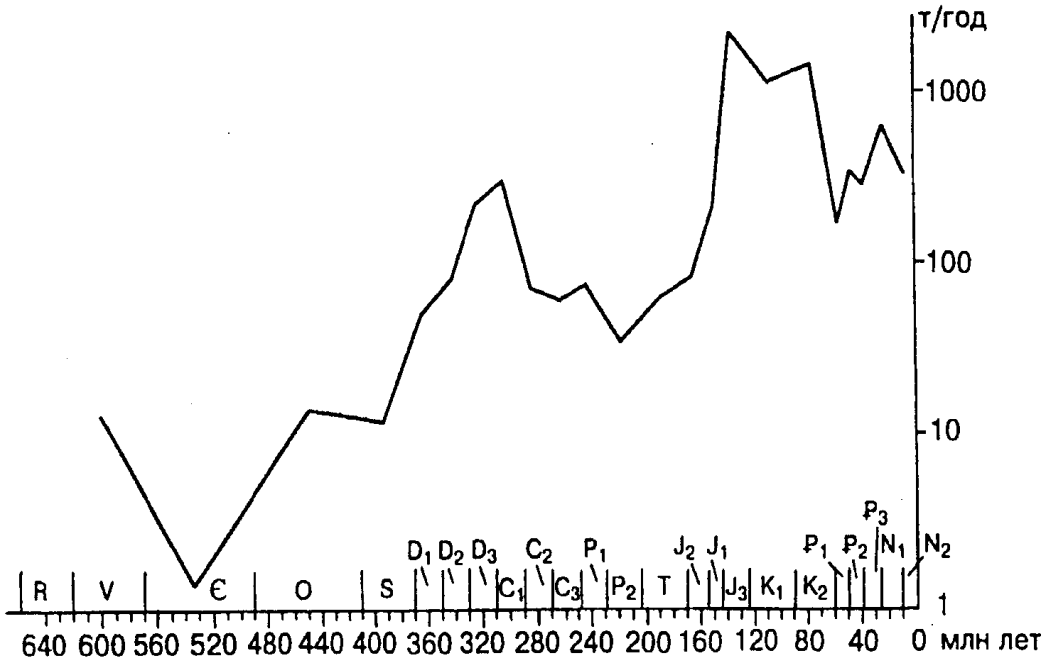


Рис.1. Эволюция интенсивности нефтеобразования в истории Земли [5].

Мезозой и кайнозой – эры, вообще богатые геологическими событиями. В это время, наряду с глобальным проявлением рифтогенеза и формированием Мирового океана происходили грандиозные по масштабам излияния базальтов и массовые вымирания земных организмов. В мезо-кайнозое широко проявлены тектонические движения, интрузивный магматизм и эндогенное оруденение с образованием крупных и суперкрупных месторождений рудных полезных ископаемых [20]. Несомненно, что катастрофический

характер многих геологических процессов в мезо-кайнозое следует объяснять специфической геодинамической обстановкой, массовый выброс глубинных флюидов из внешнего жидкого ядра и слоя D" на границе раздела мантия – ядро, в котором происходило формирование нижнемантийных плюмов, состоящих в основном из летучих компонентов. Срывы и смещения граничных слоев на разделе мантия – ядро, происходившие при внешних космических воздействиях, способствовали развитию трещиноватости в вышележащих слоях Земли, которая приобретала планетарный характер. В свою очередь, планетарный характер приобретали и дегазационные процессы [13].

По результатам многочисленных исследований [6; 7; и др.], большинство нефтегазоносных бассейнов юрско-мелового возраста образовались в геодинамической обстановке пассивных океанический палеоокраин. По данным сейсморазведки, как отмечают А.Е. Шлезингер и А.Л. Яншин, осадочные чехлы мезозойско-кайнозойского возраста прослеживаются на пассивных окраинах континентов на протяжении десятков тысяч километров [25]. Эта особенность объясняется, по-видимому, повышенной проницаемостью зон сочленения океанической и континентальной коры, рассматриваемых как «швы» [11]. Для этой же цели можно привлечь представления А.В. Пейве, согласно которым «…градиент скорости тектонического течения на границах океанической и континентальной коры настолько велик, что именно здесь приходится ожидать появление наиболее ярко выраженных деформаций» [18].

Как показано Е.В. Артюшковым [2], в подавляющем большинстве случаев образование прогибов на континентальной коре было обусловлено не растяжением, а частичным подплавлением основания литосферы в результате подъема потоков горячих водосодержащих флюидов в составе мантийных плюмов. Эти представления Е.В. Артюшкова приемлемы как для объяснения причины быстрых погружений как зон сочленения океанической и континентальной коры, так и других крупных блоков океанической коры в частично расплавленные породы основания литосферы, вплоть до погружения в астеносферу [22]. Если предположения Г.Б. Удинцева с соавторами верно, то можно допустить, что в астеносферном слое погрузившийся материал растекается в сублатеральном направлении вплоть до источников вулканических извержений, вовлекаясь тем самым в круговорот вещества в пределах литосферы. В таком случае получает удовлетворительное объяснение вывод Е.В. Артюшкова об отсутствии решающей роли растяжения при погружении земной коры на участках поступления горячих водосодержащих флюидов. Так возникли гигантские котловины – вместилища будущего Мирового океана.

Основываясь на приведенных выше данных, обилии водорода в составе флюидных плюмов и углеродсодержащих газов (CO, CO_2), в литосфере и, учитывая, что основные реакции синтеза воды в этих условиях протекают при взаимодействии названных летучих соединений по реакциям (4) и (5) с одновременным образованием метана и воды

$$3H_2 + CO \rightarrow H_2O + CH_4 \quad (4)$$
$$4H_2 + CO_2 \rightarrow 2H_2O + CH_4, \quad (5)$$

можно говорить о сопряжённости процессов метано- и океанообразования, а также образования гидросферы в целом.

Литература

1. Анисичкин В.Ф. Ударно-волновые данные как доказательство присутствия углерода в ядре и нижней мантии Земли // Физика горения и взрыва. 2000. Т. 36. №4. С. 108 – 114.

2. Артюшков Е.В. Быстрые погружения и поднятия земной коры на континентах с потерей прочности литосферного слоя как следствие подъема мантийных плюмов к подошве литосферы // Проблемы глобальной геодинамики. М.: ГЕОС, 2000, с.111 – 134.

3. Вдовыкин Г.П. Углеродистое вещество метеоритов (Органические соединения, алмазы, графит). М.: Наука, 1967. 271 с.

4. Войткевич Г.В. Древность жизни и космохимические предпосылки ее возникновения // Геохимия, 1987. № 8. С. 1059 – 1074.

5. Вышемирский В.С., Конторович А.Э. Циклический характер нефтегазонакопления в истории Земли // Геология и геофизика. 1997. Т. 38. №5. С. 907 – 912.

6. Грачев А.Ф., Николайчик Б.В. О природе быстрой фазы пострифтового опускания // Внутриплитные явления в земной коре. М.: Наука, 1988, с. 119 – 133.

7. Дмитриев Л.В., Базылев Б.А., Силантьев С.А. и др. Образование водорода и метана при серпентинизации мантийных гипербазитов океана и происхождение нефти // Российский журнал наук о Земле. 1999. Т. 1. №6. С. 511 – 519.

8. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г. Об источниках мантийных плюмов // Доклады РАН. 2000. Т. 373. № 1. С. 84 – 86.

9. Додд Р.Т. Метеориты. Петрология и геохимия. М.: Мир, 1986. 324 с.

10. Зубков В.С. Термодинамическое моделирование системы C-H-N-O-S в PT-условиях верхней мантии. Иркутск: Иркут.ун-т, 2005. 180 с.

11. Краюшкин. В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. К.: Наукова думка, 1984.176 с.

12. Летников Ф.А. Флюидный режим эндогенных процессов и проблемы рудогенеза // Геология и геофизика. 2006. Т. 47. № 12. С. 1296 – 1307.

13. Малышев А.И. Газовый фактор в эндогенных процессах. Екатер.: УрОРАН,2015.324 с.

14. Мелихов В.Р., Лыгин И.В. Тектонические катастрофы и их место в эволюционном развитии Земли // Геофизика. 2008. № 2. С. 11 – 19.

15. Минералогическая энциклопедия. Под. редакцией К.Фрея .Л.: Недра. 1985. 512с.

16. Некрасов Б.В. Курс общей химии. М.: Госхимиздат, 1962. 976 с.

17. Озол А.А. Геохимические аспекты полигенного нефтегазообразования в платформенных условиях // Геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Материалы Международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина, 20 - 24 мая 2002 года, г. Москва – М.: ГЕОС, 2002, с. 399 – 402.

18. Пейве А.В. Разломы и тектонические движения // Геотектоника. 1967. №5. С. 8 – 24.

19. Понятовский Е.Г., Антонов В.Е., Беляш И.Т. Переходные металлы VI – VIII групп при высоком давлении водорода // Известия АН СССР. Неорганические материалы. 1978. Т. 14. № 9. С. 1570 – 1580.

20. Рундквист Д.В., Ткачев А.В., Черкасов С.В. и др. Крупные и суперкрупные месторождения рудных полезных ископаемых в 3-х томах. Том 1. Глобальные закономерности размещения. М.: ИГЕМ РАН, 2006. 390 с.

21. Сокол А.Г., Федоров И.И. Взаимодействие силикатов с водородом при высоких PT-параметрах // Геология и геофизика. 1991. № 8. С. 90 – 95.

22. Удинцев Г.Б., Береснев А.Ф., Гордин В.М. Структурная неоднородность дна океана и проблема границы океан - континент // Геотектоника. 1980. №2. С. 13 – 26.

23. Хотинский Е.С. Курс органической химии. Изд. 4-е, перераб. и доп. Изд-во Харьков. госуниверситета, 1959. 724 с.

24. Чекалюк Э.Б. К проблеме синтеза нефти на больших глубинах // Журнал Всесоюзного химического общества. 1986. Т.31. №5. С. 556 - 562

25. Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Тектоническая неоднородность дна Мирового океана // Советская геология. 1981. №7. С. 41 – 50.

26. Щелкин К.И. Физика микромира. М.: Госатомиздат, 1963. 168 с.

27. Rumyantsev V.N. Hydrogen in the Earth’s outer core, and its role in the deep Earth geodynamics. Geodynamics & tectonophysics. 2016; 7(1): 119 – 135.

28. Williams Q., Garnero E.J. Seismic evidence for partial melt at the base of Earth`s mantle. Science. 1996. Vol.273. № 5281. P.1528 – 1530.

ПРОИСХОЖДЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ ПРОМЫШЛЕННЫХ СКОПЛЕНИЙ

Севостьянов К.М.

Углеводороды (УВ) широко распространены в нашей Галактике – на планетах и метеоритах.

Нефть на планете Земля, как ее называли наши предки – горное масло, распространена, вероятно, на половине земного шара практически повсеместно в пределах развития земной коры континентального типа.

Углеводороды встречаются в магме, трубках взрыва, магматических, метаморфических, жильных и осадочных породах, в жерлах магматических и грязевых вулканах, в трещинах, минералах, в зонах разломов, в пределах рудных месторождений.

Причем в масштабах от микроскоплений до гигантских скоплений нефти – в десятки млрд. тн, а углеводородного газа – в несколько трлн. $м^3$.

Планета Земля дышит углеводородным газом. Больше того, автор в 1999г. ввёл новый термин – планета Земля – углеводородная планета [1].

Любая гипотеза происхождения углеводородов и их промышленных скоплений должна объяснить следующие особенности УВ и закономерности их распространения:

- масштаб – от микроскоплений до гигантских при практическом отсутствии горизонтальной миграции;
- раздельное существование нефтяных, нефтегазовых и газовых зон;
- присутствие скоплений углеводородов над районами развития магматических траппово-эффузивных формаций, вблизи диапиров, над интрузиями и палеовулканами;
- отсутствие скоплений углеводородов на обширных пространствах, при наличии всех необходимых условий для образования углеводородов по органической «гипотезе»;
- приуроченность многочисленных нефтепроявлений и газопроявлений к ультраосновным и основным породам;
- в составе нефтей присутствуют 47 химических элементов тождественных таковым в магме и карбонатах [1];
- характер изменения состава и свойств нефтей и углеводородного газа по площади и по глубине;
- отсутствие следов нефти в «нефтематеринских» породах по органической «гипотезе»;
- преимущественное распространение нефти в приэкваториальной полосе, а газа – в северных широтах;
- приуроченность большинства скоплений к разрывам, разломам и трещиноватым зонам;
- существование над скоплениями углеводородов тепловых, неотектонических, геохимических, гидрогеологических, оптических, экологических и др. аномалий;
- присутствие углеводородов во всех типах тектонических структур и во всех комплексах осадочных пород – от архейских до четвертичных и на дневной поверхности;
- объяснить тот факт, что в нефтегазоносных тектонических прогибах и впадинах отмечается довольно уверенно глубинная зональность – верхняя разнообразных скоплений углеводородов, средняя – как правило, нефтегазоносная и нижняя газоносная зона;
- промышленные скопления углеводородов открыты на всех доступных глубинах;
- объяснить связь нефтегазоносных районов с подъёмом мантии и волноводами;
- объяснить возобновляемость запасов углеводородов на разрабатываемых месторождениях;
- объяснить присутствие в нефтях химических элементов и соединений, характерных для глубинных зон планеты Земля.

Из вышеперечисленных особенностей распространения углеводородов в Космосе и на планете Земля, а также учитывая данные о невозможности образования углеводородов из органического вещества (И.М. Шахновский, 2001 и др.), можно утверждать, что

углеводороды образуются неорганическим путем из тех химических элементов и соединений, которые существуют в Космосе и на планете Земля.

Нефть и углеводородный газ состоят из углерода и водорода, с примесью азота, серы, минералов, в т.ч. алмазов. В состав золы входят 14 соединений (по А.Ф. Добрянскому), которые, по нашему мнению, характерны и для базальта.

Очевидно, что в качестве исходного материала для неорганического образования углеводородов должно быть взаимодействие унаследованного космического вещества, магмы, (ультраосновной, основной щелочной), вмещающих горных пород и пластовых вод.

Естественно, для протекания химических реакций должно быть пространство (объем) в виде обширных пластовых и локальных внедрений магмы в горные породы.

На Земле, образовавшийся при взрыве сверхновой звезды или на Солнце, изначально или в ходе первичных химических реакций должны быть следующие химические соединения и элементы H_2, H_2O, C, CO_2, CO, CH_4, NH_3, битумы и разнообразные катализаторы Fe, Cu, V, Ni и др.

По В.Г. Кушеву и А.Г. Миронову (1980) мантийный флюид при давлении 10-200 кбар должен состоять главным образом из CH_4, NH_3H_2O, H_2S, и H_2, а также в нем могут быть C_2H_6, C_3H_8, C_4H10, C_8H14 (и более тяжелые), CO.

В горных породах, в которые внедряются интрузии, могут быть H_2O (до 5% в глинах), CO_2 (до 41,5% в известняках), C (более 0,8% в глинах).

При внедрении магмы в карбонатные породы (карбонатиты, известняки, мергеля) и при ее взаимодействие с ними углерода будет очень много, а в угленосных породах будет присутствовать и углерод и водород.

В горных породах также присутствует рассеянное органическое вещество в относительно небольших количествах.

В исходном составе пластовых вод по А.П. Виноградову (1967) содержится C (0,03г/л), H_2CO_3, HCO_3, CO, а также органические вещества.

В итоге, при внедрении ультраосновной (основной) магмы в горные породы мы будем иметь в магматическом очаге, в особенности при внедрении в карбонатные или угленосные породы, все необходимые химические элементы и соединения для синтеза углеводородов, причем в последнем случае в весьма большом количестве.

Больше того, при внедрении магмы возникают различные химические реакции, которые ведут к появлению как углерода, так и водорода.

Возможными химическими реакциями в магматическом очаге, при снижении температуры в очаге до 700-800°C (предел существования жидких углеводородов) могут быть:

$CO+3H_2=CH_4+H_2O$ (при t°C 250°C - 300°C)

$CO+4H_2=CH_4+2H_2O$ (+спирты, адельгиды, кетоны, при t°C 350°C)

$CO+8H_2\leftrightarrow 2H_2+CO_2+3CH_4$

$2CO_2+7H_2\rightarrow 2H_2O+C_2H_6$ (предельные углеводороды. При t°C <365°C)

$3CO_2+10H_2\rightarrow 6H_2O+C_3H_6$

$4CO_2+13H_2\rightarrow 8H_2O+C_4H_{10}$ и т.д. (при t°C >374 t°C)

$C+2H_2\rightarrow CH_4$ (катализатор – силикат алюминия и t°C >500°C)

$2CO_2+3H_2O+14FeO=C_2H_6+Fe_2O_3$

$CnHn\rightarrow CH_4$, C_2H_6, C_3H_8 и т.д. (из органического вещества)

$CaC_2+2H_2O=Ca(OH)_2+C_2H_2$ (ацетилен, непредельные углеводороды в присутствии разбавленных кислот)

$CO_2+H_2+H_2O\leftrightarrow$УВ (при t °C 200 - 400°C)

В многочисленных опытах доказано, что углерод и его соединения при взаимодействии с водородом и его соединениями в присутствие катализаторов образуются газообразные и жидкие углеводороды.

С.М. Катченков (1960) считает, что зольный состав нефти значительно отличается от состава других природных компонентов, в т.ч. и живого вещества.

Дальнейшие изменение состава и свойств углеводородного газа и нефти происходит на путях их миграции по трещинам и в образующихся скоплениях (полимеризация, обогащение элементами, окисления и т.п.).

Образование промышленных скоплений контролируется путями миграции (трещиноватость – она повсюду), наличием пород-коллекторов (повсеместно), ловушек (ограниченное число) и главное – пород-флюидоупоров.

Объем углеводородов (запасов) в скоплениях углеводородов зависит от семи факторов:

1. размеров магматического очага;
2. времени его существования для генезиса УВ;
3. размеров площади соприкосновения магмы с карбонатными или угленосными породами;
4. проницаемости земной коры;
5. ёмкости пород-коллекторов;
6. качества пород-флюидоупоров;
7. размеров ловушек.

Представляет определенный интерес такие сугубо ориентировочные данные – извлекаемые запасы нефти (млн. тн) и газа (млрд. $м^3$) отнесённые к квадратному километру ($км^2$) ловушки.

Так на молодых платформах и в зонах разрывных нарушений отмечается минимум 0,1-0,4 млн. тн/$км^2$ нефти, а максимум в кайнозойских прогибах и впадинах – 10-35,6 млн. тн/$км^2$ (последняя цифра относится к прогибу Персидского залива).

По газу – минимум менее 0,1 млрд. $м^3$/$км^2$ в предгорных впадинах и максимум на древних платформах 8,2млрд. $м^3$/$км^2$.

В итоге, на планете Земля везде, где соприкасаются ультраосновная (основная) магма и карбонатные или угленосные породы начинается процесс образования углеводородов и в случае благоприятных геологических, геохимических и термобарических условий образуются промышленные скопления углеводородов.

Литература

1. Севостьянов К.М. Происхождение нефти и газа в промышленных масштабах в земной коре. М. 1999 г. 91 с.

ГЕНЕЗИС НЕФТИ – ПРОБЛЕМЫ ТЕОРИИ И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ

Сейфуль-Мулюков Р.Б.
Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» Российской Академии Наук (ФИЦ ИУ РАН). E-mail: rust@ipiran.ru

Настоящее сообщение не представляет новую теорию неорганического происхождения нефти и природного углеводородного газа. Исходя из многолетнего, всестороннего изучения генезиса нефти, представляется краткая характеристика наиболее важных проблем генезиса и миграции и самой главной из них - применения теории для эффективного поиска и разведки её месторождений.

В этом плане сторонникам неорганического генезиса противостоит господствующая в мире уже более 80 лет органическая парадигма и её ключевой элемент – нефтепроизводящие свиты (source rocks). Её привлекательность и живучесть объясняется, стройностью, последовательностью рассуждений и простотой. Как религиозная догма её постулаты трактуется без изменений, не анализируя возможности биосферы дать органическое вещество, возможности реализации процесса катагенеза, способности нефти мигрировать на десятки и сотни км. сквозь толщи горных пород. Самой парадоксальной особенностью этой парадигмы является то, что все крупные открытия на территориях и шельфах были сделаны задолго до того, как глинистые породы, развитые в недрах, номинировались как нефтепроизводящие. Тем не менее, последние 30 лет в нефтяной геологии и геохимии осадочная порода с 2-4% углерода принимается как генератор нефти с ориентацией на них поисковых работ.

Органическая парадигма упоминается только для того, чтобы сторонникам неорганической, глубинной нефти нужно представить не только привлекательную, стройную схему образования, но и вытекающую из неё понятную методологию поиска и разведки месторождений нефти. Решение проблемы неорганического генезиса должно базироваться на современных данных, наколенных после появления органической парадигмы [Губкин – 1932]. Полагать, что процесс образования нефти это простой нагрев биосферного мусора, в настоящее время наивно и не имеет отношения к нефтяной науке.

Среди многих проблем теории главными, требующими непременного решения, по нашему мнению, являются следующие [Сейфуль-Мулюков – 2012]**.**

Теоретические положения
– представление нефти как природного феномена;
– доказательство откуда исходное вещество;
– анализ механизмов и процессов его трансформация в углеводороды;
– показать формы миграция флюида реализуемые в литосфере;
– показать, связь между возрастом нефти и её образованием.

Практическое приложение теории
Теория

Нефть как природный феномен. Абсолютный факт - нефть — это сотни разных молекул углеводородов, состоящих только атомов углерода (С) и водорода (Н) соединенных ковалентной связью. Части нефти это разные, закономерно связанные молекулы. Нефть это природная, сложная систем, а не просто хаотическая совокупность фракций углеводородов, получаемых при крекинге. Её свойства, развитие и жизненный цикл подчиняются законам точных наук (физики, математики и информатики в том числе, неопределенности и саморазвития), а образование и преобразование молекул законам естественных наук (геохимии и геологии).

Исходное вещество. Нефть это 98% молекул, состоящих только из атомов углерода и водорода. Их соединение осуществляется гибридизацией электронных орбиталей. На это

способны только полноформатные атомы, на орбиталях которых обращаются все валентные, отрицательно заряженные электроны, а в ядре такое же количество положительно заряженных протонов, поэтому электрический заряд атома равен 0. Проблема исходного вещества в том, чтобы доказать, где формируются атомы в полноформатной конфигурации. При температуре мантии и нижней астеносферы электроны не могут удержаться на внешних орбиталях, поэтому химические элементы там существуют в виде положительно и отрицательно заряженных ионов, т.е. атомов, лишенных электрона. Их электростатическое притяжение создаёт кристаллы. Вещество в мантии существует в кристаллической, аморфной или плазменной форме. Все минералы силикатов, слагающие литосферу, это кристаллы. В мантии не может быть молекул и в мантии не может образоваться нефть. Есть данные, что условия для ковалентной связи атомов углерода и водорода создаются в верхней астеносфере, где формируется исходное вещество – углеводородные радикалы и первая углеродная молекула – метан [Кудрявцев – 1973].

Метан самый распространенный углеводород и формы его миграции. Откуда метан и как мигрирует к поверхности важны два факта:

а - глобальное распространение метана в газовых и газогидратных месторождениях и повсеместная эмиссия в атмосферу, на порядки превышающее образование метана при биохимическом разложении органики [Валяев – 2011]. Его глубинный источник залегает не ниже верхней астеносферы и по масштабу и занимаемой площади сравним с геосферой;

б – существование нескольких форм миграции метана в литосфере. При больших давлениях породы «прозрачны» для метана, размер его молекулы меньше межатомного расстояния кристаллической решетки алюмосиликатов, слагающих породы литосферы. Молекула углеводорода небольшого размера продавливается сквозь кристалл - эффект молекулярного сита [Вишневская и др. – 2017]Доказано, что метан не растворим в магматических расплавах и поэтому мигрирует к поверхности в магматических плюмах. Размеры молекулы метана позволяют ей легко мигрировать и по разломам.

Следовательно, источник метана глубинный и он в форме геосферы опоясывает землю, на уровне границы астеносферы и литосферы. Метан может мигрировать неизменным различными путями к поверхности и аккумулируется в залежи, в объёме триллионов куб. м.

Преобразование метана в углеводороды парафинового, нафтенового и ароматического типа. Преобразование простейших молекул углеводородов в более сложные в меняющихся условиях это химические реакции, хорошо изученные в химии (Germain -1969) С точки зрения химии, это каталитические реакции по механизму донор – акцептор, в которых взаимодействуют электроны атомных орбиталей углерода, водорода и элементов, слагающих кристаллы минералов геологической среды. С точки зрения термодинамики, это температуры и давления на глубинных уровнях литосферы, обеспечивающие энергию для каталитических реакций углеводородов. Их протекание определяет соотношение свободной энергии Гиббса (энтропии) и внутренней энергии молекул энергии Гельмгольца (энтальпии). Если реакции идут с понижением энтропии (понижением температуры или понижение термодинамического беспорядка) формируется система из различных молекул углеводородов. Их образования происходят на микроуровне (взаимодействие электрон, атом, молекула), обеспеченное на макроуровне соотношением температура – давление, в условиях постоянной миграции и движения масс горных пород).

Таким образом образование нефти и миграция углеводородного флюида и это и есть последовательный, дискретный, природный процесс, происходящий в геологической среде литосферы, структура, состав и фазовое состояние и термодинамика которой меняются.

Миграция углеводородного флюида. Попытки обосновать вертикальную и/или горизонтальную миграцию нефти, «сваренной» до этого в материнской свите, не дали однозначного обоснованного решения. Это понятно, ибо сложные по составу и структуре, объёмные (3D), поли-ядерные нафтеновые и ароматические молекулы, которых в нефти не менее половины, не могут мигрировать ни вертикально через «нефтяное окно», ни горизонтально по пласту. Мигрирует газообразный (не более C_4) или жидкий (не более C_{16}) углеводородный флюид, возможности передвигаться которого зависят от размера молекул,

структуры и состава пород. Нефть может перетекать по разломам из одного пласта в другой, но и при этом изменяет свой углеводородный состав и плотность.

Таким образом, нефть не мигрирует от очагов генерации к зонам аккумуляции. Мигрирует газообразный или жидкий флюид.

Возраст нефти в связи с её образованием. Возраст нефти определяет её генезис в литосфере, статус сложной природной системы и закон постоянного изменения вещества. Нефть не образуется и не существует автономно и независимо от окружающей, геологической среды. Для системы нефть управляющей системой являются структура, петрология, геохимия пород, флюида-динамика и многие другие особенности литосферы. Они уникальны для каждого периода развития Земли. По закону Эшби [Эшби – 1959] сложность и необходимое разнообразие этих систем должны соответствовать друг другу. Только современная, сложная система совокупности факторов геологической среды могла создать современную сложную систему - нефть. Иной нефти, соответствующей сложности литосферы девона или карбона, в недрах нет.

В природе все в движении и изменении. Даже массив магматических пород, вынесенный на поверхность четвертичным ледником, разрушается (выветривается) до кварцевого песка, а алюмосиликаты до моренных глин. Наивно полагать, что нефть венда или палеозоя может существовать в недрах сотни миллионов лет неизменной. Нефть продукт четвертичного периода развития Земли, образуется и в настоящее время, что и определяет методологию поиска её месторождений.

Практическое приложение теории

Любая теория образования нефти всесторонне обоснованная, и математически рассчитанная, или гипотеза, опирающаяся на факты, или парадигму, в данном случае представление на явление, основанное на предположениях, пользующиеся признанием в течение длительного времени, **проверяется на практике** поисков нефти и её самого затратного компонента – поискового бурения. Постулат органической парадигмы о нефтепроизводящих свитах проверяется на практике уже десятки лет. Однако, он не имеет отношения к открытию месторождений нефти и газа, поскольку все они, включая гигантские и уникальные на Русской платформе, западной и восточной Сибири, Северной Африке, регионе Аравийского полуострова, бразильском и австралийском шельфах, в бассейне Маракайбо и других регионах, были сделаны задолго до того, как глинистые породы, развитые в недрах этих территорий и акваторий, были выделены как нефтепроизводящие на основе ошибочного представления о природе углероде в осадочных породах.

Методология поисков месторождений должны основываться на установленных, фундаментальных свойствах нефти как природного феномена и особенностей её образования. Нефть сложная система, аккумулируясь в залежи в полной углеводородной комплектации, она становится изолированной, заключенной в систему **ловушка – коллектор - покрышка**, назовем их кратко - «триада». Поведение сложной системы подчинено второму закону термодинамики, по которому все самопроизвольные процессы в изолированной системе сопровождаются возрастанием энтропии.

Сложная система образуется из частей - молекул углеводородов. Энтропия отдельной части или совокупности частей, в процессе формирования системы, может изменяться произвольным образом — ее значение может возрастать или уменьшаться. В нашем случае, формирование молекул углеводородов, это последовательный процесс обмена энергией и электронами между атомами углерода и водорода и атомами кристаллов геологической среды. Уменьшение энтропии этих реакций происходит за счет энергии атомов и энергии геологической среды. Это процесс уменьшения термодинамического беспорядка, создание определенного порядка молекул углеводородов, что возможно в условиях уменьшения энтропии [Heylighen -2008]. Энтропия не может уменьшаться при нагреве вещества или системы. Образование и преобразование молекул углеводородов может происходит только при миграции из горячей геологической среды астеносферы и низов литосферы в более холодную среду земной коры.

Таким образом, формирование сложности из частей происходит по одним законам, а поведение сложной изолированной природной системы по другим. Это и нужно учитывать

для того чтобы определить - есть нефть в данной триаде или нет. С точки зрения теории существует сочетание геологических условий и некого механизм взаимодействия флюида с геологической средой, определяющие в совокупности рождение нефти в одной триаде и отсутствие нефти в соседней, сходной триаде. Пока этот парадокс аккумуляции нефти не изучен с позиций любой гипотезы образования нефти. Поэтому, для поиска нефти есть другое решение проблемы.

Выбор точки для заложения поисковой скважины **не зависят** от положения, литологии, возраста и толщины любой осадочной или магматической породы, независимо - считать её материнской или полагать что источник нефти в мантии. Нужно исходить из закона термодинамики о увеличении энтропии замкнутой, сложной системы, другими словами, из начала термодинамического распада нефти. Это значит, что первоначальные продукты этого распада, преимущественно газообразные, легкие углеводородные молекулы, содержащиеся только в нефти, мигрируют от залежи и накапливающиеся в современных донных отложениях [Горчаков - 2012], почвенной влаге и приземном слое атмосферы. [Корюкин и др. – 2009]. Они определяются над залежью геохимической съёмкой, в каждом нефтеносном и газоносном регионе или шельфе, в разном количестве, качестве и сочетании.

Этот процесс имеет еще одно последствие, вообще не связанное с геологией. Аккумуляция молекул углеводородов, мигрирующих из залежи, в элементах окружающей среды ведет к изменению геохимии гумусового слоя почвы и появлению растений, аномальных для данного района. Следовательно, для поиска залежи нефти необходимы почвовед и геоботаник владеющие методы определения этих изменений.

Определение точки заложения поисковой скважины зависит от опыта и интуиции геолога, точность выбора которого на современном этапе не превышает 30%. Следовательно, нужен механизм экспертной, объективной оценки его решения. Такой механизм есть в математике, которым является теория нечетких множеств [*Zadeh* – 1975]. Следовательно, для поисков нефти необходимо привлекать математика (Сейфуль-Мулюков 2017).

Таким образом, для поиска месторождений нефти в настоящее время имеется разнообразный инструментарий, включая геофизические методы изучения общей геологической структуры, выявления триады (ловушка, коллектор, экран) и канала миграции флюида, геохимические методы определения аномалий геохимического поля над месторождением и геохимического изменения гумусового слоя. Можно привлекать методы геоботаники и математический анализ всех данных, переведенных в абстрактную форму цифр. Применение всех перечисленных средств, предваряющих поисковое бурение, стоит меньше чем одна «сухая» глубокая поисковая скважина, пробуренная по принципу «дикая кошка», а эффективность и экономический результат много выше.

Выводы

Теория образования нефти и практика поиска её месторождений тесно связаны. Самым верным и объективным показателем поисков нефти является их эффективность. Постулаты господствующей в теории и практике органической парадигмы, о нефтематеринских свитах, катагенезе керогена и миграции нефти от очага генерации к зонам аккумуляции, не обоснованы по законам точных и прикладных наук. Это объясняет низкую эффективность поискового бурения, не превышающей 30% как результат главенства органической парадигмы в нефтяной геологии.

Иной взгляд на нефть, высказанный Менделеевым и Кудрявцевым и развитый на основе современного материала их последователями, дает основание предложить конкретный проект открытия месторождения нефти, основанный на глубинных процессах её образования, фундаментальных свойствах и поведения в месторождении. В западных странах, ведущих исследования, поиски, разведку и добычу нефти, такой проект на современном этапе невозможен в принципе, поскольку идеи органической парадигмы пустили там более глубокие корни. Его успешная реализация в России будет иметь огромное значение для резкого повышения эффективности поисков нефти, развития

нефтяной геологии в мире и престижа российской науки в одной из ключевых областей деятельности.

В рамках данного сообщение не ставилась задача представить бизнес – план подробного проекта. Мы полагаем, что Роснедра, Роснефть, нефтяные компании типа ЛУКОЙЛ, Татнефть, ТНК и другие, понимают важность и экономические последствия практической реализации проекта глубинной нефти для их бизнеса. На данном этапе для реализации проекта наиболее оправданно выделение из фонда готовых к поисковому бурению несколько структур, расположенных в различных регионах. Для оценки наличия или отсутствия в них скоплений нефти и/или газа и рекомендации бурить или не бурить поисковую скважину группа экспертов должна применить весь арсенал средств и методов, которые кратко отмечены выше. Работа такой группы должна реализоваться по плану финансируемого проекта.

Литература

1. Валяев Б.М. (2011) Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений Мат. конференции. М.: ГЕОС, С 10-32

2. Вишневская М.В., Романовский Б.В. Окислительно-восстановительные свойства молекулярных сит// Соровский образовательный журнал <www.pereplet.ru/obrazovanie/stsorus/956> обращение январь 2017

3. Горчаров А.В. (2012). Локальный прогноз нефтегазоносности субаквальных площадей прибрежно-морского мелководья по результатам донной геохимической съемки (на примере транзитной зоны Печерского моря // Дис. к.г-м. н. ВНИИ Океанология. с 170.

4. Губкин И.М. Учение о нефти (1932) // Нефтеиздат. 385 С.

5. Корюкин Г. Л., Скворцов М. Б. (2009). Результаты использования нефтегазопоисковых геохимических методов в восточной Сибири для оптимизации геологоразведочных работ на нефть и газ // Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопоисковых объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия): Мат. конф. — - СНИИГГиМС. С. 70–79

6. Кудрявцев Н. А. (1973). Генезис нефти и газа. — Л.: Недра, 1973. с. 216.

7. Сейфуль-Мулюков Р. Б. (2012). Нефть и газ, глубинная природа и ее прикладное значение. — М.: Торус Пресс. 215 с

8. Сейфуль-Мулюков Р.Б. (2017) Образование нефти и газа, теория и прикладные аспекты. Геология нефти и газа. 2018. № 6, с

9. Эшби У. (1959). Введение в кибернетику. — М.: ИЛ, 1959. 294 с.

10. Germain G. E. (1969). Catalytic conversion of hydrocarbons. London: Academic Press Inc. 322 P

11. Heylighen F. (2008). Complexity and self-organization. Encyclopedia of library and information sciences. Eds. M. J. Bates, M. N. Maack. Taylor & Frances. 9 p. <http://pespmc1.vub.ac.be/papers/elis-complexity.pdf> (обращение июль 2016).

12. Zadeh L. A. (1975). The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning. Inform. Science. N 8. p 199–249, 301–357

ВКЛАД ХИМИКОВ В РАЗВИТИИ АБИОГЕННОЙ ТЕОРИИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ

Симонян Г.С.
Ереванский государственный университет, Ереван, sim-gev@mail.ru

Нефть – это сложная многокомпонентная смесь, которая в зависимости от внешних условий проявляет свойства молекулярного раствора или дисперсной системы. В составе нефти обнаружено свыше 1000 индивидуальных органических веществ, содержащих: углерод, водород, кислород, азот, серу и более 60 элементов [1,2]. Соотношение пяти главных элементов в нефти соответствует в среднем химической формуле [3]**:**

«$CH_{1,76}\,S_{0.018}\,O_{0.009}\,N_{0.006}$»

Многочисленные теории о происхождении нефти и газа делятся на две основные категории – органического (биогенного) и неорганического (абиогенного) происхождения [3-14].

В деле становления и развития абиогенной теории образования нефти немалую роль играли и играют учение химики.

В 1866 году французский химик Пьер Эжен Марселен Бертло высказал предположение, что нефть образовалась в недрах Земли из минеральных веществ. Бертло синтезировал многие простейшие углеводороды —метан, этилен, ацетилен, бензол, а затем на их основе — более сложные соединения. Например, им удалось синтезировать ацетилен из углерода и водорода в условиях высокой температуры вольтовой дуги. Он обнаружил, что газ ацетилен при низких температурах может переходить в тяжёлые углеводороды. В подтверждение своей теории он провел несколько экспериментов, искусственно синтезировав углеводороды из неорганических веществ. Синтез ацетилена и получение при его пиролизе бензола, а также других ароматических углеводородов (например, стирола, нафталина) стали экспериментальным обоснованием ацетиленовой теории Бертло.

$3C_2H_2 \rightarrow C_6H_6$

На этом основании он сделал вывод о том, что так образовались углеводородные соединения метеоритов и что, по-видимому, подобное происхождение имеют углеводороды на других планетах.

Другой французский химик Г.Биассон в 1871 году предполагал, что нефть образуется путем взаимодействия воды, CO_2 и H_2S с раскалённым железом. Эксперименты по неорганическому синтезу углеводородов, проведенные этими исследователями, в значительной степени способствовали развитию гипотезы минерального происхождения нефти.

$CO_2 + 2H_2S \rightarrow CS_2 + 2H_2O$
$3Fe + 4H_2O \rightarrow Fe_3O_4 + 4H_2$
$CS_2 + 4H_2 \rightarrow 2H_2S + CH_4$
$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$
$nCO_2 + (2n + 0.5m)\,H_2 \rightarrow C_nH_m + 2nH_2O$

В 1877 г. на заседании Русского химического общества с изложением «минеральной» (карбидной) гипотезы происхождения нефти выступил Дмитрий Иванович Менделеев. Опираясь на конкретные геологические и химические факты, Менделеев писал: «...Образование нефти... более вероятно приписать действию воды, проникающей через трещины, образовавшиеся при подъёме гор, в глубь земли, до того металлосодержащего накалённого ядра земли, которое необходимо признать во внутренности земной...» [15]. По его мнению, вода проникала вглубь земли по трещинам в осадочных и кристаллических породах до магмы, где реагировала с карбидами тяжелых металлов, образуя углеводороды:

$CaC_2 + 2H_2O \rightarrow Ca(OH)_2 + C_2H_2$,
$Al_4C_3 + 12H_2O \rightarrow 4Al(OH)_3 + 3CH_4$,
$2LaC_2 + 6H_2O \rightarrow 2La(OH)_3 + 2C_2H_2 + H_2$,
$Be_2C + 4H_2O \rightarrow 2Be(OH)_2 + 3CH_4$,
$2FeC + 3H_2O \rightarrow Fe_2O_3 + C_2H_6$,
$2Mg_2C_3 + 8H_2O \rightarrow 4Mg(OH)_2 + CH_3C{\equiv}CH + CH_2{=}C{=}CH_2$.

В наше время выдвинут целый ряд других гипотез о неорганическом происхождении нефти и газа в недрах Земли в результате химических реакций непосредственно из углерода и водорода в условиях высоких температур, давлений и каталитического действия оксидов металлов. В основном все гипотезы неорганического происхождения нефти и газа базируются на следующих основных положениях: синтез углеводородов возможен на основе оксидов углерода и водорода, которые в тех или иных количествах присутствуют во флюидах, поступающих из недр земли:

$$nCO + (2n + 1)H_2 \rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$$

в процессе Фишера-Тропша среди побочных продуктов образуется CO_2. Степень протекания побочных реакций существенно зависит от природы катализатора и температуры процесса.

В середине и в конце XX века трудами выдающихся советских и российских ученых, таких как Н.А. Кудрявцев, В.Б. Порфирьев, А.А. Воробьев, Г.Н.Доленко, П.Н. Кропоткин, Б.М.Валяев, Э.Б. Чекалюк, В.С. Зубков, А.А. Маракушев, А.И.Тимурзиев и других возрождаются различные гипотезы абиогенного (космического, вулканического и магматогенного) происхождения нефти.

Химики из Иркутска Михаил Абрамович Лурье и Федор Карлович Шмидт утверждают, что наряду с ванадием и никелем сера принимает участие в образовании нефти уже на начальных стадиях нефтегенеза, согласуется с данными о ее наличии в глубинных флюида в виде H_2S и S [16,17]. Показано,что взаимодействие CH_4 с S при мантийных условиях приводит к образованию различных S-содержащих соединений и более высокомолекулярных углеводородов.

$CH_4 + 4S \rightarrow 4H_2S + CS_2$
$CH_4 + 2S \rightarrow 2H_2 + CS_2$
$nCS_2 + (2n + 0.5m)H_2 \rightarrow 2nH_2S + C_nH_m$
$2C_nH_{2n} + H_2S \rightarrow (C_nH_{2n+1})_2S$

Химиком из Армении Геворгом Саркисовичем Симоняном установлено, что уже на ранних стадиях образования абиогенной нефти пары *N – Ni* и *S – V* выполняют системообразующую функцию [18-19].

Принимается, что азот, являясь одним из основных компонентов нефти, принимает участие в образовании нефти во всех стадиях нефтегенеза. Вода, проникая в глубь земли по трещинам в осадочных и кристаллических породах до магмы, реагируя с нитридами тяжелых металлов, образует аммиак:

$Ca_3N_2 + 6H_2O \rightarrow 3Ca(OH)_2 + 2NH_3$,
$TiN + 3H_2O \rightarrow Ti(OH)_3 + NH_3$.

При 1000 °C аммиак реагирует с углём, образуя синильную кислоту HCN и частично разлагаясь на азот и водород:

$$C + NH_3 \rightarrow HCN + H_2$$

Непосредственное образование цианистого водорода из метана и аммиака основано на эндотермической реакции:

$CH_4 + NH_3 \rightarrow HCN + 3H_2$.

УВ могут синтезироваться и прямым взаимодействием углерода с водородом по реакции:

$nC + 0.5mH_2 \rightarrow C_nH_m$
$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$
$16CH_4 + 11C \rightarrow C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_8 + C_5H_{12} + C_6H_{14} + C_7H_{16}$.

Показано, в мантийных условиях возможно образование радикалов и бирадикалов (CH_3, NH_2, CH_2, NH). Взаимодействия образующихся радикалов с метаном и аммиаком приводят к получению алкиламинов, которые взаимодействуют с олефинами

$CH_2=CHX + (C_nH_m)_2NH \rightarrow (C_nH_m)_2N– CH_2–CH_2X$.

Этой реакцией объясняется отсутствие олефинов в подавляющем большинстве нефти.

Следует отметить, что в присутствии алкиламинов с пероксидами происходит полимеризация алкенов,с образованием высокомолекулярных веществ.

$n(CH_2=CHX) \rightarrow -(CH_2-CHX)-_n$

Из газообразных мантийных флюидов получаются почти все азотистые соединения, входящие в состав нефти:

$NH_3 \rightarrow$ дифениламин $\rightarrow$ карбазол,
$NH_3 \rightarrow$анилин $\rightarrow$индол,
$NH_3 \rightarrow$ пиридин и т.д.,
$NH_3 \rightarrow$ пиррол $\rightarrow$ порфин $\rightarrow$VO- и Ni- порфирины.

В молекуле любого порфирина имеется кольцо, которое составлено из четырех пиррольных фрагментов, которые соединены метиновыми мостиками в единую циклическую сопряженную систему, в основе которой лежит 16-членный макроцикл, включающий 4 атома азота. Порфирины - самые распространенные пигменты в природе. К ним относятся гемоглобины, хлорофиллы, цитохромы и другие ферменты, они также присутствуют в выделениях животных, оперении птиц, раковинах моллюсков, нефти.

Порфирины обнаружены не только в нефтях, но и в метеоритах в осадочных (изверженных) горных породах, минералах эндогенного происхождения, а также в асфальтитах, углях, торфе, сланцах, карбонатах, глубинных водах и т.д. [20].

В природных нефтях преобладают металлоэтиопорфирины и металло дезоксофиллоэритроэтиопорфирины, содержащие **изоциклическое кольцо**, и с Ni^{2+} и – VO^{2+}(рис.1) в центре порфинового ядра. Металлопорфириновые комплексы присутствуют в природных битумах в количестве до 1 мг/100 г, а в высоковязких нефтях - до 20 мг/100 г нефти; установлено, что 40 % ванадилпорфиринов сосредоточено в дисперсных частицах, а оставшаяся их часть (и никель-порфирины тоже) содержится в дисперсной среде. Кстати, оба вида металлопорфиринов в составе асфальтенов вносят значительный вклад в поверхностную активность нефтей.

В **сернистых** нефтях больше порфиринов в виде **ванадиевого комплекса**, а в малосернистых и особенно **богатых азотом** нефтях преобладают **никелевые комплексы.** Их концентрации одного порядка. Около 5–10 % порфиринов нефти более конденсированные по отношению к алкилпорфиринам. Этим соединениям приписаны структуры бициклоалканопорфиринов, бензопорфиринов, циклоалканомонобензопорфиринов.

Порфириновые комплексы нефти обладают каталитической активностью. Они играют определенную роль в процессе генезиса нефти. Данные металлы, *N* и *S* как в свободном состоянии, так и в составе различных соединений, обладают ярко выраженной каталитической активностью в различных реакциях. По количеству степеней окисления V напоминает азот.

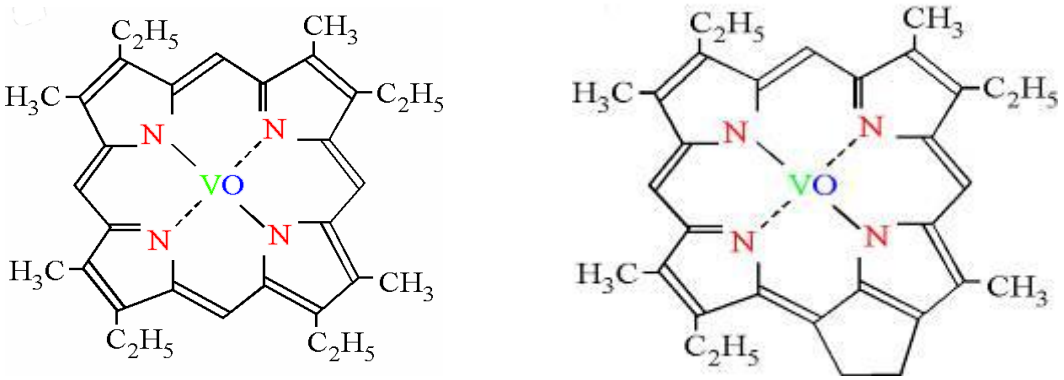


Рис.1. Структурные формулы порфиринов ванадия

Известны соединения ванадия с +2, +3, +4 и + 5 степенями окисления. Ванадий обладает способностью растворять водород, при этом образовать гидрид с -3 степенью окисления. Соединения ванадия в степенях окисления +2 и +3 — сильные восстановители, в степени окисления +5 проявляют свойства окислителей [21]. Интересно, что пары *Ni–N* и *V–S* по своим каталитическим свойствам являются своего рода антагонистами. В составе углеводородной системы их действия должны иметь разнонаправленный характер. По +2, +4 степеней окисления никель напоминает серу. Никель в свободном и связанном состояниях является катализатором и гидрирующим агентом, а *N* и NH_3 – восстановительными агентами. Никелопорфирины участвуют в образовании метана и других углеводородов, а также они играют определенную роль в реакциях диспропорционирования водорода в процессе генезиса нефти.

Дмитрий Николаевич Тимофеев из Железногорска предполагает, что в нижней мантии от тепла ядра Земли, в результате распада карбидов, нитридов, гидридов и оксидов образуются газообразные соединения NO, N_2O, N_2O_4, N_2O_5, HCN, O_3, N_2H_4,C_2H_2, C_2H_4, HN_3. При поднятии этих газообразных соединений, давление в них снижается, газы расширяются, из-за этого охлаждаются, и в условиях астеносферы по термодинамическим характеристикам элементы этих газов наиболее стабильны в виде соединений с большим молекулярным весом, которые получили название «нитронефть». В мантии также синтезируются металлоорганические соединения, органосилоксаны, карбонилы, которые растворяются в нитронефти. В нитронефти присутствуют непредельные углеводороды, перекиси, амины, гидразин, озон и нитропарафины (нитрометан, гексанитроэтан и т.д.), нитроароматические соединения (тринитротолуол, гексанитробензол и т.д), нитроамины (гексоген- $C_3H_6N_6O_6$, октоген-$C_4H_8N_8O_8$), карбонилы $Fe(CO)_5$, $Ni(CO)_4$, металлоорганические соединения, кремнеорганические соединения (органосилоксаны), сера, SO_3.

При поднятии нитронефти до глубин менее 10 км, нитронефть разлагается с образованием нефти, воды, N_2, CO_2 рудных образований, гипсов и известняков. В случае избытка водорода в составе нитронефти происходит образование природного газа. При избытке кислорода нитронефть разлагается без образования углеводородов [22]. Учитывая, что за время существования Земли на поверхность поднялось примерно $0{,}25 \cdot 10^{21}$кг углерода, количество нитронефти, поднимающейся из глубины к коре Земли, за год составляет около 55 миллионов тонн [23].

В работе [23,24] Д. Н. Тимофеев предлагает новую концепцию наличия в глубинах Земли подвижного вещества, основа которого - смесь различных соединенийй кремния с водородом - силанов (аналогов углеводородов) которому даётся название «силановая нефть». Как у метана, у силана есть ряд гомологов Si_2H_6, Si_3H_8, Si_4H_{10}, Si_5H_{12}, Si_6H_{14}… Он образует и непредельные соединения. Нахождение углерода в глубинах Земли в стабильном состоянии метана диктуется его термодинамическими характеристиками. По этим же законам в глубинах Земли кремний находится в состоянии силана. Большое положительное значение изобарного потенциала силана однозначно показывает на нахождение кремния в состоянии гидридов в мантии Земли, где температура высокая. На

поверхности Земли силаны находиться не могут, поскольку самовозгораются или взрываются в контакте с атмосферой, а также реагируют с водой по реакциям:

$$SiH_4 + 2O_2 \rightarrow SiO_2 + 2H_2O$$
$$SiH_4 + 2H_2O \rightarrow SiO_2 + 4H_2$$

Это отличает их от углеводородов, которые разлагаются медленно. Алюминий и железо могут взаимодействовать с поднимающимися веществами в геосферах мантии Земли с образованием подвижных соединений гидридов AlH_3, FeH_3 или силинов, например, трисилина алюминия $Al(SiH_3)_3$ и трисилина железа $Fe(SiH_3)_3$. В поднимающемся подвижном веществе есть кислород, вероятно в свободном состоянии, в виде озона. Остальные, в том числе тяжелые элементы V, Cr, Ni, Pb, W, Pt, Hg, U …, содержатся в подвижной фазе в малых количествах, в концентрациях, отражающих растворимость их в этих условиях. Смесь различных гомологов силана с подвижными соединениями алюминия и железа, кислородом, а также небольшим количеством соединений других элементов называется «Силановой нефтью». Показывается, что силановая нефть образуется путём экстракции ряда элементов Si, Al, Fe из геосфер мантии газами, исходящими при разрушении пород теплом ядра Земли. Дано объяснение происхождению корней материков и деплетированной мантии под океанами. Показано, что землетрясения в зоне Заварицкого, Беньофа происходят по причине взрывов здесь скоплений силановой нефти. Происходит быстрое поднятие силановой нефти и переход её в нестабильное состояние В результате расходования кремния и выпадения SiO_2 при окислении силана, в оставшейся подвижной фазе увеличивается процентное содержание соединений углерода, в остатке получается нитронефть, имеющая большое содержание нитрованных углеводородов и некоторое количество остаточных силанов. Разложение нитронефти и силановой нефти происходит с выделением значительной энергии, что приводит к разогреву до высокой температуры окружающих пород из лёгких элементов Na, K, Ca, Mg. Породы лёгких элементов взаимодействуют с соединениями нитронефти и силановой нефти с образованием, при быстром разложении, расплавленных силикатных пород (магмы), например, по реакции

$$7Si_3H_8 + 24O_2 + Na_2O + 2AlH_3 \rightarrow Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 6SiO_2 + SiO_2 + 31H_2O$$

В ходе реакций образуется также вода, CO, CO_2, N_2 которые при расширении в горячих пространствах магматических очагов вызывают землетрясения или, при прорыве на поверхность, вулканические проявления.

При разложении силановой нефти, сопровождающемся образованием силикатных пород, оставшаяся небольшая часть подвижной фракции, нитронефть накапливается в виде залежей на глубинах примерно 5-30 км. Количество силановой нефти, поднявшейся и образовавшей силикатную кору Земли, примерно на два порядка больше, чем количество нитронефти, из которой образовались в коре соединения углерода.

Литература

1. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Основы химии нефти и газа. – Уфа: УГНТУ, 2002.–109 с.
2. Симонян Г.С. Элементный и химический состав нефти. Техника и технологии XXI века: Монография. Книга 4/ под общ. ред. И. Б. Красиной – Ставрополь: Логос, 2015. – С.170-189.
3. Симонян Г.С. Эндогенное образование нафтидов в свете абиогенной теории образования нефти // Научное обозрение. Технические науки. – 2016. – № 4. – С. 77-100;
4. Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти. //Советская геология.–1955.–№47. –С. 104–125.
5. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. – Л.: Недра, 1973. –216 с.
6. Губкин И.М. Учение о нефти. – М: Наука, 1975.– 387 с.
7. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России// Недропользование XXI век. –1917. №1.–С. 116-121.

8. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Образование нефтяных и газовых месторождений. //Литология и полезные ископаемые. –2008.– №5. –С. 505-521.

9. Чекалюк Э.Б. Нефть верхней мантии. – Киев: Науково думка, 1967. –256с.

10. Gold T. The origin of natural gas and petroleum, and the prognosis for future supplies // Ann. Rev. Energy.–1985.V.– 10.–P. 53–77.

11. Воробьев А.А. Физические условия залегания и свойства глубинного вещества. (Высокие электрические поля в земных недрах). –Томск: ТГУ, 1975.

12. Зубков В.С., Лузин В.Ф., Андреев В.Ф. Нефть и газ в современном мире. – Иркутск: ИГК, 2003.–С.23–45.

13. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа. –М.: МГУ, 2001. –480 с.

14. Соколов В.Д. Космическое происхождение битумов. //Бюллетень МОИП, VIII, нов. сер., 1889.

15. Менделеев Д.И. Сочинения. –Л.-М.: АН СССР, 1949. – Т.10.–С.302-310.

16. Лурье М.А., Шмидт Ф.К. Конденсационные превращения эндогенного метана под воздействием серы – возможный путь генезиса нефти. //Российский химический журнал. –2004– Т. XLVIII, № 6–С. 135-147.

17. Лурье М.А., Шмидт Ф.К. О связи содержания серы и других характеристик нефти. Абиогенный вклад в нефтеобразование // Химия и технология топлив и масел. –2007.–№ 4.С. 3-6.

18. Симонян Г.С., Пирумян Г.П. Роль азота в эндогенном образовании нефти. Современная наука: актуальные проблемы и перспективы развития: монография. книга 4 / под ред. проф. Н. А. Тарасенко /– Ставрополь: Логос, 2014. –С.84-100.

19. Симонян Г.С. Роль металлопорфиринов никеля и ванадия в абиогенном образовании нефти // Современные наукоемкие технологии. – 2015. – № 9. – С. 82-85;

20. Абызгильдин Ю.М., Михайлюк Ю.И., Яруллин К.С., Ратовская А.А. Порфирины и металлопорфириновые комплексы нефтей. –М.: Наука,1977. –88 с.

21. Адамян Р.Х. Неорганическая химия(в двух томах). Том 1, Книга 2 Химия непереходных элементов. – Ереван: ЕГУ, 2018.– 282 с.(на армянском).

22. Тимофеев Д.Н. Структура мантии Земли и синтез углеводородов в свете теории химических процессов //Электронный журнал "Глубинная нефть".–2014. –Т. 2, №9. –С.1455-1469.

23. Тимофеев Д.Н. Природа космических тел Солнечной системы. –Красноярск: Город – 2018. –227 с.

24. Тимофеев Д.Н. Силановая нефть и глобальные процессы трансформации Земли //Восьмые научные чтения Ю.П. Булашевича Геодинамика, глубинное строение, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. ИГ УрО РАН Екатеринбург, – 2015.–.316-320.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДА УКРАИНЫ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Скакальська Л.В.
Карпатское отделение Института геофизики им. С. И. Субботина НАН Украины, г. Львов,
Skakalska.sbigph@gmail.com

Для надёжного прогноза типа заполнителя пор пород-коллекторов со сложной структурой порового пространства, особенно для сложнопостроенных коллекторов с неоднородным минералогическим составом их скелета в дальнейшем нужны разработки эффективных методик прогнозирования их флюидонасыщения на основе комплексного использования результатов скважинных и петрофизических исследований и другой геофизической информации.

С этой целью нами разработана теоретико-эмпирическая методика прогнозирования типа флюидонасыщения пород в разрезах скважин по данным акустического каротажа (АК) и керновых исследований [5-8] и её варианты [7-10] с использованием данных других каротажей, соответствующих корреляционных соотношений и физико-математических зависимостей.

Целью работы является презентация разработанной методики математического прогнозирования нефтегазоводонасыщенности, физических и коллекторских свойств пород по данным скважинных (АК) и керновых исследований и её вариантов с использованием данных других каротажей, а также результатов её апробации на данных разрезов скважин Западного нефтегазоносного региона Украины (ЗНГР). К этому представлены также детальные исследования корреляционных связей между параметрами сжимаемости, пористости и давления как для общей параметрической базы ЗНГР, так и для ряда конкретных типов и подтипов пород-коллекторов при различных заполнителях пор (нефть, газ, газоконденсат, вода).

В частности, приведены исследования мультипликативной составляющей воздействия давления и пористости на сжимаемость и скорости упругих волн в породах-коллекторах и представлен способ определения по таким уточненным корреляционным зависимостям мультипликативной поправки на давление и пористость для расчёта сжимаемости и способ идентификации, с учётом этой поправки, типа породы по рассчитанной средствами методики сжимаемости твёрдой фазы в каждом слое.

Методика создана как комплексный математический аппарат, на основе адекватной математической модели твёрдой пористой горной породы, эмпирических соотношений между упругими и коллекторскими характеристиками горных пород и данных акустического каротажа конкретных исследуемых скважин [5-10]. Базовым в расчётах по методике избран параметр сжимаемости горных пород β.

В примененной в методике физико-математической модели разреза скважины (рис. 1а) реальные горные породы разделены на условные тонкие слои, в соответствии с шагом по глубине данных интервального времени по АК; в физико-математической модели горной породы (рис. 1б) такая порода в каждом слое представлена как нелинейно-упругая, микронеоднородная (квазиоднородная и изотропная на мезоуровне) трещиновато-пористая твёрдая геологическая среда с произвольным количеством заполненных жидкостью или газом эллипсоидных включений различного размера и форм, характеристики которого соответствующим образом влияют на распространение в нём упругих волн.

Математически такая модель породы описана системой теоретических и эмпирических соотношений. В теоретических соотношениях аккумулированы: наработка Дж. Ешелби для описания усреднённых упругих констант твёрдой среды с заполненными сферическими включениями; представления Дж. Уолша для среды с пустотными включениями; построенные Ф. Гассманом для этой модели связи между упругими модулями разнонасыщенных пород и их уточнения Я. Френкелем, М. Био; дополненные и расширенные Г.И. Петкевичем, Т.С. Вербицким и А.С. Федоришиним выражения для описания упругих характеристик любого типа породы с произвольным количеством и размером пористых и трещиноватых включений [1, 2, 4].

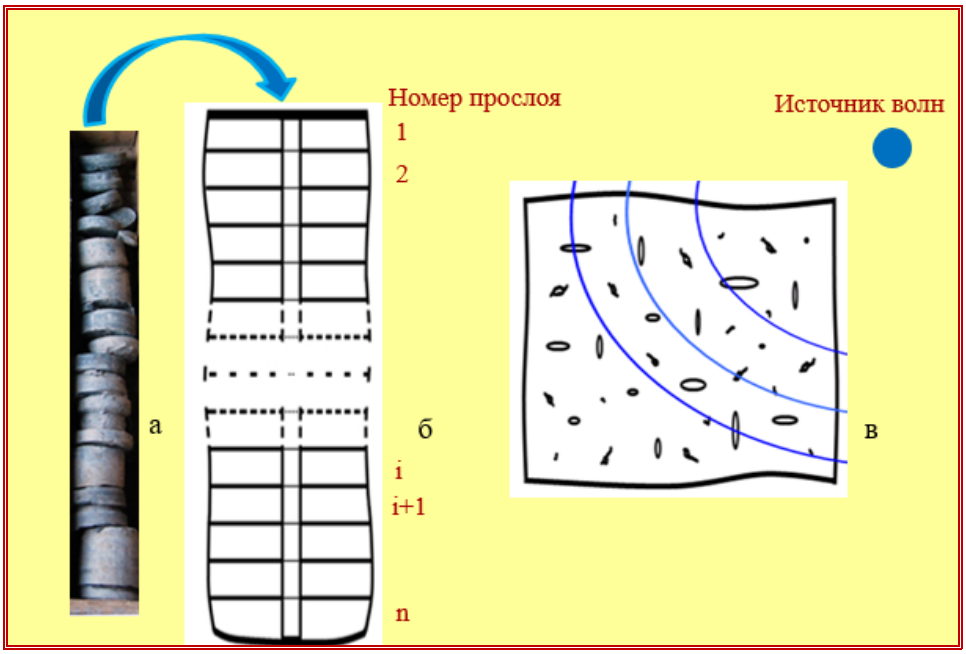


Рис. 1 Образец керна (а) модель разреза скважины (б) модель горной породы и её зондирования упругими волнами АК (в)

Для оптимального учёта таких свойств в методике на основе теоретических соотношений [5, 6, 9], записанных для представленной на рис. 1в математической модели горной породы, получены теоретические соотношения для расчёта упругих параметров каждого слоя (рис. 1б) разреза скважины вида [5-7, 9]:

$$\mu_1^g = \frac{\rho_{o1}^g \cdot \mu_1^w}{\rho_1^w}; \quad (1)$$

$$\mu_i^g = 1/\left[\frac{1}{\mu_{i-1}^g} - \frac{5-\nu^T}{3} \cdot \frac{15\left(\mu_i^w - \mu_{i-1}^w\right) + 4\mu_{i-1}^w \mu_i^w \left(\beta_i^w - \beta_{i-1}^w\right)}{15\mu_{i-1}^w \mu_i^w}\right]; \quad (2)$$

$$i = 2,\ldots,n.$$

$$\beta_k^g = \beta_{k+1}^g + \frac{15}{4} \cdot \frac{\mu_{i+1}^g - \mu_i^g}{\mu_{i+1}^g \cdot \mu_i^g} \cdot \frac{2-\nu_k^T}{5-\nu_k^T}; k = \overline{n-1,1}; k = n-i+1; \quad (3)$$

$$\beta_n^g = \frac{3 \cdot \rho_o^w}{\rho_{on}^g \cdot \left(3/\beta_n^w + 4 \cdot \mu_n^w\right) - 4 \cdot \mu_n^g \cdot \rho_{on}^w}. \quad (4)$$

где: $\rho_{o1}^g, \rho_1^w, \rho_{on}^g, \rho_{on}^w$ - объёмные плотности пород слоя (для разного заполнителя пор), кг/м^3;

ν_k^T – коэффициент Пуассона твёрдой матрицы породы прослоя;

β_{i-1}^g, β_i^g, β_{i-1}^w, β_i^w – сжатие, а μ_{i-1}^g, μ_i^g, μ_{i-1}^w, μ_i^w – модули сдвига *i*−1-го и *i*-го слоя сухой или флюидонасыщенной породы, β_{k+1}^g, β_k^g, β_{k+1}^w, β_k^w та μ_{k+1}^g, μ_k^g, μ_{k+1}^w, μ_k^w – аналогично для *k*-го и *k*+1-го слоя;

i – номер исследуемого прослоя в разрезе (см. рис. 1б), расчёт вниз по прослоям;

k – номер исследуемого прослоя в разрезе (см. рис. 1б), расчёт вверх.

Формулы для μ_1^g и β_n^g представляют граничные условия для модуля сдвига и для сжатия в ненагруженной (равенство модулей сдвига независимо от типа флюида пор) и

максимально нагруженной твёрдой среде с закрытыми порами (равенство скоростей продольных волн), соответственно.

Эмпирические соотношения в системе уравнений методики отражают полученные по результатам статистического анализа параметрической базы (конкретных экспериментальных данных керновых исследований) взаимосвязи различных физических свойств реальных горных пород как многопараметрической геологической среды, экстраполируют поведение основных исследуемых параметров на породы соответствующего месторождения, залежи, региона, учитывающие влияние давления, слоистость и микропористость, структуру скелета и порового пространства, глинистость и другие факторы:

$$\beta^{g(w)}(p,\varphi) = \beta_0 \cdot f^{g(w)}(p,\varphi); \tag{5}$$

где: β_0=1×10^{-11} Па$^{-1}$ – значение сжимаемости (см. далее) для приведения расчётов по безразмерным величинам;

$f^{g(w)}(p,\varphi)$ – эмпирические зависимости между сжимаемостью β, давлением p и пористостью φ для разнонасыщенных пород, определенные по данным статистических исследований.

Для уточнённого прогнозирования нефтегазоносности разрезов скважин при практическом применении созданной методики для конкретных интервалов разреза с определенным типом /подтипом пород используются соответствующие наборы входных параметров и характеристик, полученные по данным параметрической базы и керновых исследований для таких типов / подтипов пород (см. далее).

Расчёт скоростей упругих волн. По эмпирическим зависимостям (5), с учётом теоретических соотношений (1) - (4), вычисляют величины упругих параметров – сжимаемости и модуля сдвига для различных возможных типов флюидов - заполнителей пор, и далее – соответствующие скорости упругих волн, связывая таким образом расчёты по методике с данными АК:

$$V_s^{g(w)} = \sqrt{\frac{\mu^{g(w)}}{\rho^{g(w)}}};\ V_p^{g(w)} = \sqrt{\frac{3/\beta^{g(w)} + 4\cdot\mu^{g(w)}}{3\cdot\rho^{g(w)}}}. \tag{6}$$

Тип заполнителя пор определяется сравнением рассчитанной скорости продольных волн (для разных вариантов типов флюидов - заполнителей пор) с данными АК, с определением ближайшей по величине к экспериментальной. По этому критерию и прогнозируется тип флюида, согласно условию минимума функционала, *F*:

$$F = \min_{\varphi_{j\min} \le \varphi_j \le \varphi_{j\max}} \{F_1, F_2, F_3, F_4\}, i = \overline{1,n}; \tag{7}$$

где:

$$F_1 = \left| \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^g} + \frac{4}{3}\cdot\frac{\mu_1^w}{\rho_{o1}^{'}}} - V_1^{AK(CK)} \right|, i = 1;$$

$$F_2 = \left| \left\{ \left(\left[(1-\varphi_j)\cdot\rho^T \cdot (3/\beta_{n-k+1}^w + 4\cdot\mu_i^w) - 4\cdot\mu_i^g\cdot\rho_i^w \right] \cdot \frac{\left[\frac{1}{\mu_{i-1}^g} - \frac{5-\nu_i^T}{3}\cdot\frac{15(\mu_i^w - \mu_{i-1}^w) + 4\mu_{i-1}^w\mu_i^w(\beta_{n-k+2}^w - \beta_{n-k+1}^w)}{15\mu_{i-1}^w\mu_i^w} \right]}{3\cdot(1-\varphi_j)\cdot\rho_i^T\cdot\rho_i^w} + \right. \right. \right.$$

$$\left. \left. \left. + \frac{4\cdot\rho_i^w}{3\cdot(1-\varphi_j)\cdot\rho_i^T\cdot\rho_i^w} \right\}^{\frac{1}{2}} - V_i^{AK(CK)} \right|, \ i = \overline{2,n-1};\ \ k = \overline{n-1,2};$$

$$F_3 = \left| V_{pn}^w - V_n^{AK(CK)} \right|, i = n; \varphi = 0; \text{p} \ge 80\ \text{МПа}\ F_4 = \left| \sqrt{(3/\beta_i^w + 4\mu_i^w)/3\rho_{oi}^{'}} - V_i^{AK(CK)} \right|, i = \overline{1,n}.$$

F_1, …, F_4 – модули отклонений рассчитанных скоростей продольных волн для разнонасыщеных пород от значений по данным АК для каждого исследуемого слоя.

Благодаря использованию адекватной математической модели прогнозная методика, наряду с определением пористости и прогнозированием типа флюида - заполнителя пор, даёт возможность получить полное описание упругих и коллекторских характеристик пород каждого разреза - определять модули сжимаемости (β), сдвига (μ), Юнга (E), объёмного сжатия (K), коэффициенты Пуассона (ν), скорости упругих волн (Vs, Vp), параметра Vs/Vp, плотности (ρ), давления (p) по данным АК.

Параметрическая база. Для прогнозирования по нашей теоретико-эмпирической методике и построения необходимых для этого эмпирических соотношений нужна параметрическая база - данные определений упругих параметров пород-коллекторов (сжимаемости и модуля сдвига) для различных значений пористости и давления, полученные для характерных пород исследуемого региона, залежи, месторождения. Ниже приведены примеры прогнозных расчётов с использованием таких баз (табл. 1), полученных по данным керновых исследований.

Дополнение параметрической базы по данным скоростей упругих волн. Поскольку исследований сжимаемости горных пород проводилось относительно мало, мы предлагаем также способ получения таких данных по результатам измерений скоростей упругих волн.

Таблица 1. Экспериментальные значения сжимаемости разнопористых водонасыщенных пород-коллекторов ЗНГР βexp ($\times 10^{-11}$ Па$^{-1}$) при различных значениях действующего давления p (по данным УкрГГРИ)

p, МПа / φ, %	0,1	1,0	2,5	5,0	10,0	20,0	40,0	80,0
0,40	1,85	1,80	1,80	1,75	1,70	1,70	1,70	1,65
2,10	1,75	1,70	1,65	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
3,50	2,95	3,05	3,05	3,00	2,95	2,85	1,80	2,75
3,60	2,60	2,85	2,90	2,55	2,35	2,05	1,90	1,85
3,90	2,70	2,85	2,95	2,50	2,45	2,25	2,05	2,00
5,40	3,25	3,05	2,90	2,75	2,50	2,35	2,15	1,95
9,00	6,40	5,65	5,15	4,95	4,25	3,85	3,75	2,75
12,20	5,85	5,30	5,40	4,75	4,00	3,35	3,00	2,75
14,50	5,60	5,30	5,60	4,15	3,60	3,20	3,10	3,05
15,40	5,35	5,80	5,75	4,20	3,70	3,35	3,20	3,25
17,40	9,40	8,05	7,25	6,30	5,55	4,40	3,85	3,80
18,30	9,35	8,45	7,15	6,40	5,20	4,45	4,20	4,15
19,10	10,70	10,20	9,50	7,15	5,75	4,95	4,65	4,60
19,40	8,50	8,40	6,35	5,75	5,30	4,40	4,35	4,55
22,40	10,00	8,70	7,30	6,40	5,60	4,85	4,50	4,25

Итак, если данных параметрической базы для реализации надёжного прогноза для конкретной скважины со специфическим составом пород недостаточно или они отсутствуют, используются данные, рассчитанные по специально выведенным, исходя из математической модели, формулам по известным из керновых и скважинных исследований значениям скоростей объёмных волн для таких пород:

$$\beta_{k-1}^{g} = \beta_{k}^{g} + \frac{2(Vs_{k-1}^{T})^2 - (Vp_{k-1}^{T})^2}{6\cdot\left[(Vs_{k-1}^{T})^2 - (Vp_{k-1}^{T})^2\right]}\cdot\left[\frac{15}{4}\cdot\left(\frac{\left(Vs_{k}^{T}\right)^2\rho_{k}^{T} - \left(Vs_{k-1}^{T}\right)^2\rho_{k-1}^{T}}{\left(Vs_{k-1}^{T}\cdot Vs_{k}^{T}\right)^2\cdot\rho_{k-1}^{T}\cdot\rho_{k}^{T}}\right) -\right.$$

$$-\frac{\rho_{ok}^{w}\cdot\left[\left(Vp_{k}^{w}\right)^{2}-\frac{4}{3}\cdot\left(Vs_{k}^{w}\right)^{2}\right]-\rho_{ok-1}^{w}\cdot\left[\left(Vp_{k-1}^{w}\right)^{2}-\frac{4}{3}\cdot\left(Vs_{k-1}^{w}\right)^{2}\right]}{\rho_{ok-1}^{w}\cdot\rho_{ok}^{w}\cdot\left[\left(Vp_{k-1}^{w}\right)^{2}-\frac{4}{3}\cdot\left(Vs_{k-1}^{w}\right)^{2}\right]\cdot\left[\left(Vp_{k}^{w}\right)^{2}-\frac{4}{3}\cdot\left(Vs_{k}^{w}\right)^{2}\right]}\Bigg];\qquad k=\overline{n,2}\ . \tag{8}$$

$$\beta_{n}^{g}=1\Big/\left[\rho_{on}^{g}\cdot\left(Vp_{n}^{w}\right)^{2}-4/3\cdot\left(Vs_{n}^{g}\right)^{2}\cdot\rho_{on}^{g}\right]. \tag{9}$$

При этом при отсутствии экспериментальных значений *Vs* по данным АК такие значения рассчитываются по теоретическим формулам и упругим параметрам пород по данным керновых исследований.

Значение сжимаемости сухих пород в каждом *i*-том прослое рассчитываются с неявным учётом значений сжимаемости и смещения смежных с ним слоёв (по формулам (2) и (3)).

Базовые эмпирические соотношения. Для вычисления значений сжимаемости в каждом условном прослое разреза скважины, как уже указывалось выше, по данным параметрической базы строятся эмпирические соотношения взаимосвязи сжимаемости с пористостью и давлением. Для этого использовано средства регрессионного анализа, в частности, метод наименьших квадратов (МНК). Для общей параметрической базы ЗНГР (табл. 1) определена, в первом приближении, линейная зависимость сжимаемости от пористости и степенная - от давления (рис. 2) (здесь и далее в корреляционных зависимостях: давление p - в МПа, пористость φ – в %):

$$\beta^{w}(\varphi)=\beta_{0}\cdot(0{,}236\cdot\varphi+1{,}567),\quad \beta^{w}(p)=\beta_{0}\cdot(4{,}94\cdot p^{-0{,}114}). \tag{10}$$

Но, поскольку влияние пористости и давления на сжимаемость является сложным и взаимосвязанным – мультипликативным (см. далее), то оптимизированную общую эмпирическую зависимость между сжимаемостью, пористостью и давлением (5) запишем так:

$$\beta^{g(w)}(p,\varphi)=\beta_{0}\cdot(A+C\cdot p+D\cdot\varphi\cdot p^{S}). \tag{11}$$

Для параметрической базы ЗНГР зависимость (11) для пород с заполненными жидким флюидом порами (табл. 1) по МНК получена такой:

$$\beta^{w}(p,\varphi)=\beta_{0}\cdot(1{,}587-2{,}278\cdot p_{i}\cdot 10^{-4}+0{,}301\cdot p_{i}^{-0{,}197}\cdot\varphi). \tag{12}$$

Различение нефти и воды. Поскольку флюид в порах пород существенно влияет на упругие свойства этих пород и характер распространения в них упругих волн, а решение системы уравнений прогнозной методики (1) - (5) и прогнозный функционал (7) имеют высокую чувствительность к изменению этих упругих характеристик (см. рис. 3), наша методика обеспечивает надёжное прогнозирование типа флюида - заполнителя пор. Это касается не только различия газа и жидкого флюида, характеристики которых значительно отличаются (рис. 3, справа вверху), но и различия нефти и воды, для которых упругие характеристики различаются между собой гораздо меньше (рис. 3, слева внизу), но всё же достаточно для их надежного различения в кондиционных породах-коллекторах.

Дополнительно к базовой методике (по функционалу (7)) различение нефти и воды в порах пород-коллекторов разрезов скважин построено в 2-х вариантах – по значениям сжимаемости пород или плотности флюида - заполнителя пор.

По сжимаемости. На рис. 3 (слева внизу) показаны результаты расчёта сжимаемости по формулам, применённым в методике для разнонасыщенных пород. Вычисления выполнены по заданным усреднённым значениям скорости продольных волн для водо- нефте- и газонасыщенных пород ЗНГР.

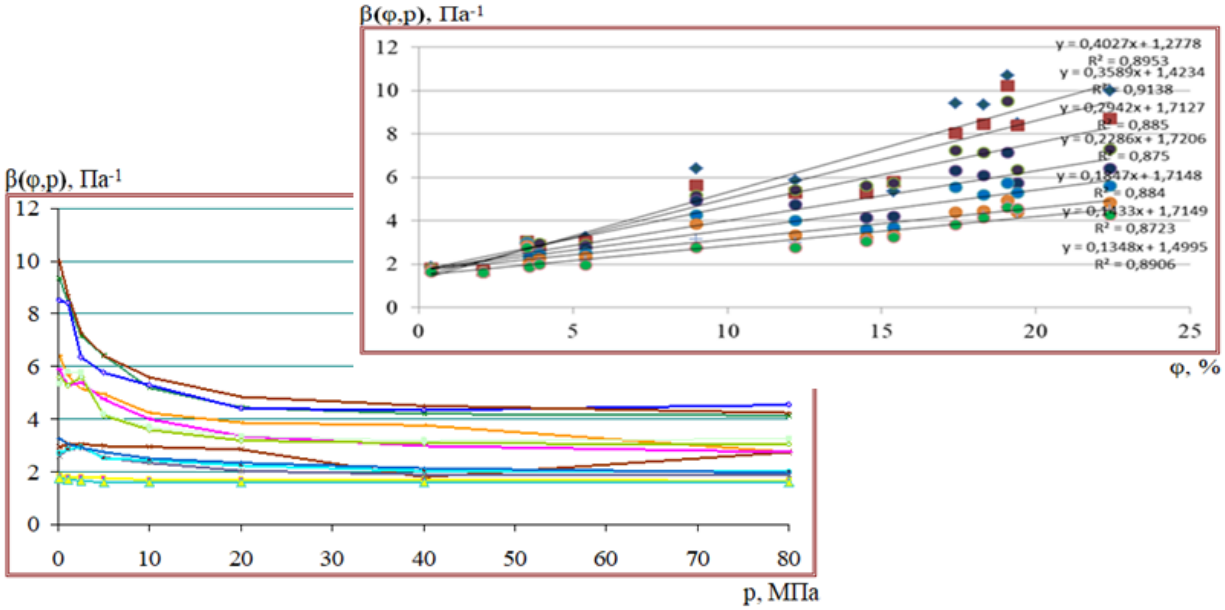


Рис. 2 Зависимости сжимаемости от давления (слева внизу) и от пористости (справа вверху) для параметрической базы ЗНГР (табл. 1)

Чтобы иметь чёткую сравнительную картину поведения сжимаемости разнонасыщенных пород в зависимости от их пористости, рассчитанные значения сжимаемости для каждого типа заполнителя пор были экстраполированы линейной зависимостью и по этим выражениям построены соответствующие графики.

Различия между величинами прогнозируемых по методике сжимаемостей разнонасыщенных образцов песчаников и известняков представлены в табл. 2.

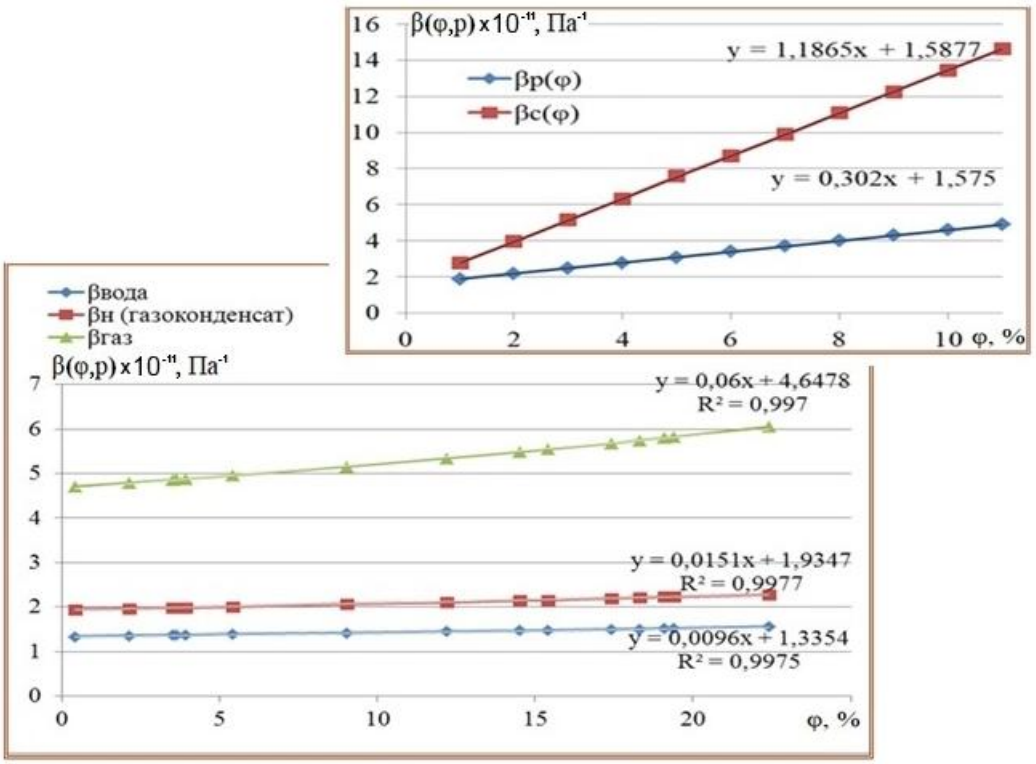


Рис. 3 Зависимости сжимаемости от пористости и типа порового флюида, построенные по усреднённым значениям скоростей продольных волн для пород-коллекторов ЗНГР (слева внизу) и вычисленные по эмпирическим зависимостям для параметрической базы пород ЗНГР (справа вверху)

Подобным образом построены графики поведения сжимаемости с изменением пористости пород с сухим и жидким заполнителем по выведенным эмпирическим соотношениям (12) (рис. 3, справа вверху). Наблюдаем во всех случаях выразительные отклонения между значениями сжимаемости разнонасыщенных образцов пород, достаточные для чёткого диагностирования типа заполнителя пор в слоях пород-коллекторов по этому параметру.

Таблица 2. Сравнение величин сжимаемости для разнонасыщенных (вода (в), нефть (н), газ (г)) образцов песчаников и известняков ЗНГР

Образец породы: пористость – 11 %; давление – 10 МПа; плотность твёрдой фазы – 2630 кг/м3	Сопоставление величин сжимаемости		
	воды и нефти	воды и газа	нефти и газа
Известняк глинистый	1,4	3,23	2,31
Песчаник	1,46	3,68	2,52

По плотности флюида - заполнителя пор. Известно, что плотность пластовой воды 1000-1150 и даже до 1450 кг/м^3 (за счет примесей солей), нефти (газоконденсата) в пластовых условиях - 400-850 кг/м^3. Это дает возможность различать нефть и воду в порах пород путем определения плотности флюида - заполнителя пор. Способ таких определений и различий типа флюида по его плотности разработан нами на основе математического аппарата прогнозной методики. Использовано, с одной стороны, связь между общей объемной плотностью и плотностью минерального скелета породы, её пористостью и плотностью жидкости, насыщающей поры, которая выражается уравнением среднего времени (уравнением Вилли-Грегори-Гарднера), из которого получена формула для определения плотности флюида ρ^w в виде:

$$\rho^w = \left[(\varphi - 1)\cdot \rho^T + \rho_o^{'}\right] / \varphi \,, \qquad (13)$$

где: φ – пористость *i*-того слоя (прослоя) породы в скважине,

$\rho^T, \rho_o^{'}, \rho^w$ – значение плотности, соответственно, твёрдой компоненты породы, общей объёмной плотности, плотности флюида в порах – все для *i*-го прослоя.

С другой стороны, по экспериментальным значениям пористости (данные параметрической базы) и значениям плотностей жидкого заполнителя пор и твёрдой компоненты породы (данные керновых исследований по конкретным скважинам) рассчитаны объёмные плотности для каждого из образцов пород *i* -прослоя и, по этим данным, построена эмпирическая зависимость объёмной плотности от пористости для получения таких значений плотности (ρ_{tr}) в *i*-м слое. Кроме того, нужные для расчётов по формуле (13) значения плотности ρ_o` получены программно с учётом геостатического и пластового давлений.

Результаты определения типа заполнителя пор породы по плотности проиллюстрируем на примере прогноза типа флюида для слоёв с водой интервалов глубин 182,4 ÷ 182,8 м и 195,6÷195,8 м разреза скважины 1-Бучачской (табл. 3). Для определения плотностей флюидов - заполнителей пор использованы объёмные плотности пород этих слоёв (2503,5, 2533,6 и 2527,2 кг/м^3 (третий столбец табл.3), рассчитанные по корреляционным соотношениям для экспериментальных значений пористости, и плотности, рассчитанные по уравнению среднего времени (2507,4, 2450,5 и 2440,6 кг/м^3 (пятый столбец табл. 3).

В соответствии со значениями пористости пород слоёв рассчитаны плотности пластового флюида: 968, 963 и 962 кг/м^3 (четвертый столбец табл. 3). Для среднего значения пористости по этим слоям, равного 9,34 %, усреднённое значение объёмной плотности породы равно 2466 кг/м^3 и плотности флюида – 964 кг/м^3, оно (с отклонением порядка 3,6 %) указывает на воду - заполнитель пор этих слоёв породы.

Таблица 3. Результаты расчёта по теоретико-эмпирической методике объёмной плотности пород и плотности прогнозного флюида (воды) в пластовых условиях для скважины 1-Бучачская

Рассчитано по теоретико-эмпирической методике для слоёв с заполнителем пор – водой (ρ^l=1000 кг/м^3) и плотностью твердой фазы породы ρ^T=2682 кг/м3					Отклонение рассчитанного значения плотности жидкости от экспериментального
Слой	φ	$\rho_{tr}^{пластовая}$	ρ^w	ρ_o	$\rho^l - \rho^w$
м	%	кг/м^3			%
182,4	10,38	2503,5	968	2507,4	3,2
182,6	8,63	2533,6	963	2450,5	3,7
195,6	9,00	2527,2	962	2440,6	3,8
В среднем:					**3,57**

Тестирование такого различения средствами прогнозной методики на других реальных данных (рис. 4) показало отклонения рассчитанной плотности флюида от фактической в пределах 3÷8 % (в среднем 5,5-5,6 %).

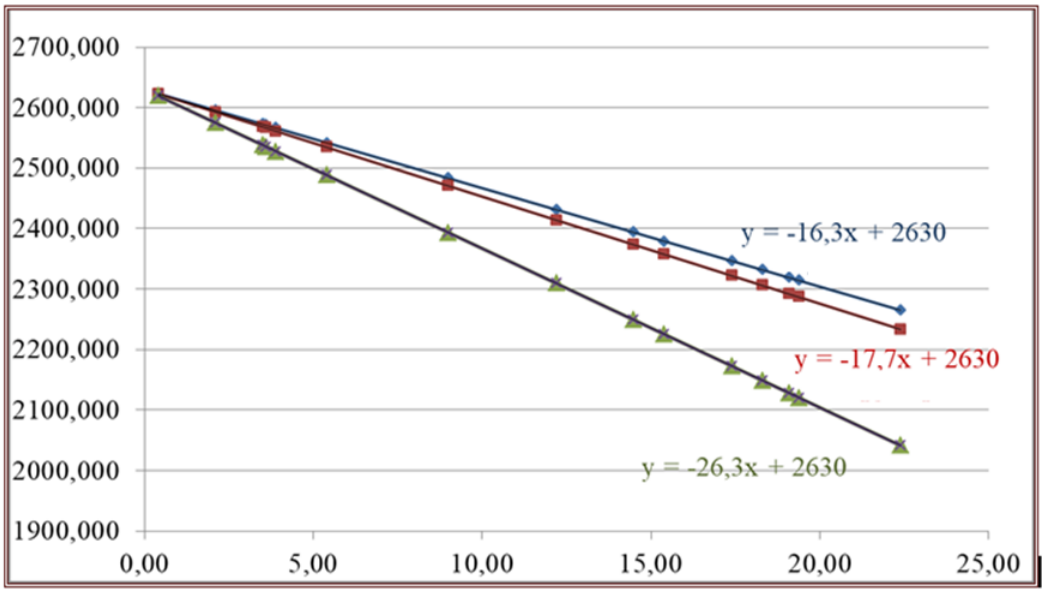


Рис. 4 Изменение усреднённых значений объёмных плотностей для разнонасыщенных пород ЗНГР с ростом пористости. Синим - заполнитель пор – вода, красным - нефть (газоконденсат), зеленым – газ

Варианты методики с использованием данных других каротажей. Для случаев отсутствия данных АК для конкретных скважин или интервалов разрезов разработаны варианты теоретико-эмпирической методики с использованием данных других каротажей и построением соответствующих корреляционных зависимостей. Это, в частности, данные гамма-каротажа (интенсивность гамма-излучения), электрического каротажа (электрическое сопротивление, параметр спонтанной поляризации), первых вступлений волн по методу офсетов [6-8].

Надёжность прогнозирования типа заполнителя пор пород в разрезах скважин с этими вариантами методики подтверждается совпадением полученных значений пористости и типа заполнителя пор в соответствующих интервалах разрезов с результатами промысловой геофизики (см. ниже).

Вариант методики с привлечением данных гамма-каротажа [8]. Поскольку гамма-каротаж не даёт данных, прямо привязанных к скоростям продольных волн, то для их получения использованы известные соотношения для определения коэффициента глинистости $\varphi_{гл}$ глинистых слоёв и коэффициента пористости по акустическому каротажу:

$$\varphi_{гл}=(48{,}54\cdot\Delta I_g+3{,}092)/100,\quad \varphi_{(АК+ГК)}=\varphi_{АК}+0{,}204\cdot(\varphi_{гл}-0{,}07), \qquad (14)$$

а также уравнение среднего времени для пористости

$$\varphi_{АК}=100\cdot(\Delta T_{пл}-\Delta T_{АК})/(\Delta T_{пл}-\Delta T_w), \qquad (15)$$

что позволило учесть *I*g - интенсивность гамма-излучения в мкР/ч (параметр приведён к безразмерной величине делением на единичную интенсивность). Построены корреляционные зависимости между интенсивностью гамма-излучения и базовыми параметрами методики. Вариант методики испытан на данных скважин 1-Бучачской, 15-Лудинской, 4-Северо-Заречнянской [6, 8, 10] (см. далее).

Вариант методики с привлечением данных электрокаротажа (метода потенциалов самопроизвольной поляризации) [10]. Для вычислений использованы выражения связи параметра $\alpha_{ПС}$ с пористостью и глинистостью породы прослоя:

$$\varphi_{АК}=\varphi_{гл}\cdot(2-\alpha_{ПС}). \qquad (16)$$

Далее, по уравнению среднего времени для пористости, определены скорости продольных волн. С применением этого варианта методики успешно выполнен прогноз для разрезов скважин 2-Заречнянской и 23-Орховицкой [10].

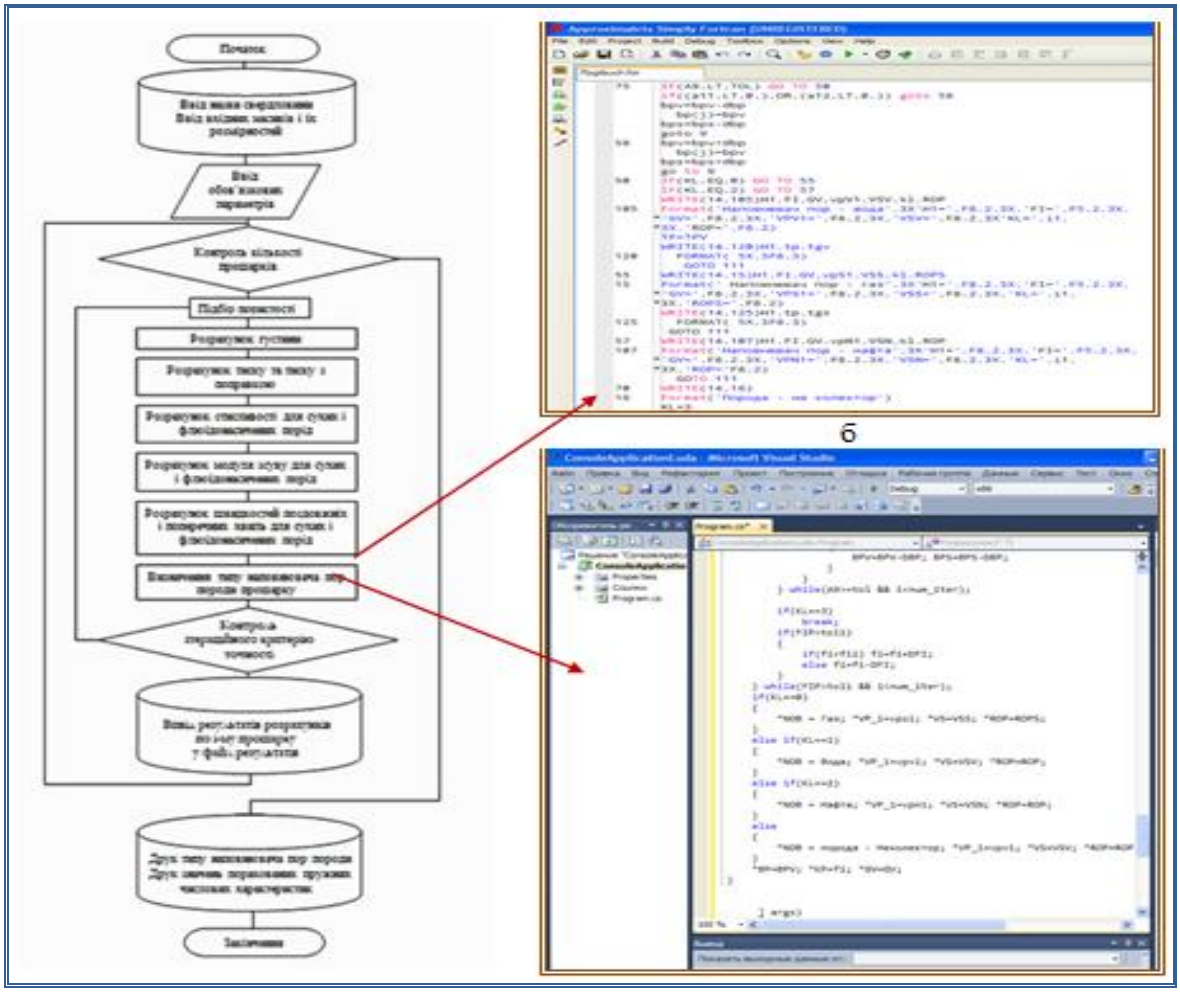


Рис. 5 Общий алгоритм работы программы прогнозирования (слева) и фрагменты программ для определения типа заполнителя пор породы: "Прогноз-НГК-Ф" (на языке Fortran - слева, вверху) и "Прогноз-НГК-С" (на языке C# - справа, внизу) [10]

Программное обеспечение. Для практической реализации разработанной теоретико-эмпирической методики прогнозирования углеводородов в разрезах скважин и её вариантов разработаны специальные (в т.ч. итерационные) оптимальные по быстродействию и использованию оперативной памяти алгоритмы расчётов (включая многопараметричность моделируемой геологической среды) и созданы соответствующие программные пакеты в средах Fortran ("Прогноз-НГК-Ф") и C# ("Прогноз-НГК-С") [10] (рис. 5), обеспечивающие прогнозирование типа заполнителя пор и расчёт упругих и коллекторских характеристик пород.

В среде Excel выполнено построение для методики таблиц - баз данных, в частности, сжимаемости и смещения разнонасыщенных пород, в т.ч. по данным скоростей упругих волн, построение эмпирических соотношений для имеющихся данных с последующим использованием в прогнозировании по методике; статистический анализ входных данных и рассчитанных значений различных параметров пород, визуализация результатов расчётов (см. ниже) [5-10].

Результаты апробации методики. По прогнозной методике выполнены расчёты для скважин Бучачской, Залужанской, Заречнянских, Лищинской, Лудинской, Никловичской, Орховицкой нефтегазоносных структур ЗНГР Украины с характерными типами пород в разрезах [5-10] (рис. 6-8).

Скважина 3-Бучачская (4,4÷2250,8 м), глинисто-карбонатные породы, уплотнённые глинистые известняки с мергеле-известковыми разновидностями. По данным И. М. Куровца (ИГГГК НАНУ) выполнено прогнозирование упругих параметров, коэффициента пористости, заполнителя пор пород (для слоёв толщиной 0,2 м) в разрезе этой скважины с базовым вариантом методики и гамма-каротажем [11], получено хорошее согласование с данными промысловой геофизики (на рис. 6 показан фрагмент разреза с определённым, преимущественно, водонасыщенным коллектором).

Исследования в ИГГГК НАН Украины								Исследования по методике	
12	D1	222,2	227,2	5	6	Песчаник глинистый		222,2-223,6; 224,0-224,2; 224,4-224,6; 224,8-227,0;	225,6-224,0; 224,2-224,4; 224,6-224,8; 227,0-227,4;
13	D1	249,2	252,3	3,1		Песчаник известн. уплотн.		249,2-251,8; 252,6-252,8; 253,0-253,4;	251,8-252,6; 252,8-253,0;
14	**D1**	**253,8**	**266,4**	**12,6**	**6,10**	Песчаник известн. уплотн.	водонасыщен	**253,8-256,2; 256,6-258,6; 258,8-265,8; 266,0-266,6;**	**256,2-256,6; 258,6-258,8; 265,8-266;**
15	D1	276	278,4	2,4	6			276,0-278,4;	-
16	D1	286,6	289,6	3	6,5	Песчаник известн. уплотн.		286,6-287,4; 288,0-288,8; 289,4-289,6;	287,4-288,0; 288,8-289,4; 289,6-289,8;

Рис.6 Фрагмент результатов расширенного и уточнённого расчёта по прогнозной методике значений упругих параметров и типа заполнителя пор пород интервала 253,8-266,4 м разреза скважины 3-Бучачская [11].

Скважина 15-Лудинская (19,3÷3230,5 м), песчаники, карбонатно-терригенные породы. Прогнозирование выполнено по варианту методики с использованием данных гамма-каротажа [11]. Фрагмент результатов представлен на рис. 7. Участку кривой интенсивности гамма-каротажа (розовым на рис. 7) с результатом промысловой геофизики - газом (колонка серым) соответствует интервал с высокими значениями параметра *Vs*/*Vp* по методике (зелёным на рис.7).

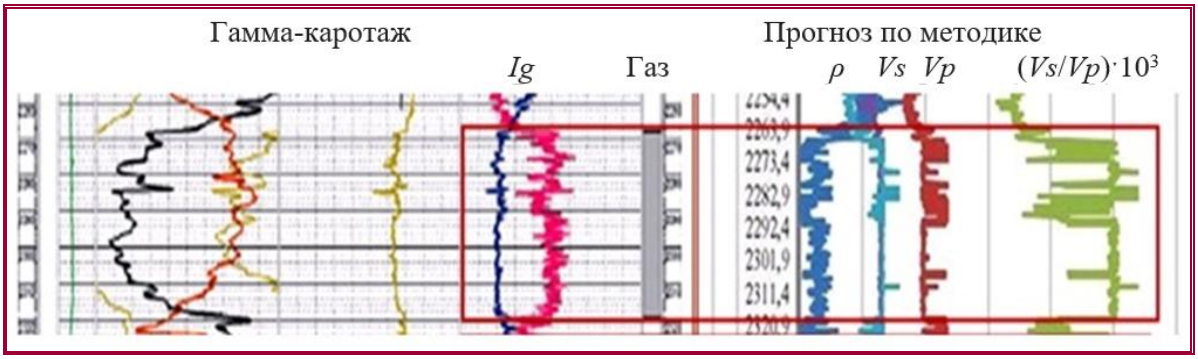


Рис. 7 Каротажная диаграмма интервала 2263,9-2320,4 м скважины 15-Лудинская (слева) и прогноз по методике с использованием данных гамма-каротажа [11] (справа)

Скважина 1-Лещинская (2020÷3540 м), органогенный карбон силура, аргиллиты, алевролиты и песчаники девона. Прогноз для пород скважины с базовым вариантом методики (рис. 8) [5] показал согласования с интервалом газонасыщения и величиной пористости с результатами промысловой геофизики [10, 11].

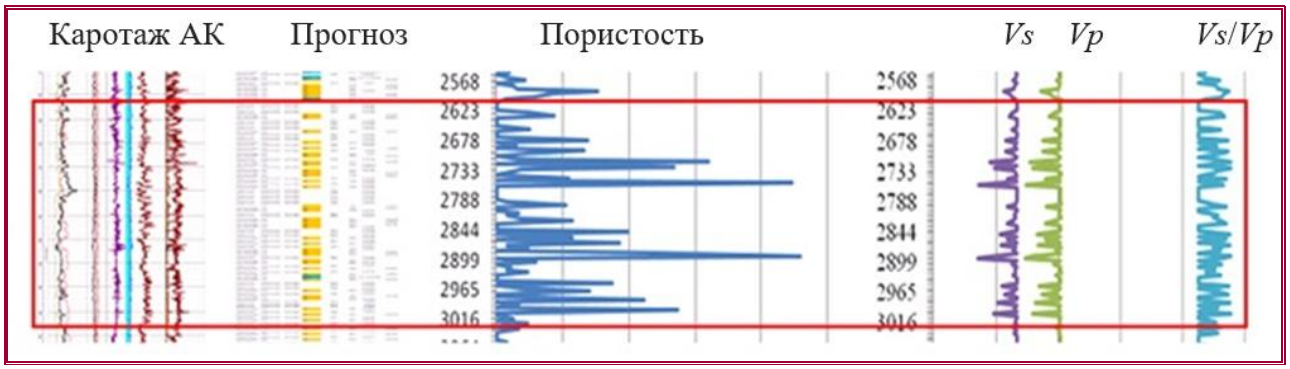


Рис. 8 Фрагмент каротажной диаграммы интервала 2623-3016 м скважины 1-Лещинская [10] (слева) правее - прогнозный расчёт по методике с определением заполнителя пор [5] (газ - желтым, вода - синим цветом), упругих и коллекторских параметров – колонки с вычисленными параметрами; ещё правее - изменения вдоль интервала разреза рассчитанного коэффициента пористости, скоростей объёмных волн и их отношений

Скважина 2-Заречнянская (0÷865 м), повышенные глинистые аллювиальные отложения, сцементированные и сложенные твёрдыми обломочными породами - конгломератами, гравелитами и песчаниками. Прогнозирование выполнено по вариантам методики по офсетным данным и данным гамма-каротажа. Получены результаты, согласующиеся с данными промысловой геофизики (УкрГГРИ, 2015 г.) о распределении скоростей упругих волн (*Vs*, *Vp*), плотности (*ρ*), параметра *Vs*/*Vp*, типа флюида - заполнителя пор и коэффициента пористости (*φ*) (см. фрагмент результатов – каротажную диаграмму и таблицу на рис. 9, интервал разреза с газом, 641-654 м).

Заполнитель пор	H, м	φ, %	*V*p, м/с	*V*s, м/с	*V*s/*V*p	*ρ*, кг/м^3
газ	639,50	17,85	2815,85	1745,77	0,61998	2342,9
Газ	641,00	13,88	3010,84	1892,2	0,62846	2411,3
Газ	646,50	16,5	2881,91	1795,52	0,62303	2366,2
Газ	650,00	15,66	2923,75	1827,04	0,62490	2380,6
Газ	654,00	15,55	2930,74	1832,39	0,62523	2382,5

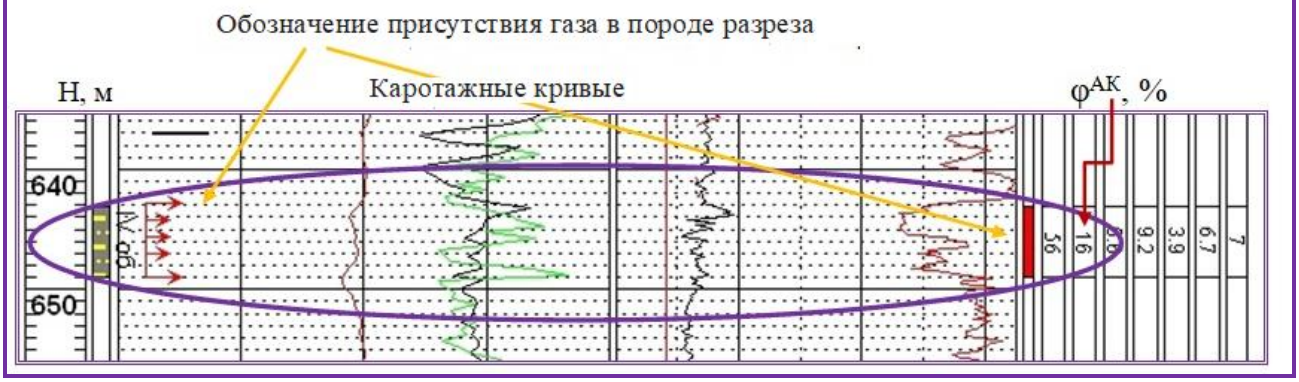


Рис. 9 Результат прогноза по методике (таблица вверху) для интервала 641-654 м разреза скважины 2-Заречнянской и соответствующий фрагмент каротажной диаграммы (внизу) с результатом промышленных испытаний (по данным УкрГГРИ, 2015 г.)

Статистические исследования петрофизических и коллекторских характеристик пород ЗНГР. Для повышения надежности прогнозных оценок по теоретико-эмпирической методике, кроме статистических исследований зависимостей для общей параметрической базы ЗНГР, исследованы и установлены эмпирические соотношения для ряда конкретных, имеющихся в разрезах соответствующих скважин типов и подтипов пород-коллекторов. Для этого использованы данные (при различных действующих давлениях) сжимаемости для разновидностей песчаников ЗНГР (данные Г. И. Петкевича), скоростей объёмных волн для глубоких песчаников Прикарпатья (данные Т. З. Вербицкого) и для разновидностей известняков (данные И. М. Куровца).

Статистические оценки для базовых эмпирических соотношений. Для общей параметрической базы ЗНГР по результатам регрессионного анализа получены оценки стандартных отклонений для коэффициентов формул (10) связи сжимаемости и пористости, сжимаемости и давления соответственно:

$$\beta^w(\varphi)=\beta_0\cdot((0{,}236\pm0{,}105)\cdot\varphi+(1{,}567\pm0{,}170)),\ \beta^w(p)=\beta_0\cdot(4{,}924\pm2{,}391)\cdot p^{-(0{,}095\pm0{,}051)}. \quad (17)$$

Аналогично (оценкам стандартных отклонений для коэффициентов) построены общие эмпирические соотношения связи сжимаемости, пористости и давления для пород с заполненными жидкостью порами и сухих:

$$\beta^w(p,\varphi)=\beta_0\cdot((1{,}578\pm0{,}118)-(0{,}003\pm0{,}00303)\cdot p+(0{,}302\pm0{,}013)\cdot p^{-(0{,}198\pm0{,}008)\cdot\varphi}); \quad (18)$$

$$\beta^g(p,\varphi)=\beta_0\cdot((1{,}335\pm0{,}403)+(0{,}244\pm0{,}293)\cdot p+(1{,}187\pm0{,}507)\cdot p^{-(0{,}278\pm0{,}098)\cdot\varphi}). \quad (19)$$

Полученные эмпирические зависимости (18) и (19) дают, практически, одинаковое значение сжимаемости твёрдой фазы породы при нулевой пористости ($\Delta\beta_T$ <0,4 %), что подтверждает хорошее согласование эмпирических выражений связи сжимаемости, пористости и давления для сухих и флюидонасыщенных пород с физической природой соответствующих характеристик. Эти и изложенные выше результаты обосновывают применение построенных соотношений в прогнозной методике.

Мультипликативная составляющая влияния давления и пористости на сжимаемость. Исследование статистических взаимосвязей между упругими и коллекторскими параметрами пород показали сложное взаимосвязанное (мультипликативное) влияние пористости и давления на их сжимаемость и скорости упругих волн. Поэтому эмпирические соотношения в форме (11), (12), (18) и (19) описывают такое влияние значительно лучше, чем сумма зависимостей типа (10) и (17). Из анализа полученных эмпирических зависимостей (18) и (19) также видим, что взаимосвязанные тензопараметрическое и нелинейно-упругое влияния пористости и давления (мультипликативная составляющая за давление и пористость - третье слагаемое формул (18) и (19)) значительно сильнее, чем просто влияние давления (линейная составляющая, второе слагаемое). Особенно разница заметна для пород с жидким флюидом (18), где сжимаемость пор (за счёт заполнения их малосжимаемым жидким флюидом) значительно меньше. По соотношениям (18) и (19) определена мультипликативная поправка на давление и пористость при расчётах сжимаемости (рис. 10).

Например, для определения поправки по пористости для каждого значения пористости по формуле (18) рассчитывается значение сжимаемости (табл. на рис. 10, третий столбец справа). При нулевой пористости сумма первых двух слагаемых соответствует сжимаемости твёрдой фазы исследуемого образца породы. Для других пористостей разница между этими величинами и будет поправкой для конкретного значения пористости. Аппроксимационная кривая, построенная для таких разниц для дискретного числа значений пористости, даёт выражение, по которому вычислена величина поправки для каждой пористости. Определением и редукцией мультипликативной поправки на оба параметра (p и φ) при прогнозных расчётах получаем величину сжимаемости твёрдой матрицы породы, следовательно, возможность определять тип породы в каждом слое разреза скважины по известным данным предыдущих лабораторных исследований без добычи и исследований керна конкретной скважины.

βp=(1,578±0,11811)-(0,003±0,00303)•p+(0,302±0,01273)•(p-(0,198±0,00789))•φ

p =1МПа	φ = 1%			Сума двох перших доданків					Третій доданок			Сума доданків	βp(p,φ)		
βф		1,5780	0,11811	1,5780	0,003000	0,003030	0,3020	0,0127	0,3020	0,1980	0,0079	1,8770	1,8770	βp(p,φ)сер	0,0000
Макс	+	1,6961		1,6901	0,006030		0,3147		0,3147	0,1901		2,0048	2,0048	βp(p,φ)макс	
Мін	-	1,4599		1,4599	0,000030		0,2893		0,2893	0,2059		1,7491	1,7491	βp(p,φ)мін	
	Δβф =	0,2362		0,2302	0,006000		0,0255		0,0255	0,0158		0,2557	0,2557	(βp(p,φ)макс-βp(p,φ)мін)	

p=	1	βr(p,φ)=(1,335±0,40344)+(0,244±0,2928)•p+(1,187±0,5067)•p-(0,278±0,0978) •φ													
φ=	1			Сума двох перших доданків					Третій доданок			Сума доданків	βr(p,φ)		
βc		1,3350	0,40344	1,5790	0,2440	0,2928	1,1870	0,5067	1,1870	0,2780	0,0978	2,7660	2,7660	βr(p,φ)сер	0,0000
Макс	+	1,7384		2,2752	0,5368		1,6937		1,6937	0,1802		3,9689	3,9689	βr(p,φ)макс	
Мін	-	0,9316		0,9804	0,0488		0,6803		0,6803	0,3758		1,6607	1,6607	βr(p,φ)мін	
	Δβc =	0,8069		1,2949	0,4880		1,0134		1,0134	0,5560		2,3083	2,3083	(βr(p,φ)макс-βr(p,φ)мін)	

Рис. 10 Расчёт мультипликативных поправок на давление и пористость по эмпирическим зависимостям (18) и (19) для сжимаемости

Специфицированные эмпирические соотношения для различных типов и подтипов коллекторов. Для уточненного прогнозирования нефтегазоносности разрезов конкретных скважин с известным составом пород целесообразно использовать специфицированные эмпирические соотношения, построены именно для таких пород. Для этого нами, в частности, по данным Г. И. Петкевича (табл. 5), построены такие соотношения для пористых (20), уплотнённых (21) и плотных глинистых (22) песчаников коллекторов ЗНГР с оценками стандартных отклонений соответствующих коэффициентов по степенной зависимости сжимаемости от давления.

Таблица 5. Числовые оценки сжимаемости и пористости разновидностей песчаников

Параметр	Тип песчаника		
	Пористые	Уплотненные	Плотные глинистые
φ, %	8,7≤φ≤23,1	5,4≤φ≤13,9	3,3≤φ≤9,1
$\beta = \beta_0 \cdot 10^{11}$, $Па^{-1}$	3,20≤β≤11,70	2,80≤β≤7,6	2,0≤β≤4,3
Δφ=	14,4	8,5	5,8
Δβ=	8,50	4,80	2,30
Средние изменения сжатия с ростом пористости в подтипах песчаников:			
Δβ/Δφ=	**0,59**	**0,56**	**0,40**

$$\beta^{w}_{пп}(p,\varphi)=\beta_0\cdot((2{,}939\pm0{,}033)-(0{,}012\pm0{,}001)\cdot p+(0{,}272\pm0{,}004)\cdot p^{-(0{,}251\pm0{,}002)}\cdot\varphi); \quad (20)$$

$$\beta^{w}_{пу}(p,\varphi)=\beta_0\cdot((2{,}700\pm0{,}059)-(0{,}003\pm0{,}001)\cdot p+(0{,}252\pm0{,}007)\cdot p^{-(0{,}316\pm0{,}007)}\cdot\varphi); \quad (21)$$

$$\beta^{w}_{пщ}(p,\varphi)=\beta_0\cdot((1{,}960\pm0{,}073)-(0{,}008\pm0{,}002)\cdot p+(0{,}216\pm0{,}016)\cdot p^{-(0{,}168\pm0{,}106)}\cdot\varphi). \quad (22)$$

Поскольку наши специальные исследования показали, что по логарифмическим зависимостям сжимаемости от давления получено лучшее согласование с реальными данными, чем по степенным, то построены также и эмпирические формулы в форме логарифмической зависимости сжимаемости от давления для разновидностей песчаников ЗНГР. Для песчаников пористых, например, получено

$$\beta^{w}_{пп}(p,\varphi)=\beta_0\cdot((2{,}939\pm0{,}033)-(0{,}012\pm0{,}001)\cdot p+((0{,}295\pm0{,}002)-(0{,}053\pm0{,}030)\cdot\ln(p)\cdot\varphi). \quad (23)$$

Величина улучшения (уточнение) прогнозного результата оценена для каждого из разновидностей песчаников. Например, для песчаников пористых выбраны экспериментальные значения сжимаемости для образцов с пористостью 9,4 %; 19,6 %; 23,1 %. Для них выполнены расчёты сжимаемости по степенной и логарифмической зависимостям от давления. Полученные средние относительные отклонения от экспериментальных значений сжимаемости представлены в табл. 6. Наблюдаем достижение значительного уточнения расчёта сжимаемости для этих образцов песчаников пористых (соответственно, в 1,89; в 1,59 и в 1,52 раза), что является существенным улучшением в прогнозировании по методике и при идентификации типа породы по описанной выше мультипликативной поправке.

Таблица 6. Средние относительные отклонения рассчитанных по разным аппроксимационным зависимостям от давления значений сжимаемости β от экспериментальных величин

φ, %	Средние относительные отклонения от экспериментальных, %	
	$\beta(p)=D\cdot p^{L}$	$\beta(p)=K+T\cdot\ln(p)$
9,4	6,75	3,57
19,6	11,36	7,14
23,1	12,7	8,34

В общем, значения сжимаемости, полученные по логарифмическим зависимостям для диапазона значений пористости и давления параметрической базы различных поисковиков ЗНГР, отличаются от экспериментальных на 3,5-8,5 %, что, в среднем, в 1,7 раза лучше, чем по используемым ранее степенным зависимостям.

Выводы. Представлена новая теоретико-эмпирическая методика прогнозирования упругих характеристик и нефтегазоводонасыщенности разрезов скважин на основе данных акустического каротажа, а также её варианты с привлечением данных других каротажей исследуемых скважин, с использованием ключевым в расчётах параметра сжимаемости пород.

Показана эффективность параметра сжимаемости для прогнозирования по методике упругих и коллекторских характеристик пород разрезов скважин и, в частности, для различения типа прогнозного флюида - заполнителя пор пород (нефти, газа, воды). Для верификации разделения нефти и воды, кроме базового способа, по функционалу, предложены ещё два дополнительных способа - по сжимаемости и по плотности флюида.

Определены эмпирические зависимости между сжимаемостью, пористостью и давлением разнонасыщенных пород-коллекторов ЗНГР, в частности, для ряда конкретных характерных типов коллекторов (пористых, уплотнённых и плотных глинистых песчаников и др.), Получены статистические оценки для соответствующих коэффициентов таких зависимостей. Исследование и определение мультипликативной поправки на давление и пористость позволяет определять тип породы в разрезе скважины без исследований керна. Использование логарифмической зависимости от давления для такой поправки (и для эмпирических зависимостей в целом) в среднем в 1,7 раза повышает точность расчётов, по сравнению с используемой ранее степенной аппроксимацией.

Для разрезов исследованных скважин получен подробный (по слоям, с шагом 0,1-0,2 м) прогноз типа флюида - заполнителя пор и соответствующий набор петрофизических и коллекторских характеристик пород. Положительной особенностью методики является возможность эффективно выявлять заполненные углеводородами тонкие слои с трещиноватостью. Уточняющие эмпирические соотношения углубляют такие исследования для отдельных интервалов или конкретных пород разреза

Достоверные результаты прогнозирования по методике типа флюидонасыщения и полной параметрической характеристики пород изучаемых разрезов способствуют адекватной оценке, в том числе, сейсмологической, экологической ситуации исследуемой

площади; выявлению направления увеличения/уменьшения или изменения флюидонасыщения вдоль скважинного разреза (с глубиной) при повторном каротаже. Таким образом, можем, по результатам прогнозирования по методике, подтвердить глубинное происхождение углеводородов, в отдельности.

Литература

1. Вербицкий Т.З. Физическая природа нелинейной упругости геологических сред с фазовыми микронеоднородностями и особенности распространения в них упругих волн / Геофиз. сб. АН УССР. 1977. Вып. 75. С. 16-24.
2. Вербицкий Т. З., Починайко Р. С., Стародуб Ю. П., Федоришин А. С. Математическое моделирование в сейсморазведке / Т.З. Вербицкий, Р.С. Починайко, Ю.П. Стародуб, А.С. Федоришин. - Киев: Наук. думка, 1985. – 276 с.
3. Крупский Ю. З., Куровец И.М., Сеньковский І.М., Михайлов В.А., Чепіль П. М., Дригант Д. М., Шлапінський В. С., Шлапінський Ю. В., Колтун Ю. В., Чепіль В. П., Куровець С. С., Бодлак В. П. Нетрадиционные источники углеводородов Украины: Монография. : У восьми томах. Книга II. Западный нефтегазоносный регион / Киев: Ника-Центр, 2014. – 400 с. (на украинском языке)
4. Петкевич Г.И., Вербицкий Т. З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. Киев: Наук. думка, 1970. – 126 с.
5. Скакальська Л.В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов в геологических структурах с нетрадиционным газом / Виснык КНУ им. Тараса Шевченко. Геология. – 2014. – № 1(64). С. 35-40. (на украинском языке).
6. Скакальська Л.В., Назаревич А.В. Методика прогнозирования нефтегазоносности пород разрезов скважин // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 3. С. 38-44.
7. Скакальська Л.В., Назаревич А.В. Прогнозирование нафтогазоводо¬насиченості пород различной литологии и геодинамического генезиса в разрезах скважин / Геодинамика. 2015. № 1(18). С. 102-119. (на украинском языке).
8. Скакальська Л.В., Назаревич А.В. Прогнозирование флюидонасичення пород-коллекторов по данным гамма-каротажа / Материали XIV международной конференции “Геоинформатика: теоретические и прикладные аспекты”, 11-14 мая 2015 года, г. Киев. – 2015 (CD). (на украинском языке).
9. Скакальська Л.В., Назаревич А.В. Обобщенные соотношения для методики прогнозирования водонафтогазонасиченості пород разрезов скважин / Виснык КНУ им. Тараса Шевченко. Геология. 2016. – № 1(72). С. 60-69.
10. Скакальська Л.В. Алгоритми та програми обробки каротажних даних у прогнозуванні нафтогазоносності порід / Л.В. Скакальська, А.В. Назаревич, Є.С. Струк. Виснык Национального университета “Львовская политехника” “Компьютерные науки и информационные технологии”. 2017. № 864. С. 210-221. (на украинском языке).

ГАЗОГИДРАТЫ КАК ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Сокур О.Н.[1], Омельчук А.В.[2]

1 - Институт геологических наук НАН Украины
Украина, 01054, Киев, ул. Олеся Гончара 55-Б, e-mail: bytit@ukr.net
2 - Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко
Украина, 03022, Киев, ул. Васильковская 90, e-mail: msstesha@ukr.net

Аннотация. Рассматривается идея углеводородной дегазации Земли. Газогидраты напрямую связаны с исследованием потоков глубинного вещества. К настоящему времени определились аргументы в пользу глубинной природы газогидратов, а также подгидратного газа в углеводородных месторождениях. Исследования геологических условий формирования залежей газогидратов могут внести существенный вклад в разработку принципов гидратообразования и выявления зон развития газогидратов.

Залежи газогидратов, которые могут быть использованы для нужд народного хозяйства. Большая группа химических соединений, матрицей которых является вода, получила название клатраты, т. е. соединения включений, в которых клатратообразующее вещество внедряется в молекулу воды. При этом химическая связь воды и внедренного вещества отсутствует. В случае, если внедряется газ, то соединение носит название газогидрата. Одним из факторов, определяющих возможность образования газогидратов, является соотношение размеров молекул газов с межатомными расстояниями в молекуле воды.

Так, если межатомные расстояния в кристаллической решетке молекул воды в среднем составляют 0,433 нм, то размеры молекул метана (0,406 нм), сероводорода (0,420нм), а также этана, пропана, изобутана, аммиака NH_4 и некоторых других газов отвечают этому требованию и могут образовывать газогидраты, которые макроскопически представляются в виде отдельных достаточно крупных кристаллитов, льдоподобных агрегатов, инееподобных стяжений, заполняющих поры и пустоты в осадке или породе [8].

Открытие Мессояхского месторождения метаногидрата в арктическом секторе Сибирского бассейна фактически ознаменовало открытие нового нетрадиционного вида энергетического сырья, которому в настоящее время уделяется огромное внимание.

Модель подтока газов из глубинных газовых или газонефтяных месторождений также не решает проблему в целом как по количеству газовых компонентов, так и по ее химическому составу. Прежде всего, это относится к газовыделениям и сопровождающим их постройкам типа «черных курильщиков», обнаруженных на полях газовыделений в северо-западной части Черного моря. Последние сложены полиминеральным веществом, преимущественно карбонатного состава, что свидетельствует о поступлении в водную толщу, наряду с метаном, сероводородом и другими газами, жидкой высокоминерализованной фазы. То есть в водную толщу поступают главным образом флюиды, в жидкой фазе которых, наряду с ионами углекислоты, присутствуют ионы кальция, магния, железа, стронция, бария и других элементов. Такой тип разгрузки газовых месторождений в настоящее время не известен и вряд ли возможен теоретически [7].

Полностью решает проблему первичного источника газов, формирующих газогидратные залежи, только альтернативная гипотеза подтока глубинных флюидов. Каналами поступления указанных флюидов являются глубинные разломные зоны, периодически обновляющиеся, что находит отражение в крупных подвижках земной коры и соответствующих им землетрясениям.

Необходимо отметить, что в земной коре существуют условия, при которых возможен синтез метана на основе реакции $CO + 3H_2O = CH_4 + H_2O$, которая происходит при атмосферном давлении и температуре 300ºС. В глубинных газах постоянно присутствуют в реакционно-активной форме оксид и диоксид углерода, водород, соединения азота. Все эти газы и при температурах до 300ºС являются исходными продуктами синтеза метана и воды. В присутствии в качестве катализаторов оксидов (железа, кобальта и др.) температура

реакции снижается до 200-250ºС, и при этом синтезируются углеводородные полимеры с большим количеством атомов углерода в молекуле: этан, пропан, вплоть до октана [20]. Наиболее вероятно, что эти процессы и обуславливают появление газовых факелов, и мы наблюдаем их по конечным продуктам реакции. Такой механизм формирования газовыделений обусловлен потоками глубинных флюидов, поступающих по разломным зонам в земную кору, донорами которых, возможно, являются породы мантии и ядра Земли [8].

Таким образом, донорами всех элементов, способных образовывать газогидраты, являются продукты дегазации глубинных геосфер Земли, а синтез указанных соединений обеспечивается энергией флюидного потока. Такой подход к формированию газогидратов позволяет предполагать, что они могут образовывать скопления при благоприятных горно-геологических условиях практически на любых горизонтах осадочной толщи и в кристаллических породах. В этом отношении заслуживает внимания предположение А.П. Клименко [11] о мощном газогидратном слое, изолирующем литосферу от потоков глубинных веществ. Как показали экспериментальные исследования, проницаемость газогидратов ниже проницаемости водонасыщенных глин и практически непроницаема для молекул воды и газов.

Следовательно, газогидратная залежь является практически непроницаемой идеальной покрышкой для нижележащих газов и под ней может скапливаться свободный газ, не включенный в процесс гидратообразования, количество которого может быть достаточно велико и представлять значительный интерес как самостоятельный тип газовых месторождений. Сами газогидраты являются частицей более общей проблемы выяснения состава, путей миграции глубинных флюидов, выявление зон их концентрации и влияния на вмещающие породы, водную толщу и атмосферу [11]. Например, Норвегия избрала путь разработки зон гидратообразования, начав добычу природного газа, залегающего глубже зоны гидратообразования. Имеющиеся теоретические разработки и фактические данные, требуют постановки комплекса фундаментальных и экспериментальных работ для решения ведущей научно-практической проблемы освоения газогидратов Черного моря, для нужд народного хозяйства [17].

Методы и объект исследований. Общее количество газа в скоплениях газовых гидратов Мирового океана может быть оценено величиной 10^{15} м^3, а в скоплениях у дна, связанных с очагами разгрузки флюидов,– 10^{14} м^3. Последующий анализ результатов изучения десяти наиболее обеспеченным фактическими данными скоплений газовых гидратов дал оценки удельного содержания в них газовых гидратов от $2\cdot10^8$ до $1{,}4\cdot10^9$ м^3/км^2. Среднее удельное содержание газа в этих десяти скоплениях около $6{,}5\cdot10^8$ м^3/км^2, что соизмеримо со средней плотностью запасов газа в месторождениях. Вместе с тем эта величина почти на порядок меньше, чем глобальное удельное содержание газа ($1{,}3\text{-}5\cdot10^9$ м^3/км^2), полученное на основании опубликованных оценок.

Количество газа, сосредоточенного в гидратах каждого из изученных скоплений, составляет от $1\cdot10^8$-$2{,}5\cdot10^9$ м^3 в скоплениях, приуроченных к очагам разгрузки флюидов, до $1\cdot10^{13}$ м^3 в крупнейшем скоплении газовых гидратов на хребте Блейк Аутер (прибрежье США). Согласно известным закономерностям распределения плотностей запасов в газоносных объектах, глобальное удельное содержание метана в газовых гидратах, т.е. плотность запасов в пределах всех потенциально газогидратоносных акваторий на Земле, не должно превышать $5\cdot10^6$ м^3/км^2.

Формирование газогидратных залежей в зоне гидратообразования в период осадконакопления происходит как со стороны верхней границы зоны за счет поступления новых порций органического вещества в начальный период его преобразования, так и со стороны нижней границы – за счет газов, образующихся в последующие периоды заглубления и дальнейшего превращения органического вещества, а также за счет газов, поступающих из недр Земли. При вертикальной миграции газы поступают из высокотемпературных зон в зону гидратообразования, увеличивая мощность залежей снизу. Известны примеры залежей нефти непосредственно под гидратонасыщенными пластами, служащими непроницаемой покрышкой для них.

По результатам геолого-сейсмических исследований, скопления газогидратов образуют мощные залежи, как в мелководной, так и в глубоководной части Черного моря. Оценка прогнозных запасов метана газогидратных месторождений для глубоководной части Черного моря – 25-30 трлн. $м^3$. По оценкам специалистов Института геологических наук НАН Украины (В.Х. Геворкьяна), запасы газогидратов в шельфовой зоне Украины составляют до 60 трлн. $м^3$ газа в метановом эквиваленте.

Основным источником метана многие исследователи считают газ органического происхождения – биогаз или продукты дегазации глубоко залегающих месторождений нефти и газа. В крайнем случае, допускается, что метан своим происхождением связан с земной корой. Учитывая состав отдельных оболочек земной коры, по мнению В.Х. Геворкьяна, в земной коре (без литосферы) нет места для таких количеств углерода и водорода, которые связываются в метан [8].

Для абиогенно-мантийной модели образования углеводородов ограничений в погружении нет. Главное условие – мощный вертикальный подток глубинных углеводородов. Перспективными участками можно считать смежные с мантийными разломами зоны дилатансии (пути миграции глубинных флюидов).

Новая теория дает ответ на вопрос, почему подавляющее большинство нефтяных и газовых месторождений мира размещено в местах больших накоплений осадочных пород, т.е. в геосинклиналях, рифтогенах и других впадинах земной коры. Именно в этих геоструктурах сосредоточены большие массы углерода, необходимого для соединения с водородом и к этим геологическим структурам по зонам глубинных разломов поступает наибольшие количество ювенильного водорода.

Зоны глубинных разломов также являются наиболее вероятными путями поставки глубинных углеводородных флюидов для формирования газогидратных залежей (при соответствующих термобарических условиях). Таким образом, донорами всех элементов, способных образовывать газогидраты, являются продукты дегазации глубинных сфер Земли, а синтез указанных соединений обеспечивается энергией флюидного потока. Такой подход к формированию газогидратов позволяет предполагать, что они могут образовывать скопления при благоприятных горно-геологических условиях практически на любых гипсометрических горизонтах осадочных толщ и в кристаллических породах.

Проведенный химический анализ черноморских «курильщиков» [7] показал, что эти постройки имеют карбонатный состав; в составе газов преобладает метан, сероводород занимает подчиненное место. Генезис черноморских «курильщиков» обусловлен геологическими факторами, одним из которых является поступление продуктов разложения газогидратной залежи по разломам в водную толщу. Проанализированные корки и «курильщики» насчитывают более 40 элементов-примесей, среди которых отмечены такие как Be, Sn, Ni, Bi, Ag, Au, Ti, Hf, Li, Th, As, Sb, которые в осадочной толще встречаются очень редко. Обнаружены в карбонатном веществе корок и теле “курильщиков” в значительных количествах золото до 10 г/т, уран и торий – до 50 г/т. Такой комплекс малых элементов однозначно свидетельствует о глубинном источнике вещества минералообразователя корок и тела “курильщиков”. По данным Е. Ф. Шнюкова возраст трубчатых построек достигает 9050 лет [22]. Заслуживает внимания и такой факт, как обогащенность рудных ассоциаций, формирующихся вблизи геотермальных систем не только редкими и рассеяными элементами, но и газообразными компонентами: CO_2, CO, CH_4, S, H_2O, а также N_2 и O_2 [3]. О размерах поставки эндогенного вещества в океан можно судить по деятельности одного из газогидротермальных вулканов в группе подводных гор Марианских островов, где установлено, что в сутки выносится не менее 13 т Fe, около 3 т Zn, 2 т Cu и 0,2 т Ni. При этом средняя концентрация Fe в глубинном теплоносителе равна в среднем 100 мг/л, а вариации концентрации SiO_2 в виде H_4SiO_2 достигают 400-1700 мг/л [3].

В процессе выполнения подводных исследований, отмечались многочисленные побочные явления, связанные с газовыделениями, такие как просадки грунтов, поверхностное сероводородное заражение, появление скоплений метанперерабатывающих бактерий в виде бактериальных матов [5], а также прямые находки газогидратов на мелководных участках в районе косы Тендра и в верховьях Дунайского каньона [15, 19].

Интерес относительно изучения газогидратов представляет Черноморский бассейн. Проблема черноморских газогидратов прямо связана с исследованием потоков глубинного вещества, в частности углеводородных газов, которое отображено в работе В.Х. Геворкьяна и Ю.Г. Чугунного [6, 10]. Решение ряда вопросов газогидратной проблемы нашло отражение в работах В.А. Краюшкина, В.Х. Геворкьяна, Ю.Г. Чугунного, Е.Ф. Шнюкова и др.

К настоящему времени уже определился ряд весомых аргументов в пользу глубинной природы газогидратов, а также подгидратного газа в углеводородных месторождениях. Прежде всего, об этом свидетельствовала подтвержденная статистически роль глубинных структур (разрывных нарушений) в контроле пространственного распространения нефтегазовых месторождений.

Обозначилась активная роль глубинных флюидов в изменениях напряженного состояния горных пород, подтвердилась связь дегазации с эндогенными процессами глобального масштаба. Эти выводы базировались, в основном, на данных глубокого бурения и геофизических исследований нефтегазоносных бассейнов в пределах континентов.

Конкретизированы петрологические, геохимические и термодинамические обстановки и условия образования и эволюции систем глубинных восстановленных флюидов и механизмы их участия в процессах углеводородной дегазации Земли и в образовании газогидратов, а также нефтегазонакопления. Получены новые свидетельства мантийной природы газогидратов, подгидратного газа, нефтегазовых месторождений традиционного типа по данным исследований.

Идея углеводородной дегазации Земли связана с разработкой теоретических основ нефтегазовой геологии, а также имеет практическое применение в оценке перспектив и прогнозе нефтегазоносности, выборе новых направлений, изменении стратегии поисков скоплений углеводородов.

В иностранной литературе как признаки, указывающие на наличие вертикальной миграции углеводородов, и критерии поиска залежей рассматриваются так называемые «газовые трубы» (Gas Chimney) и «Vamp-структуры» (Velositi & Amplitude structure).

Цель работы. Цель работы состоит в выяснении особенностей геологических условий формирования и накопления залежей газогидратов Черноморского бассейна и выявление наиболее перспективных участков для постановки разведочных буровых работ.

Методология проведения работ: На основании обнаруженного явления микробиологической экзотермической трансформации углеводородных газов над нефтегазовыми залежами был предложен нефтегазопоисковый способ. Этот способ основан на синхронном измерении температуры грунта выше нейтрального слоя в районе положительной температурной аномалии с выходом на фоновые участки, отличающийся тем, что с целью повышения достоверности поиска, измеряют температуры в трех различных по глубине зонах и по наличию максимума положительной температурной аномалии в средней из них определяют присутствие под аномальным участком нефтегазовой залежи. Указанный нефтегазовопоисковый способ был успешно использован при поисках и доразведке нефтяных и газовых месторождений в пределах Днепровско-Донецкой впадины и Таджикской депрессии [13, 14, 21].

Использовался комплексный геолого-геофизический метод исследования, который дал возможность выяснить генетические особенности условий формирования газогидратов Черноморского бассейна. При этом применялись гранулометрический, рентгеноструктурный, спектральный, химический анализы образцов осадочных образований газовыводящих структур – «курильщиков». Для выявления и изучения строения залежей газогидратов были приведены сейсмические наблюдения.

Исследователи Норвегии, разработали технологию преобразования природного газа в газогидрат, позволяющую транспортировать его без использования трубопроводов и хранить в наземных хранилищах при нормальном давлении (газ при этом преобразуют в замороженный гидрат и смешивают с охлажденной нефтью до консистенции жидкой глины). Предлагается также использовать газовые гидраты как химическое сырье для опреснения морской воды и разделения газовых смесей.

Результаты многочисленных исследований показали, что инверсия полярности отраженного сигнала (основной признак гидратообусловленного сейсмического горизонта псевдодонного отражения (BSR) связана, главным образом, с присутствием свободного газа ниже Bottom Simulating Reflector, а не с гидратонасыщенностью отложений над этим горизонтом. По данным сейсморазведки при наличии свободного газа под гидратонасыщенными пластами определяется положение нижней границы гидратонасыщенных пород – граница BSR (Bottom Symulation Reflector) [2, 16].

Результаты работы. Результаты исследования геологических условий формирования залежей газогидратов могут стать базовыми для выявления потенциальных зон развития газогидратов и перспективной оценки ресурсов этих углеводородов в пределах Черноморского бассейна, а также повысить эффективность их поисков и разведки.

В качестве геологических предпосылок высокого проявления биологических процессов следует назвать: приуроченность рифогенных массивов к крупным тектоническим разломам в океанической коре, вертикальные перемещения этих структур, связь с вулканизмом, приуроченность к ним залежей углеводородов и др., т.е. для этих массивов характерны все те структурные условия, в которых наиболее полно проявляются процессы дегазации земной коры. С последними, как известно, связана поставка не только углеводородов, но и других биогенов, в частности P, Fe, S, N и др.).

Явления хемоорганосинтеза проявления биологических процессов бактериями были обнаружены не только в глубоководной части океана, но и на шельфе, например в бухте Кратерной на Курильских островах. Аналогичные проявления связи высокой биологической продуктивности с дегазацией земной коры отмечались: в мелководной части на нефтегазовых месторождениях в Северном море, на подводных банках в Черном [1, 9] и Каспийском морях, где указанные структуры с приуроченными к ним скоплениями устриц, мидий и др. выступают в качестве “пастбищ” для ихтиофауны, в том числе и осетровых.

Проявления связи биологических и геологических процессов фиксируют происходящие в природе разнообразные варианты одного и того же явления - круговорот углерода, в котором поступающие из земной или океанической коры углеводороды проходят через биологическую оболочку, претерпевая при этом определенную трансформацию. Конечным продуктом этой трансформации, протекающей с разной степенью интенсивности, является углерод, который, пройдя через биологический фильтр, частично подвергается минерализации и возвращается обратно в осадочную оболочку Земли.

Область применения результатов. Краткий анализ возможных путей развития энергетики позволил сделать вывод, что в перспективе в качестве основного вида сырья целесообразно использовать газ. Черноморский бассейн располагает громадными запасами газа в форме газогидратов, месторождения которых есть на шельфе Черного моря. По самым скромным оценкам запасы газа в таких месторождениях превышают 30 трлн. м^3.

Для промышленности, открытие связи геологических процессов с формированием биопродуктивных зон уже сейчас дало возможность оценить перспективность промыслового освоения районов, в которых фиксируется подток глубинных флюидов, в том числе и углеводородов, в частности подводных гор и поднятий открытого океана и рекомендовать освоение для извлечения биоресурсов глубоководных (до 3000 м) районов океана. Что позволяет вести целенаправленный поиск рудных месторождений в открытом океане, таких как железомарганцевые конкреционнокорковые образования, фосфориты, сульфидные месторождения.

Явление круговорота углерода Земли, заключающееся в бактериальной ассимиляции и трансформации газообразных углеводородов метанового ряда, поступающих по разломам, приводит к появлению повышенных концентраций вещества и энергии в лито- и гидросфере [6, 14, 21].

Интенсивность поставки метана в водную толщу может быть оценена по темпам разгрузки газогидратных залежей, в частности, Чёрного моря. Существование газогидратов определяется довольно жесткими горно-геологическими параматерами: высокими давлениями и низкими температурами. Поэтому, газогидратные залежи находятся в метастабильном состоянии и любое изменение указанных параметров, в том числе, и

нарушение слошности залежи приводят к её “таянию” и газовыделению свободного метана. Такие газовыделения широко развиты и зафиксированы во многих районах океанических и морских бассейнов, однако инструментальная оценка потоков метана проведена только в пределах обширных полей газовыделений Зеленка и Золотые пески в западной части Чёрного моря [9]. Годовой дебит источников по замерам в 6 точках на Золотых песках и 10 - Зеленки в сумме составил 87,5 млн.м^3. В составе газов преобладает метан 92 - 96%; присутствуют: диоксид углерода - 0,10 - 0,39%; кислород - 0,32 -1,66%; азот - 3,93 - 5,16%.

Отметим, что газовое дыхание проявляется не только на дне океана, но и на континентах и обычно сопровождается целым рядом аномальных явлений биологического, физического и геологического порядков. Речь идёт о потоке метана из нефтегазовой залежи Прилукской структуры Днепровско-Донецкой впадины, сопряженнным с целым рядом аномальных проявлений биологического, физического и геологического порядка.

Таким образом, “газовое дыхание” проявляется не только в виде продуктов разложения газогидратов. Газовые эманации сопровождают вулканические и поствулканические явления, грязевой вулканизм, гидротермальную деятельность, “дышат”, главным образом метаном, месторождения горючих полезных ископаемых. К глубинным потокам следует добавить потоки вещества к поверхности Земли, возникающих в литосфере за счет катагенеза и метаморфизма и хотя их энергетика менее значительна по сравнению с глубинными процессами, происходящими в основании земной коры и в верхней мантии, тем не менее, они способны вносить свой вклад в протекание литогенеза в верхних слоях осадочной оболочки. Все эти явления в состоянии полностью и даже с избытком перекрыть дефицит атмосферного и гидросферного углерода.

Суть этого явления заключается в том, что поток углеводородов, в частности метана и его гомологов, поступающий через разломы в земной коре, трансформируется в приповерхностном слое осадков метанокисляющей микрофлорой до H_2O и CO_2. Реакция в этом своеобразном биогеохимическом реакторе происходит с выделением тепла, вследствие чего, в верхней части осадочного чехла, близко к его поверхности возникают температурные аномалии, которые фиксируются специальными измерительными устройствами. Попутными продуктами такой трансформации метана, является возникновение повышенных концентраций $CaCO_3$ как результат минерализации избыточного углерода, причем для окисления метана и его гомологов требуется два основных условия – метан, поставляемый из земных недр, и кислород, поступающий в данном случае в верхнюю часть осадочного чехла из атмосферы [13].

Располагая данными об окислении метана бактериями, впервые установленными на нефтегазоносных структурах Днепровско-Донецкой впадины, мы попытались проанализировать их приложимость к условиям океанического дна, основываясь при этом на разработках П.Н. Кропоткина, Б.М. Валяева и др. о возможности поступления продуктов дегазации, в частности метана, по разломам в тектонически-активных его структурах [12].

Выполненные наблюдения из подводных аппаратов позволили констатировать, что проявления “холодной” или “горячей дегазаций” океанического дна, прежде всего фиксируются в виде наложенной минерализации типа железо-марганцевых корок и конкреций, фосфоритов, карбонатных плиток и др., используемых в качестве одного из поисковых признаков обнаружения зон повышенной биологической продуктивности [6].

Для проверки этой модели был выбран район северо-западной части Черного моря с его зонами крупных тектонических разломов со структурных поднятий (Голицына, Гамбурцева и др.) Исследования велись по отдельным полигонам с использованием регистрирующего устройства, транспортируемого за судном “НИС Профессор Водяницкий” и оснащенного датчиками температур, с помощью которых определялись температурные аномалии в осадочном чехле, после чего на точках аномалий отбирались образцы породы, фаунистические остатки для последующих микробиологических исследований. Одновременно на судне велись биологические исследования бентоса.

С приведенным выводом Ю.И. Сорокина [18], довольно полно совпадают наши представления, к которым мы пришли теоретическим путем [21] считая, однако, что обеспечение бактерий рифогенных массивов биогенами осуществляется, главным образом,

за счет продуктов углеводородной дегазации, а не олиготрофных океанических вод, омывающих эти массивы. В качестве предпосылок такого варианта образования проявление биологических процессов путем хемоорганосинтеза, причем на разных глубинах и за пределами фотического слоя, рассматривались структурные особенности рифогенных массивов: связь с тектоническими разломами, приуроченность к ним залежей углеводородов и т.д., то есть все те структурные условия, в которых наиболее полно проявляются процессы дегазации земной коры.

Выводы. Глобальное распространение залежей газогидратов является весьма перспективным энергетическим объектом. Природные газогидраты представляют несомненный практический интерес как горючее ископаемое. Потенциал энергии, заключенной в газовых гидратах, может обеспечить мир экологически чистой энергией на много лет. Освоение газогидратных месторождений может привести к пополнению энергетических ресурсов. Результаты могут изменить взгляд на традиционные источники и способы добычи энергии, поэтому многоаспектной проблеме газогидратов следует уже сейчас уделить достаточное внимание, как это делается в других странах.

Мы предлагаем такие методы поисков газогидратных залежей:

1. Сейсмические - основываются на выделении сигналов псевдодонного отражения BRSV и аномалий волнового поля VAMP.

2. Сейсмоакустические - применяется метод отражения волн, основанный на регистрации упругости волн, отраженных от литологических и тектонических границ в земной коре. Детальная сейсмоакустическая съемка позволяет получать объемные модели глубинных геологических структур.

3. Газогеохимические - аномалии удержания газа метана в осадках.

4. Биологические - изучают метанисползующие бактерии, которые используют метан (и его гомологи) как источник углеводородного питания. Выявлена связь с районами газовыделений и полями концентрации метаноокисляющих бактерий.

5. Визуальные наблюдения с ПА за донными газовыделяющими структурами.

6. Геохимические - физические и химические закономерности поведения вещества в разных термодинамических условиях, данные о содержании и распределении химических элементов и их изотопов в разнообразных объектах (водах, газах, живых организмах в земной коре и Земле в целом).

Полученные данные основываются на геологической характеристике объекта, методах определения содержания и состояния элементов в минеральном, газообразном и живом веществах.

Литература

1. Авилов В.И., Авилов С.Д. Газобиохимические исследования в западной части Черного моря // Геохимия, - 1987, - № 1. – С. 121-128.

2. Алексеев Ф.А., Войтов Г.И., Лебедев В.С., Несмелова З.Н. Метан. М., «Недра», 1978. – 310с.

3. Василенко В. Н. Топоморфные особенности процесса рудообразования в условиях гидротермально-осадочной гравитации // Тез. Докл. V Всесоюз. Школы морской геологии. М.: Изд. АН СССР, 1982. – Т. 3. – С. 162-164.

4. Гавриленко Г. М., Горшков А. П., Скрипко К. А. Количественная оценка выноса рудных компонентов в процессе газогидротермальной деятельности подводных вулканов // Тез. Докл. V Всесоюз. Школы морской геологии. М.,1982. – Т. 3. – С. 164-166.

5. Геворкьян В.Х. и др. Подводные исследования Каламитского поля конкреций с помощью глубоководного аппарата. ДАН УССР, сер. «Б». – вып. 1. 1981. – С. 6-9.

6. Геворкьян В.Х., Чугунный Ю.Г., Сорокин А.Л. и др. Геологические аспекты биологической продуктивности океана.- Мурманск, Мурманское книжное из-во, 1990.- 188с.

7. Геворкьян В. Х., Сокур О. Н. Генетические особенности черноморских «курильщиков» // Геол. Журн. − 2005. − № 2. − С. 68–82.

8. Геворкьян В. Х., Сокур О. Н. О глубинном происхождении метана в газогидратах // Геол. Журн. − 2011. − № 3. − С. 105–115.

9. Димитров П.С., Дачев В.Ж., Николов Х.И., Пэршчев Д.Г., Естествени газови извори в акваториата на Балчишкия залив // Океанология. – 1979. - №4. – С. 43-49.

10. Заварзин Г.А. Литотрофные микроорганизмы. – Москва. Из-во «Наука», 1972. – 320с.

11. Клименко А.П. Клатраты (гидраты газов). – Киев: Наук. Думка, 1989. – 76 с.

12. Кропоткин П.Н. [Ред.] Дегазация Земли и геотектоника: Тез. Докладов симпозиума, апр. 1976. М.: Наука, 1976. – 90 с.

13. Малашенко Ю.Р., Романовская В.А., Лялько В.И. Участие микроорганизмов, окисляющих газообразные углеводороды в кругообороте углерода атмосферы // Изв. АН СССР. Сер. Биол. – 1975 - № 5. – С. 689 – 693.

14. Малашенко Ю. Р. Хайер Ю.Б. Романовская В.А., Мучник Ф. В. Биология метанобразующих и метанокисляющих бактерий Київ: Наукова думка, 1993. – 255с.

15. Поликарпов Г.Г., Егоров В.И; Гулин С.Б., Гулин М.Б. Газовые ключи в Черном море // Наука и жизнь. -1991.-№8.-С. 28-31.

16. Сокур О.Н., Омельчук А.В. «Газогидраты: новые источники для увеличения энергоресурсов Украины». Третя науково-практична конференція «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування» Україна. М. Трускавець. 4-7 жовтня 2016 року. С. 212-216.

17. Сокур О.Н., Омельчук А.В. «Возможности изучения газогидратных залежей как индикатора добычи подгидратного газа». Геолого-мінералогічний вісник Криворізького національного університету. 2017р. № 1 (37). – 2017р. С. 5-16.

18. Сорокин Ю.И. Экспериментальные исследования бактериальной редукции сульфатов в Черном море при помощи S^{35} // Микробиология. 1962. Т. 31. Вып. 31, С 402—410.

19. Третьяков М.В. Новые находки предполагаемых грязевых вулканов в акватории Черного моря // Геол. Журн. – 1993. - №3. – С. 141.

20. Черский Н.В., Мельников В.П., Царев В.П. Явление генерации углеводородов из предельно окисленных соединений углерода и воды // Докл. АН СССР. – 1986. – Т. 288, № 1. – С. 201−204.

21. Чугунный Ю.Г. О причинных связях в образовании органогенных построек и рифов // Геол. Журнал. – 1979. – Т. 29, №1. – С. 105 – 108.

22. Шнюков Е. Ф. Газогидраты метана в Черном море // Геология и полезные ископаемые мирового океана. – 2005. - № 2. – С. 41-52.

ПОЛЕМИКА О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТИ: ИСТОРИЯ И СОВРЕМЕННОСТЬ

Степанов А.Н.[1], Даукаев А.А.[2]
[1] СКО МАМР, г. Волгоград, e-mail: stepanovandres@yandex.ru
[2] КНИИ РАН, г. Грозный

Уже более 250 лет продолжаются научные дискуссии по проблеме генезиса нефти. В развитии представлений о происхождении нефти выделяется ряд периодов: донаучный период – с древнейших времен до появления работ М.В. Ломоносова (1757, 1954); период с 1761 г. до начала XIX в. (формирование органической гипотезы происхождения нефти; период становления теорий и гипотез неорганического происхождения нефти и дальнейшего развития биогенного генезиса нефти (с начала промышленной добычи нефти); период возникновения и развития биогенной концепции происхождения нефти (с 30-х г. XX в.); период возрождения идей абиогенного генезиса нефти (с 50-х г. XX в.); современный период развития идей о происхождении нефти.

Вплоть до XVII в. н.э. не существовали научно-обоснованные представления о нефти, ее составе, происхождении и условиях образования. Были только некоторые предположения. Так в I в. Плутарх писал: «Происхождение нефти неизвестно… Может быть жидкость, вызывающая воспламенение, вытекает из жирной и огнеродной почвы» (1893). В это же время Страбон на основе сведений о нефтяных источниках в Бактрии говорил: «Действительно, если в стране этой есть воды щелочные, асфальтовые, клейкие, сернистые, то, вероятно, там есть и жирные источники» (1879).

Отсутствие каких-либо научных теорий о происхождении нефти отмечал Ариосто (1690). Полемика вокруг происхождения нефти между исследователями, придерживающимися разных мнений, продолжается сотни лет. Для успешного проведения дискуссий представители противоположных представлений выдвигали разные доводы в пользу своих гипотез [Происхождение нефти…, 1955]. С древнейших времен вплоть до XVII в. существовало множество ненаучных гипотез о происхождении нефти.

В середине XVI в. немецкий ученый Г. Агрикола впервые высказал о генетическом родстве нефти и каменного угля и возможном их неорганическом происхождении. Его труд «О горном деле» долгое время служил основным пособием по геологии и горному делу. В конце XVII и в начале XVIII вв. появляется ряд научных гипотез, предложенных итальянским исследователем Л.С. Бекконе, французским и немецким учеными И. Лемери и П.Ф. Генкелем [Чердабаев, 2010]. Последний придерживался мнения о происхождении нефти из остатков животных и растений, а Н. Лемери считал, что нефть образуется в результате перегонки янтаря. П.С. Бекконе акцентировал внимание на генетическом родстве янтаря и битума и связывал происхождение нефти с вулканизмом.

В целом, гипотезы о происхождении горючих ископаемых, в том числе и нефти, со второй половины XVII и в первой половине XVIII вв. в основном базировались на господствовавшем в то время натурфилосовском учении о флогистоне, согласно которому способность веществ гореть объяснялась наличием в них своеобразной субстанции земного происхождения – *флогистона* (от греч. Flogistos – воспламеняемый, горючий) [под ред. Самыгина, 2010]. Одним из приверженцев данного учения был П.Ф. Генкель.

В статье о нефти И. Вейтбрехт пришел к выводу о сходстве нефтяных и растительных масел. В середине XVIII в. И.Г. Валерий выдвигает теорию происхождения нефти, согласно которой горючие минеральные образования в недрах Земли, в том числе и нефть, образовались в результате смешения горючего материала Земли с водой и купоросной кислотой. Данная теория основывалась на опытах получения так называемой «*купоросной нефти*» в результате перегонки винного спирта в смеси с купоросной или с серной кислотой (1763). Во 2-й пол. XVIII и XIX вв. сформировался целый ряд гипотез, концепций и теорий о генезисе нефти – органическая, минеральная, космическая, вулканическая и др. Основы *органической концепции* были изложены М.В. Ломоносовым. В своей работе «О слоях земных», он высказал ряд новых идей, в том числе и о происхождении нефти в результате

перегонки того же органического вещества (растительных остатков), что входит в состав каменного угля. По поводу генезиса нефти он отмечал: «Смолы и масла горные лёгкостью и смольною горестью о себе объявляют, что они того ж происхождения. Рождение их из окаменелых угольев произвести можно, который из пространственных своих слоев силою подземного огня испускают разных жидкостью и цветом, для принятия в себя разных близлежащих материалов: как асфальт, нефть, каменное масло, которое со скипидаром (из смолы тербентинова дерева перегоненным маслом) столь мало разнится, что одно вместо другого не нарочно берётся…» [1757. С. 17] Ломоносов М.В., также высказал мысль о формировании скоплений нефти за счет ее миграции из мест образования в трещинные и пористые породы, получившую впоследствии всеобщее признание. Так, предположение о миграции нефти высказал горный инженер Герн Гросс в своем отчете о результатах поисков нефти и асфальта в Симбирской, Казанской и Оренбургской губерниях (1837). В конце XVIII в. одновременно существовали также гипотезы происхождения нефти из остатков морских растений и животных, предложенные Б. Гакетом и Ч. Гатчеттом. При этом последний отрицал гипотезу происхождения нефти при перегонке твердых битумов. В начале XIX в. А. Гумбольт впервые высказал идею о *минеральном* происхождении нефти. В дальнейшем эта идея получила развитие в теоретических и экспериментальных исследованиях отечественных и зарубежных ученых-химиков М. Бертело, Г. Биассона, Д.И. Менделеева и К.В. Харичкова. Французские химики М. Бертело и Г. Биассон по результатам экспериментальных исследований высказали мнение, что нефть образуется под воздействием углекислоты на щелочные металлы или взаимодействия воды, CO2, H2S с раскалённым железом. На основе изучения химического состава нефти, условий залегания и размещения скоплений УВ Менделеев Д.И. разработал теорию о неорганическом происхождении нефти. В своей книге «Нефтяная промышленность в Пенсильвании и на Кавказе», вышедшей в 1877 г., он изложил получившую широкую известность карбидную гипотезу, согласно которой нефть формируется в глубинных недрах Земли в результате взаимодействия воды с карбидом железа. Еще одним подтверждением глубинного происхождения нефти он считал закономерности размещения нефтяных месторождений Кавказа и Пенсильвании на поверхности Земли. В конце XIX начале XX вв. грозненским химиком К.В. Харичковым была предложена новая теория неорганического происхождения нефти, «асфальтовая теория» ее образования. Им также была разработана единая схема образования нефти и газа, которая по существу явилась прообразом современной теории углеродистого метасоматоза (Песков Е.Г. и др.).

В начале XX века немецкий ботаник Г. Потонье высказал предположение о тесной связи нефти с сапропелевым органическим веществом в осадочных породах. *Сапропелевая гипотеза* получила развитие в трудах академиков Н.И. Андрусова, В.И. Вернадского, И.М. Губкина, Н.Д. Зелинского, а также К. Энглера, Г.П. Михайловского, Э. Ортона, Д. Уайта, Д.В. Голубятникова, К.И. Богдановича, М. В. Абрамовича и др. и постепенно переросла в *концепцию осадочно-миграционного происхождения нефти*.

Период с 20-х годов XX в. характеризуется наряду с широким разворотом геологоразведочных работ на нефть и газ, проведением глубоких исследований в области изучения закономерностей распространения, условий формирования и генезиса нефти. Эти исследования велись под руководством ряда выдающихся отечественных ученых – А.Ф. Добрянского,Н.Д. Зелинского, А.Д. Архангельского, В.И. Вернадского, В.Н. Ипатьева, Г.Л. Стадникова и др.

В 50-60-х годах прошлого века отечественными учеными Н.А. Кудрявцевым, В.Б. Порфирьевым, П.Н. Кропоткиным, Г.Н. Доленко и зарубежными Ф. Хойлом и др. возрождены различные гипотезы абиогенного, глубинного генезиса нефти – вулканического, космического, магматогенного. Так, профессор Н.А. Кудрявцев предложил как новый вариант минеральной теории – *магматическую гипотезу* образования нефти, согласно которой в мантии Земли, в условиях очень высоких температур углерод и водород образуют углеводородные соединения – CH, CH2 и CH4. Из-за перепада давлений эти радикалы перемещаются по веществу мантии в зоны глубинных разломов (в область низких давлений) и вдоль них поднимаются вверх. Н.А. Кудрявцевым и его последователями отмечены

многочисленные случаи нахождения УВ в магматических породах и приуроченности к ним залежей нефти и газа, а также следов нефти в кимберлитовых трубках.

В 60-х годах XX века осуществлялись детальные термодинамические исследования с целью обоснования возможностей образования и существования в глубинных недрах Земли УВ-соединений. Эти исследования проводились Э.Б. Чекалюком, который на основе полученных исследований сделал вывод о том, что термической деструкции УВ (разложению на радикалы химических элементов) в условиях высоких температур препятствуют большие давления в (АВПД) мантии Земли. То есть на больших глубинах АВПД будет способствовать увеличению нижнего температурного предела существования нефти, доказательством которому является обнаружение в ряде нефтегазоносных регионах залежей нефти на глубинах более 6000 м [Чекалюк,1971]. Результаты исследований Э.Б. Чекалюка послужили еще одним научным обоснованием глубинного происхождения нефти. В 1971 году из печати вышла его монографическая работа под названием «Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти [Чекалюк, 1971], которая была широко издана за рубежом на многих языках.

На рубеже XXI века стало отчетливо ясно, что дальнейший рост научного потенциала нефтяной геологии и смежных с ней дисциплин зависит уже не столько от дорогостоящих усилий, направленных на увеличение общей суммы аналитических данных и развитие инструментальной базы, сколько от глубины и строгости физико-химического и математического синтеза всей совокупности аналитической и эмпирической информации.

Современное состояние развития термодинамики природных иерархических процессов показывает, что она уже в достаточной мере совмещает в себе в согласовании кинетику и массоперенос в полных системах нефть-газ-порода-органическое вещество (или остаточная нефть?!) - вода (Гладышев Г.П., Горбань А.И., Карпов И.К., Коржинский Д.С., Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Хелгесон Г. и др.), что позволяет решать задачи оценки устойчивости нефти на конкретном базисе ограничений в четырёхмерных координатах (пространство и время) методом минимизации шести потенциалов Гиббса (Гельмгольца).

Далее следует отметить, что конструктивные приложения химической кинетики и термодинамики моделирования образования и превращения нефти и газа в рамках стехиометрических реакций и их систем в органической геохимии и геологии нефти и газа были исчерпаны в 50-80^{x} годах прошлого века работами П.Ф. Андреева, Ал.А. Петрова, А.Н. Степанова, Э.Б. Чекалюка, В.К. Шиманского и ряда других исследователей.

На протяжении 80-90^{x} и 2000-х годов в наших работах (И.К. Карпов, А.Н. Степанов и др.) были пересмотрены вопросы методологии приложения кинетических и термодинамических методов к системам природных НГБ.

Природные процессы образования и превращения горючих ископаемых характеризуются проявлением сложных взаимодействий различных систем в рамках одной геохимической мегасистемы. Такие процессы и физико-химические объекты не могут эффективно рассматриваться в рамках тех методов и средств моделирования, которые были разработаны в химической кинетике и термодинамике применительно к процессам нефтехимии и углехимии, по существу технических систем, когда достаточно хорошо известен состав реагирующих веществ, режим их превращений и другие параметры. В этом плане НГБ и процессы в них происходящие характеризуются значительной неопределённостью, как самого исходного состава источника нефти и газа, так и режимов, маршрутов их превращения и перемещения в недрах.

Это процессы взаимодействия в системах типа – «вода, газовые смеси, жидкие и твердые УВ, вмещающие породы», которые происходят в многофазных, гетерогенных и многоагрегатных природных системах.

Только в последние десятилетия произошло заметное изменение методологии изучения образования и эволюции нефти, газа и углей в природных резервуарах НГБ (И.К. Карпов и др., 1995, 1997, 1998, А.Н. Степанов и др. 1996, 1998, 2004, H. Helgeson, 1991, L. Richard et al, 1998). Этот новый подход открыл недоступные ранее возможности изучения физико-химических процессов в подземных резервуарах (термодинамика – кинетика – массоперенос) и делает термодинамическое моделирование самостоятельным и

незаменимым средством исследования, когда по существу экспериментальные исследования во многом еще ограничены.

Тем не менее, с помощью современных термодинамических методов удалось подтвердить многие выводы Э.Б. Чекалюка, в том числе и о существовании тяжелых УВ в мантии Земли [И.К. Карпов и др., 1998].

В работе в историческом плане анализируются методы и подходы изучения происхождения нефти и газа специалистами с позиций самых разных направлений науки (физики, химии, геологии др.).

Несмотря на критические замечания представителей «органического направления», нам они представляются в настоящее время во многом малообоснованными, ибо в основе их, как правило, отсутствует универсальный (многодисциплинарный) подход к решению насущных задач такой сложной проблемы как образование нефти и газа в природе.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОВЫХ КАРМАНОВ В ЗОНЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА С ПОМОЩЬЮ СЕТОЧНО-ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Стогний П.В.[1], Хохлов Н.И.[2], Петров И.Б.[3]

1 — МФТИ, г. Долгопрудный, stognii@phystech.edu;
2 — МФТИ, г. Долгопрудный, k_h@inbox.ru;
3 — МФТИ, г. Долгопрудный, petrov@mipt.ru

Введение. Газовые карманы [1] - залежи свободного газа с аномально высоким пластовым давлением. Залежи газа представляют опасность для буровых установок, расположенных в водном пространстве, в частности, в Арктической зоне России. Сами по себе газовые залежи не представляют опасности, так как самопроизвольные выбросы газовых залежей в атмосферу случаются крайне редко. Но при бурении скважины может произойти вскрытие газовых карманов. В результате, происходит дальнейший прорыв газа к поверхности воды. Выбросы газа влекут за собой аварийные и катастрофические ситуации с гибелью буровых установок и судов, нередко вместе с членами экипажа. С целью понимания данных процессов, чтобы в дальнейшем уметь предотвращать подобные выбросы, проводится моделирование геологических сред, содержащих подобные залежи, на акватории Мирового океана.

В данной работе представлены результаты моделирования геологических газонасыщенных сред для Северных морей глубиной до 200-300 м. Получены графические результаты распространения газонасыщенных пород сквозь толщу многослойной геологической среды к поверхности водного пространства за 4 года. Представлены волновые отклики непосредственно от газовых карманов для 2-го, 3-го и 4-го года расчета, соответственно. Получены сейсмограммы разностей для моделей с газонасыщенными породами и без них с целью визуального отображения распространения газонасыщенных пород по всему пространству и, что самое главное, вверх к поверхности воды. Все расчеты проводились с помощью сеточно-характеристического метода [2].

Математическая модель. Для описания динамических процессов в геологических средах использовались уравнения линейной упругости (1), (2) и акустики (3), (4):

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} \upsilon = (\nabla \times \sigma)^T , \tag{1}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \sigma = \left(\rho c_p^{\,2} - 2\rho\rho_s^{\,2}\right)(\nabla \times \upsilon) I + \rho c_s^{\,2}\left(\nabla \otimes \upsilon + (\nabla \otimes \upsilon)^T\right), \tag{2}$$

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} \upsilon = -\nabla p , \tag{3}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} p = -\rho c^2 (\nabla \times \upsilon) \tag{4}$$

В (1), (2) υ - это скорость движения, σ - тензор напряжения Коши, ρ - плотность материала. В (3), (4) I - единичный тензор, t - время, p - давление, c - скорость звука в идеальной жидкости.

Во всех расчетах использовались следующие граничные условия. На верхней границе, границе вода-воздух, было установлено условие свободной границы. На боковых границах моделей и нижней границе использовалось не отражающее граничное условие (условие поглощения).

Для численного решения систем уравнений (1), (2) и (3), (4) использовался сеточно-характеристический метод [3] сквозного счета на структурированных сетках. Все представленные модели считались с помощью схемы Русанова.

Моделировалось распространение сейсмических волн в слоистой структуре грунта для двумерного и трехмерного случая. Основная модель для 1-го года расчета состояла из 9 геологических слоев: воды, ила, трех слоев влагонасыщенного песка, трех слоев глины, нефтесодержащего слоя. Модели для 2-го, 3-го и 4-го года расчета дополнительно включали в себя газовые карманы. Схематичное изображение модели для 2-го года расчета с 1 газовым карманом представлено на рис.1.

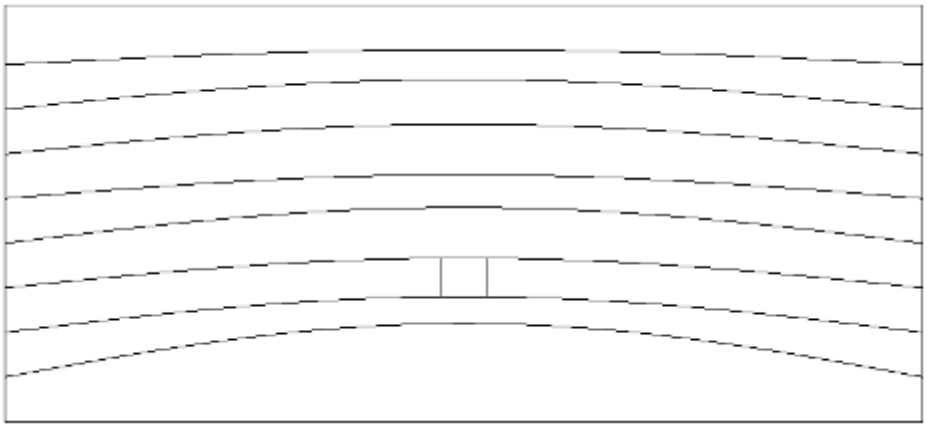


Рис.1. Схематичное изображение моделей для 2-го года расчета с 1 газовым карманом

Расчет всех четырех моделей проводился со следующими параметрами. Шаг по пространству равнялся 1 м. Ширина расчетной области составляла 16 млн. м^2. Шаг по времени равнялся 10^{-4} с. Всего было сделано 20 тыс. шагов по времени. Глубина слоя воды составляла 200 м. Глубина каждого из остальных восьми слоев равнялась 150 м. Воздействие осуществлялось с помощью одиночного источника импульса Рикера, который располагался на поверхности воды в центре расчетной области. 200 приемников сигнала было установлено на поверхности воды в центре расчетной области.

Результаты. В работе представлены результаты численного моделирования распространения сейсмических волн сквозь слоистую структуру грунта в моделях с газовыми карманами. Получены волновые отражения откликов от газовых карманов в зависимости от их местоположения относительно поверхности воды, сейсмограммы волновых откликов непосредственно от самих газовых карманов. Сейсмограммы на 4-й год расчета показали приближение газа к поверхности воды, что грозит выбросом газа в атмосферу. Результаты моделирования показывают хорошую согласованность с реальными исследованиями на акватории Мирового океана.

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-07-00233 а».

Литература

1. Bogoyavlensky V.I., Kazanin G.S., Kishankov A.V. [2018] Dangerous gas-saturated objects in the world ocean: the Laptev sea. Burenie i neft', 5.

2. Магомедов К.М., Холодов А.С. Сеточно-характеристические методы. Наука, М., 1988, 288 с.

3. Golubev V.I., Petrov I.B., Khokhlov N.I. [2013] Numerical simulation of seismic activity by the grid-characteristic method. Computational Mathematics and Mathematical Physics, 53(10), 1523-1533.

ЗНАЧЕНИЕ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГЛУБИННОГО ГЕНЕЗИСА

Страхов П.Н.[1], Сапожников А.Б.[2], Богданов О.А.[3]

1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Pavel.Strakhov@lukoil.com
2 – РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Aleksey.Sapozhnikov@lukoil.com
3 – ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг», г. Москва, Oleg.Bogdanov@lukoil.com

Существуют вопросы, которым, несмотря на их существенное значение, не уделяется должное внимание. Так сторонники органической гипотезы генерации нефти и газа практически игнорируют источник, определивший первичное появление на поверхности Земли громадного количество органического вещества (в том числе углеводородов), ставшего основой зарождения жизни. Очевидно, в данном случае не существует альтернативы механизму глубинной генерации рассматриваемого вида материи.

Отсюда следует другой вопрос – о способе эмиграции углеводородов из глубинных участков недр. Происходила ли она равномерно по всей поверхности земной коры или для этого требовалось создание специальных коридоров (вулканы, разломы, гейзеры и т.п.). Априорно второй вариант представляется наиболее предпочтительным.

В этом случае наряду с образованием залежей должны были создаваться благоприятные условия для попадания большей части углеводородов в атмосферу и гидросферу, определяя тем самым необходимость их утилизации. Особенно это должно было быть актуальным на начальных этапах формирования осадочного чехла планеты. Как известно, в это время осуществлялась наиболее активная вулканическая деятельность, при этом, скорее всего, осуществлялся дефицит ловушек углеводородного сырья. Определенную роль в сложившейся ситуации могли сыграть процессы окисления. Однако сложно представить, что такой способ доминировал при осуществлении рассматриваемой процедуры из-за необходимости использования больших объёмов свободного кислорода для обеспечения возможности развития жизни на Земле. Скорее всего, данная цель достигалась благодаря взаимодействию углеводородов и катионов солей (Ca2+, Mg2+ и т.п.), насыщающих морские воды, вследствие реализации ряда промежуточных реакций приводившей к образованию кристаллов карбонатных минералов [4]. Их рост, как правило, сопровождается захватом соответствующих органических соединений, что подтверждают результаты исследований хемогенной составляющей карбонатных пород. В составе кристаллов, слагающих рассматриваемый материал, присутствуют в качестве примеси углеводородные соединения [3]. Отметим, что после возникновения жизни на Земле, в принципе, могло произойти определенное расширение источников органического вещества, которое способствовало седиментации хемогенных карбонатных минералов.

В последующем карбонатные отложения подвергались воздействию процессов выщелачивания. Переход карбонатного материала в растворенное состояние сопровождался освобождением органического вещества, которое присутствовало в составе кристаллов. Карбонатный материал удалялся из системы, а молекулы органического вещества, в свою очередь, переходили в свободное состояние, определив, тем самым, начало миграции, и, следовательно, создание благоприятных условий для формирования залежей углеводородов.

Для эффективного применения рассматриваемой гипотезы необходимо определить время развития процессов выщелачивания. Одной из основных причин развития данных преобразований является реакция карбонатных отложений на локальное перераспределение горного давления [5]. В карбонатных отложениях, залегающих в зонах повышенного горного давления, начинается развитие процессов механического уплотнения, для успешной реализации которых необходимо удаление избыточного количества воды из системы пустот. В природных условиях, как правило, градиент давления не превышает пороговое значение, поэтому удаление соответствующих флюидов из уплотняющихся пустот будет происходить медленнее, чем это осуществляется в случаях, когда не

нарушается закон Дарси [1, 2]. Таким образом, внутри карбонатного массива будут находиться пустоты или системы пустот, в которых сравнительно долго существует относительно повышенное поровое давление, которое положительно влияет на растворимость карбонатных минералов [4, 6]. В результате в относительной близости друг от друга будут существовать растворы, имеющие различную концентрацию, поэтому благодаря диффузионным процессам произойдет перемещение карбонатного материала внутри пласта, который после попадания в область господства пониженных давлений перейдет в твердую фазу. В свою очередь, изменения характера дифференциации горного давления повлекут за собой перераспределение областей выщелачивания и, соответственно, рост яснокристаллических карбонатных кристаллов.

Таким образом, следует ожидать, что аномально высокая интенсивность развития процессов выщелачивания, транспортировки и осаждения карбонатных минералов по времени будет совпадать с периодом активизации тектонических движений. Именно в это же время происходят наиболее активное освобождение ранее законсервированного карбонатными породами углеводородного сырья и последующая его миграция.

Нами была выполнена вероятностная оценка масштабов перераспределения углеводородного сырья, в процессе которого использовались карбонатные отложения. Расчеты сделаны для карбонатных толщ, залегающих в районе расположения месторождения Карачаганак, Нюрольской впадины, Анабаро-Хатангской седловины и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рисунок 1).

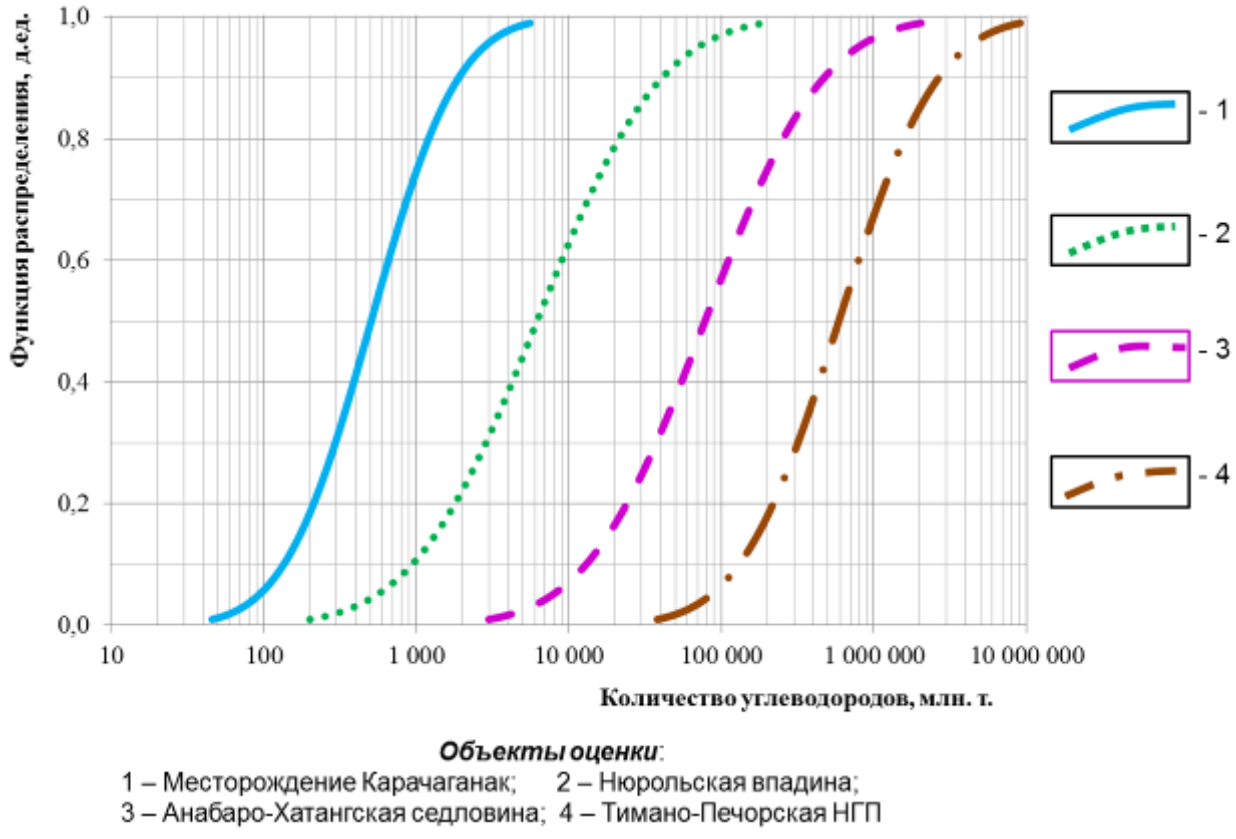


Рис.1. Вероятностная оценка количества углеводородов, которые были утилизированы, сохранены карбонатными отложениями и в последующем транспортированы в резервуары.

Проведенная оценка показывает, что карбонатные отложения могут играть существенную роль в процессе перераспределения углеводородного сырья. В целом, предлагаемая схема утилизации, хранения и последующей транспортировки углеводородного сырья в природные резервуары позволяет, в ряде случаев, расширить

ареол поиска залежей нефти и газа. Первичное распространение углеводородного сырья по площади бассейна осадконакопления, очевидно, осуществлялось в пределах бассейна осадконакопления еще на стадии седиментогенеза. При этом первоначальный источник углеводородного сырья мог занимать очень маленькую площадь.

Литература

1. Арье А.Г. Особенности движения подземных вод нефтегазоносных бассейнов в свете геофлюидодинамики медленных потоков. / Геология нефти и газа, N 11, 1995, С. 33-39.
2. Арье А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод. М., Недра, 1984. 101 с.
3. Горадзе Г.Н., В.И., Тихомиров Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана / Нефтехимия, том 47 №3, 2007. С. 1-11.
4. Риббе П.Х Карбонаты: минералогия и химия. Риббе П.Х, Ридер Р.Дж., Голдсмит Дж.Р., Эссен Э.Дж., Макензи Ф.Т., Бишофф У.Д., Бишоп Ф.К., Лойенс М., Шунмейкер Я., Уолласт Р., Спир Дж.А., Карлсон У.Д., Морзе Дж.У., Фейцер Я., Венк Х.-Р., Барбер Д.Дж. М., Мир, 1987. 496 с.
5. Страхов П.Н. Формирование каверно-порового пространства в карбонатных отложениях. М., Информационно-внедренческий центр «Маркетинг», 2005, 76 с.
6. Файф У., Прайс Н., Томпсон А. Флюиды в земной коре. М., Мир, 1981. 434 с.

МЕХАНИЗМ МИГРАЦИИ ГЛУБИННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Сухарев А.И.[1], Ревинский Ю.А.[2]
1 – ЮФУ, Ростов-на-Дону, e-mail: a_sukharev59@mail.ru
2 – ЮФУ, Ростов-на-Дону, e-mail: yarevinskiy@sfedu.ru

Понимание механизма миграции глубинных углеводородов лежит в плоскости осознания того факта, что как зона их генерации, так и пути миграции характеризуются активной геодинамикой, изменяющаяся в пространстве и во времени. Основу динамики глубинных процессов закладывают конвекционные мантийные потоки, внедрение которых в литосферу приводит к глубокой трансформации слагающих ее породных комплексов, что в свою очередь генерирует дополнительную серию флюидов различных типов и составов. При этом их компоненты в изменяющихся ТБХ-условиях трансформируются, взаимодействуют друг с другом, при определенных условиях гомогенизируются или расслаиваются, консервируются. Примером консервации глубинных флюидов являются эффузивно-пирокластические отложения современного вулканизма. Исследования состава газов собственно из силикатного расплава и продуктов экстракции из пирокластики кроме стандартного набора компонентов флюида показали наличие метана и других углеводородов [1]. На совещании ИГ Коми НЦ УрО РАН в г. Сыктывкар в 2011 году был заслушан доклад, где отмечалось, что «*в вакуолях исландских миндалекаменных базальтов зафиксированы обильные выпоты углеводородов*». Все это указывает на то, что глубинные углеводороды, претерпевая различные многочисленные трансформации за время своего движения в верхние горизонты литосферы, не образуют монокомпонентного флюида. Безусловно, это утверждение требует тщательного обсуждения, на том основании, что если не решить эту задачу, то можно скатиться в другую от «*органической теории*» крайность: признание «*природных нефтепроводов из мантии*» и с энтузиазмом начать разрабатывать методики их поиска.

Исходя из вышесказанного, понять механизм миграции глубинных углеводородов возможно только сформулировав методологию прогноза состояния системы «порода-флюид» на различных уровнях разреза - от верхней мантии до верхних горизонтов литосферы и характера физико-химического их взаимодействия с флюидами другого типа и состава. Для решения этой задачи следует акцентировать внимание на исследовании тектонофаций и фаций метаморфизма, объясняющих физико-механическое состояние и изменение геохимии породных комплексов литосферы на различных ее уровнях.

Вначале следует рассмотреть общие представления о тектонофициях, сформулированные по результатам анализа особенностей деформации различных породных комплексов, находящиеся на различных этапах трансформации в условиях ката- и метагенеза (далее метаморфизма) [2]. Особое внимание уделялось фактам наложения деструктивных процессов, развивающихся по одним и тем же породам, находящимся на различных горизонтах литосферы, выведенные туда последовательной серией этапов тектонической активности. То, что это имеет место и в разрезах нефтегазоносных бассейнов, в частности Западной Сибири, указывают результаты исследования радиологического возраста магматических комплексов данного региона и его четкая корреляция с региональными стратиграфическими горизонтами, маркирующие этапы изменений условий осадконакопления [7].

В первом приближении выделяются три тектоно-фациальных зоны (сверху вниз): эпи-, мезо- и катазона [2]. В силу различий физико-механических свойств пород и их реакции на деформации на различных уровнях литосферы, границы между выделенными зонами условные. Эпизона выделяется в границах распространения нелитифицированных отложений, характеризуется отсутствием разрывных нарушений, складками облекания и другими структурно-текстурными особенностями терригенно-осадочных отложений, незатронутых стадией диагенеза. Переход в мезозону фиксируется по появлению трещин кливажа. Мезозона включает в себя литифицированные породные комплексы, способные фиксировать зоны деструктивных деформаций.

Особый интерес представляет катазона, объединяющая породные комплексы глубокой степени метаморфизма, физико-механическое состояние которых соответствует той стадии, когда все типы деструкции выражаются в виде пластичных деформаций, вязкость которых снижается при приближении к границе верхней мантии. Характерным примером являются мигматиты. Одна из версий объясняет их происхождение следующим образом. Порода, находящаяся в жестких PT-условиях, претерпевшая деформацию с признаками дилатации. В зоне деструкции переходит в состояние силикатного флюида – расплава. Если в эту зону попадают углеводороды, то силикатный расплав, растворив их в себе, становится транспортёром. В зависимости от уровня активизации недр, расплав или кристаллизуется на месте, образуя специфические структурно-текстурные элементы породы - мигматиты, или, при больших объёмах расплава, внедряясь в верхние горизонты литосферы, образует интрузии. В случае выхода на поверхность - толщи эффузивно-пирокластических отложений. При этом судьба растворенных углеводородов зависит от условий кристаллизации этого силикатного флюида.

В системе «порода-флюид» все взаимосвязано и в случае, если PTX-условия меняются, включается механизм, который должен привести систему к новому равновесию. При повышении температуры и давления глины трансформируются в аргиллит, далее в филлит, кристаллический сланец, эклогит. Изменения начинаются с уплотнения осадка и далее до кристаллохимической трансформации исходных, а затем и новообразованных минералов. На первом этапе выводится свободная вода, затем связанная, далее катионы типа натрия и калия. В более жестких PT-условиях из системы выходят кальций, алюминий и железо. При трансформации одной молекулы роговой обманки $[Si_4O_{11}]_2$ при переходе от амфиболитовой фации к гранулитовой формируется две молекулы ромбического пироксена $[Si_2O_6]$ и пять молекул свободного кремнезёма $[SiO_2]$. Исследования показали, что в условиях эклогитовой фации в пироксенах магний замещает железо, кроме того из системы выводится кальций. При определенных условиях эти элементы утилизируются при кристаллизации гранатов, которые отмечаются в ассоциации с пироксенами в эклогитах, но основная масса кальция, алюминия и железа выводится из системы. Так, в Восточно-Сахалинских и в Восточно-Шмидтовских горах аргиллитовую толщу набильской серии (K_{1-2}nb) и отложения орлинской свита (J_3-K_1or) соответственно в зоне развития фрагментов офиолитового пояса Сахалина прорваны карбонатными и силицитовыми дайками и штоками, контролируемые Восточно-Сахалинский разлом. Мощность деструктивных тел варьирует от полуметра до десятков и сотен метров. Центрально-Сахалинский разлом контролирует лимонит-гетитовый линейный штокверк, пронизывающий разрез, включая сертунайскую свиту (N_{1-2}sr) на юге и нутовскую (N_{1-2}nt) – ее аналог, на севере острова.

Подобный комплекс отложений слагает турон-маастрихтский разрез Северо-Тазовской впадины Большехетской синеклизы на севере Западной Сибири. Здесь подобные отложения фиксируют позднеюрский этап активизации глубинных процессов [5]. Первые признаки развития данного этапа маркируются базальным пластом песчаников, датируемых верхами верхнего бата и фиксирующие начало общебореальной трансгрессии [4]. Данный пласт нечётко различается на каротажных диаграммах от пласта $Ю_2$ в кровле малышевского горизонта, выделяется в качестве пахомовской пачки и идентифицируется как $Ю_2^0$ [4]. Активная фаза позднеюрского этапа маркируется отложениями гидротермально-эксгаляционного типа фосфорит-карбонатного, кремнисто-карбонатного и собственно карбонатного и силицитового состава, часто насыщенные окаменелым битумом. Комплекс характеризуется литогеохимической зональностью карбонатов от превалирования анкеритового компонента в васюганской свите до существенно кальцитового в георгиевской. Силициты, примеси фосфора, магния и марганца характерны для георгиевской и баженовской свит.

В обязательный комплекс исследования керна входило его фотографирование в ультрафиолетовом спектре, что позволило диагностировать часть карбонатных, кремнистых и фосфатных отложений как нефтенасыщенные. Термобарогеохимические исследования подтвердили эти предположения [6].

Следующим этапом исследований было определить позицию углеводородов в системе «порода-флюид» на минеральном уровне. С этой целью были исследованы темно-бурые и

светло-серые кальциты из зональных прожилков в известняках и собственно известняки георгиевской свиты и кремнисто-карбонатные отложения баженовской свиты.

Термический анализ георгиевского известняка (рис. 1) показал, что в момент разложения карбонатов, фиксируемый по выделению CO_2(1), отмечается выделение серии углеводородных газов: CH_4(2), CH(3), C_2H_2(4), C_2H_4(5). В первом приближении с отмеченной группой газов синхронизируется и SO_2(7). Не синхронизируется с ними график выделения H_2O(6). Аналогичные результаты были получены и в процессе анализа темно-бурого и светло-серого кальцита из прожилков в исследуемом известняке. Кроме того, во всех трех пробах отмечено незначительное количество OH, синхронизирующееся с H_2O.

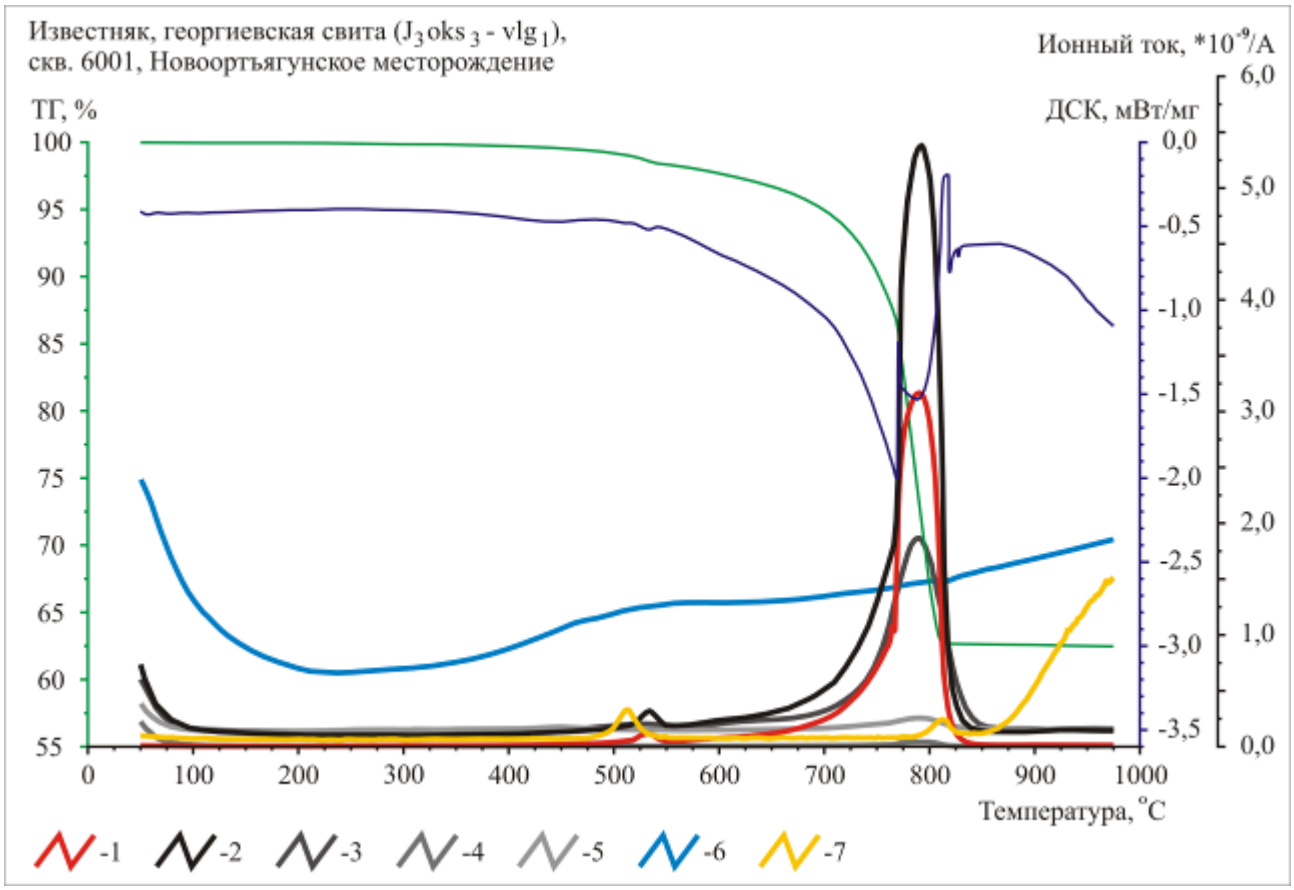


Рис. 1. Термический анализ георгиевского известняка

Флюид из баженовской кремнисто-карбонатной породы состоит из большего числа компонентов, чем георгиевские (рис.2).

Добавились C_2H_6(8) и H_2S(9), график выделения которых не синхронизируется с CO_2. Исследования баженовской пробы в отличие от георгиевских показали отсутствие синхронизации CO_2 с C_2H_2(4) и C_2H_4(5).

Синхронизация графиков выделения CO_2 и CH_4 позволяет сделать вывод, что углеводороды входит в структуру кристаллической решетки карбоната. Данные о размерах элементарной ячейки кристаллической решетки карбонатов и размер молекулы метана укладываются в данное утверждение. Кроме того, следует добавить, что молекула метана при повышении давления способна сжиматься.

Объяснить данный симбиоз можно только с позиции гомогенизации карбонатного флюида с углеводородным, развитие которого возможно только при высоких PT-параметрах в системе.

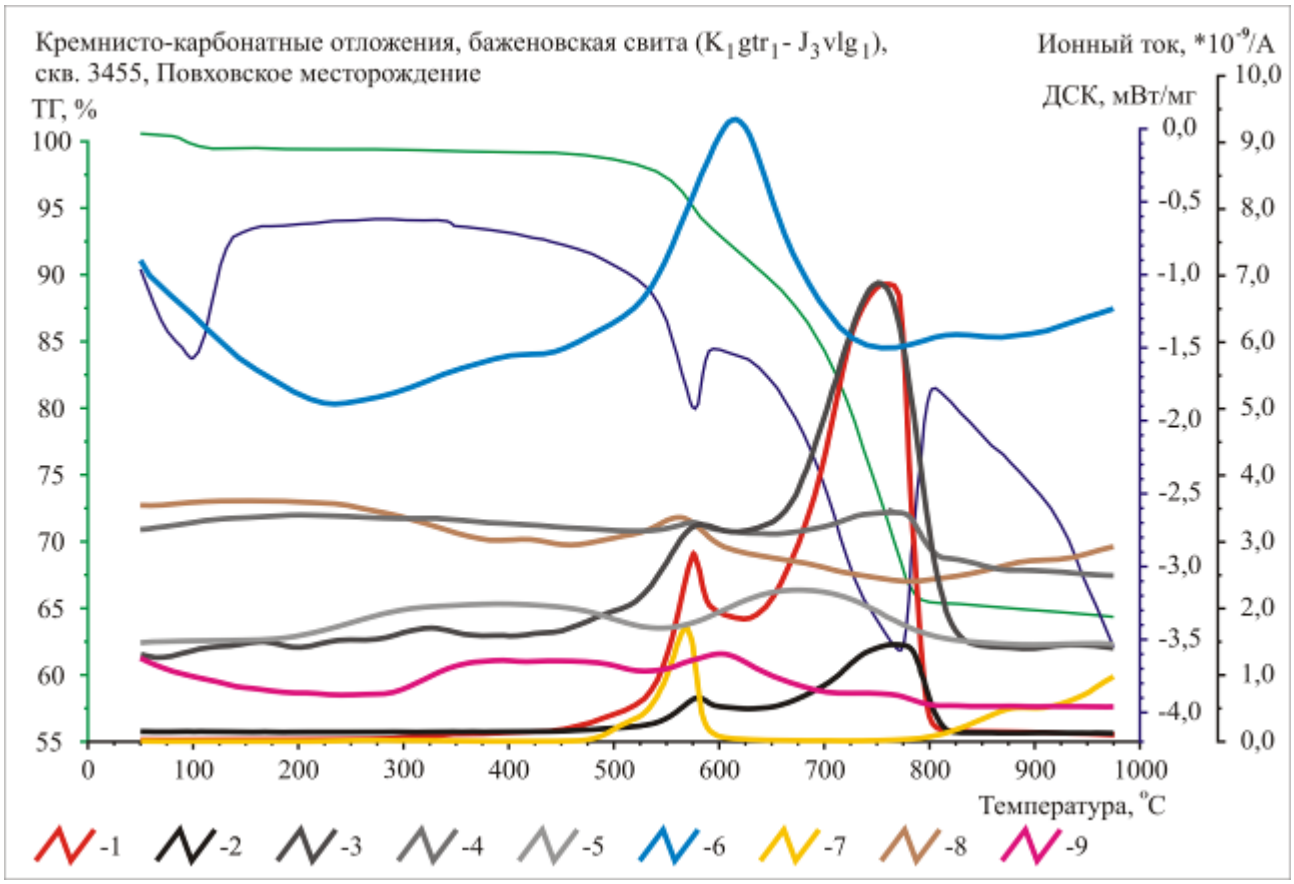


Рис. 2. Термический анализ баженовской кремнисто-карбонатной породы

А если сопоставить этапы перераспределения основных петрохимических окислов в зависимости от фаций метаморфизма, то можно с определенной долей вероятности утверждать, что углеводородный флюид уже был сгенерирован и гомогенизировался с карбонатным флюидом в условиях эклогитовой фации метаморфизма. Не синхронное выделение H_2O и OH относительно CO_2 и CH_4 также можно объяснить с позиции регионального метаморфизма: данные компоненты флюида выводятся из кристаллической структуры минералов еще в условиях ранних фаций метаморфизма.

Дальнейшая судьба растворенных углеводородов зависит от условий разделения гомогенного флюида на компоненты и их консервации. Возможна консервация флюида в породообразующих минералах магматического комплекса или в новообразованиях, таких как рудные тела в зоне его контакта с вмещающими породами. Например, при проведении геологоразведочных работ на золоторудном месторождении Джамгыр в западном Тянь-Шане в рудных минералах зафиксирован CH_4 и C_2H_4. Следует отметить, что углеводороды зафиксированы только в предрудную и рудную стадию, а также в черных карбонатах рудного штокверка. Многообразие процессов разрушения породных комплексов, например диавторез в региональном метаморфизме или метасоматоз, определяют многообразие путей приобретения законсервированными углеводородами статуса свободного флюида.

Выводы

1. Поведение глубинных углеводородов в системе «порода-флюид» при их движении из зоны генерации в верхние горизонты литосферы следует моделировать с позиции тектонофаций и фаций регионального метаморфизма.
2. Глубинные углеводороды транспортируются в верхние горизонты литосферы в виде многокомпонентного гомогенного флюида.

3. В процессе кристаллизации основных компонентов глубинного флюида: силикатного расплава, кальциевого, кремнистого, фосфатного или других компонентов; формируются породы-носители.

4. Высвобождение законсервированных в породах-носителях углеводородов осуществляется в процессе развития эндогенных процессов, таких как диавторез, метасоматоз и другие.

Литература

1. Мархинин Е.К. Вулканизм // Москва. Изд. «Недр». 1985. 287 с.
2. Паталаха Е.И. Тектоно-фациальный анализ // Москва. Изд-во «Недра». 1985. 169 стр.
3. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений. // Новосибирск. Изд-во СНИИГГиМС. 2009. С. 54-65.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири // Новосибирск. Объяснительная записка. Изд-во СНИИГГиМС. 2004. 113 с.
5. Сухарев А.И. Признаки гидротермально-эксгаляционных процессов в верхнемеловых Знания из области МГРИ-РГГРУ. Материалы VIII научных чтений «Проблемы региональной геологии Северной Евразии». 2012. С. 81-84.
6. Сухарев А.И. Углеводородная специализация глубинных флюидов (Западная Сибирь) // Москва. ЦГЭ. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти, 4-е Кудрявцевских чтений. 2015.
7. Федоров Ю.Н., Криночкин В.Г., Иванов К.С. Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы (по данным K-Ar метода датирования) - М. Доклад АН. 2004, том 397, № 2. С. 239-242.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОСМИЧЕСКИХ ТЕЛ СОЛНЕЧНОЙ СИСТЕМЫ

Тимофеев Д.Н.
ООО фирма "Космическая Технология" г. Железногорск. Россия.
E-mail timofeev.dmitriyy@rambler.ru

Подобие развития планет и Солнца

Гипотеза 101

Солнце и планеты Солнечной системы имеют сходства, как по своему составу, так и по этапам своего развития. После нейтронного взрыва составы образовавшихся космических тел были подобны, но несколько отличались более высоким содержанием легких элементов на планетах с большим удалением их от Солнца. Такое отличие получилось в результате разгона более легких атомов излучением взрыва, подобного солнечному ветру, придающего им большие скорости разлета.

Другим изначальным отличием являлась разная стартовая температура космических тел. Собирающиеся планеты, более близкие к зарождающемуся Солнцу, изначально имели температуру как внутри, так и снаружи значительно более высокую, чем удаленные. Третьим отличием стала разная масса сформировавшихся тел, что определяло скорости их дальнейшего преобразования и возможность их трансформаций. Имея разные изначальные стартовые условия, космические тела Солнечной системы проходили почти одни и те же изменения, но с разной интенсивностью, и пришли к разному состоянию к настоящему моменту.

Основными этапами изменения космических тел Солнечной системы явились следующие:

– период собирания космических тел;
– разогрев и сепарация внутренних сфер космических тел;
– переход в газообразное состояние ядер космических тел с разделением их на слои атомов;
– тепловые цепные реакции деления урана в ядрах космических тел;
– поднятие силановой нефти и образование коры космических тел (на планетах);
– полное разложение мантии и коры в газообразное состояние;
– протекание взрывных цепных ядерных реакций в ядрах космических тел;
– ионизация ядер до вещества белых карликов;
– зарождение ядра из нейтронного вещества (для Солнца).

Разные космические тела Солнечной системы проходят свой путь по цепи этих преобразований, и каждое находится на своем собственном этапе развития.

Современный этап развития космического тела можно оценить в какой-то степени по средней плотности их вещества и удаления их от Солнца (табл. 1) [2].

Предполагаемые пути преобразований внутренних состояний, по которым прошли космические тела, показаны на рис. 1.

Учитывая подобия процессов можно с уверенностью считать, что на близких по характеристикам к Земле космических телах – Плутоне, Марсе, Венере, Луне, а возможно и крупных спутниках – Ио, Ганимед, Каллисто, Тефея, Япет, есть вода, углеводороды, силикатные породы и руды металлов.

Знания общих закономерностей развития космических тел могут быть в будущем полезны для поисков и добычи полезных ископаемых, как на Земле, так и на других космических телах Солнечной системы.

Нынешние состояние, причины по которым космические тела в этих состояниях находятся, следующие.

Таблица 1. Некоторые характеристики космических тел Солнечной системы

Космическое тело	Диаметр км	Плотность г/см3	Расстояние от Солнца млн. км.
Солнце	1392000	1.41	-
Меркурий	4840	5.48	57.9
Венера	12400	4.86	108.1
Земля	12756	5.52	149.6
Луна	3476	3.33	149.6
Марс	6800	3.92	227.8
Юпитер	143640	1.31	777.8
Сатурн	120500	0.68	1426.1
Уран	53400	0.09	2869.1
Нептун	49600	1.61	4495.6
Плутон	13000	>5?	5947.0

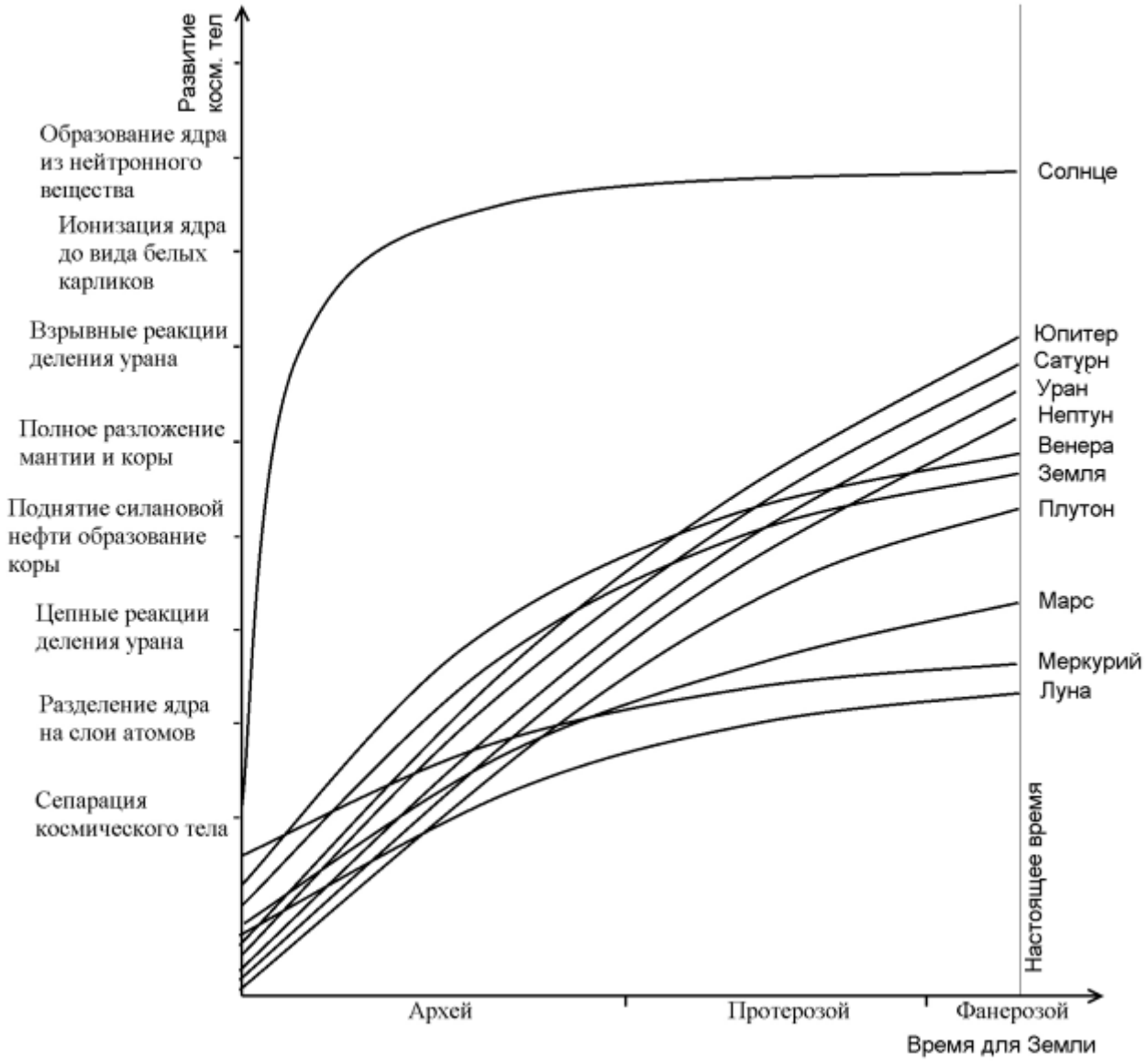


Рис. 1. Развитие космических тел Солнечной системы

Современное состояние Солнца

Гипотеза 102

Благодаря большой энергии ударов от падения собираемой массы, Солнце сразу при его скоплении получило высокую температуру, а вещества его перешли в атомарное газообразное состояние. Из-за высокой гравитации быстро шла сепарация по изотопам, и началась ядерная реакция в слое U^{235} сначала в тепловыделяющей фазе, затем очень скоро во взрывной фазе. Эта реакция продолжается в настоящее время, в большой степени обеспечивая выделение тепла, света и солнечного ветра в космическое пространство. Повышение температуры привело к образованию ядра солнца из вещества с высокой степенью ионизации (вещества белых карликов), внутри которого начинается образование суперядра из нейтронного вещества. В составе Солнца содержание тяжелых элементов изначально было выше, чем в планетах, но из-за интенсивных реакций цепного распада ядер процентное содержание урана уменьшилось, а содержание элементов осколков деления возросло. Малая средняя плотность Солнца показывает, что большая часть его газообразного вещества сильно разогрета, что приводит к малой плотности его веществ как по закону Менделеева–Клапейрона, так и из-за высокого давления фотонного газа.

Современное состояние Меркурия

Гипотеза 103

Малая масса Меркурия сдерживает все протекающие процессы, поэтому его развитие находится в начальной стадии, несмотря на то, что изначально его вещество собралось из горячих частиц, что сократило период сепарации пород. Небольшое ядро планеты уже образовалось, но температура его поднимается медленно из-за отсутствия цепных реакций деления U^{235}, дающих большую энергию. Такие реакции не происходят, поскольку малая гравитация не доводит степень сепарации урана U^{235}до того уровня концентраций, когда они начнутся. Концентрация тяжелых элементов в Меркурии высокая, но средняя плотность небольшая из-за малой гравитации, слабо сжимающей вещество мантии и малого размера ядра.

Современное состояние Венеры

Гипотеза 104

Изначально вещество Венеры собралось из достаточно горячих частиц, что сократило период сепарации пород. Кроме того, ускорению процессов развития способствовало большое содержание тяжелых элементов, в том числе урана и тория, что ускоряло разогрев планеты и способствовало более интенсивному выделению энергии в ядре. Высокая начальная температура и большое содержание урана привели к более интенсивному развитию Венеры, чем развивалась Земля. Из-за этого процесс распада мантии Венеры зашел дальше, мантия стала тоньше, чем земная, а ядро больше. Возможно, оно поглотило уже ряд геосфер – пород серы, меди, кобальта, марганца, вплоть до железа. Это способствовало выходу соединений серы в виде серной кислоты в атмосферу Венеры. Поскольку преобразования Венеры зашли дальше, чем у Земли, температура внутренних сфер выше, чему способствовало и более близкое расстояние от Солнца. По этой причине средняя плотность вещества Венеры несколько меньше, чем у Земли. Этому также способствует меньшая ее масса, дающая меньшую гравитацию, а следовательно, меньшее уплотнение веществ.

Современное состояние Земли

Гипотеза 105

Из-за более высокой орбиты Земли, чем у Венеры, начальная температура глубинных пород Земли оказалась ниже, что задержало ее на более ранней стадии развития. Масса

Земли несколько больше, чем у Венеры, что должно несколько ускорять процессы сепарации, но содержание урана меньше из-за более высокой орбиты. В результате сложения этих факторов реально Земля находится на более ранней стадии развития, чем Венера. Это представление совпадает с большей средней плотностью ее вещества. Ядро Земли менее разогрето, а дегазация глубинных пород прошла в меньшей степени. В результате атмосфера Земли более разрежена и не насыщена серой. В определенной степени состояние на Земле – это прошлое состояние Венеры, где, вероятно, ранее были океаны, а возможно и существовала жизнь. То, что сейчас мы наблюдаем на Венере, ждет Землю в будущем, через несколько сот миллионов лет.

Современное состояние Луны

Гипотеза 106

Расстояние от Луны до Солнца можно считать таким же, как и у Земли, что определяет одинаковый их состав, за исключением того, что из-за малой массы Луна не удерживает элементы атмосферы. Малая масса определяет и малую скорость сепарации на Луне, что делает ее развитие значительно более медленным, чем у Земли. Вероятно, цепные реакции деления урана на Луне невозможны из-за малой гравитации, которая не доводит степени сепарации урана U^{235}до нужного уровня. Но реакции естественного распада радиоактивных элементов проходят, что разогревает ядро и позволяет рассчитывать на образование некоторого количества силановой нефти, что предполагает наличие на Луне воды и углеводородов. Малая средняя плотность вещества Луны диктуется малой величиной гравитации, что приводит к химическому составу ее пород в виде более легких соединений, а кристаллических веществ в менее плотных полиморфных формах. Не исключена большая пористость веществ Луны. Наличие большого числа пещер и подземных полостей из-за меньших нагрузок на их своды. Можно отметить, что любые горные работы на Луне будет проводить намного проще из-за меньшего веса извлекаемой породы, а глубины выработок могут быть намного больше, чем на Земле из-за меньшего литостатического давления. Такие выработки можно заполнить воздухом и обеспечить там условия для жизни, близкие к земным. При этом нормальное земное атмосферное давление, которое будет держать свод полости своим весом, будет всего в 20 метрах от поверхности, где, вероятно, и будут развернуты помещения лунных баз.

Современное состояние Марса

Гипотеза 107

Из-за более высокой орбиты Марса, чем у Земли, начальная температура глубинных пород оказалась ниже, что задержало его на более ранней стадии развития. Масса Марса существенно меньше, чем у Земли, что соответствует меньшей скорости процессов сепарации. Содержание урана меньше из-за большей удаленности Марса от Солнца. В результате сложения этих факторов Марс находится на более ранней стадии развития, чем Земля. В будущем на Марсе пройдут процессы, которые на Земле прошли миллионы лет назад. Увеличится и дополнительно разогреется его ядро, из глубин мантии Марса начнется массовое поднятие силановой нефти. Произойдет выход больших объемов ювенильных вод и газов атмосферы. Не исключено, что со временем на Марсе возникнет жизнь. Появятся залежи углеводородов, руд и угля. Все это может произойти через несколько сотен миллионов лет, и будет существенно отличаться от земной природы из-за меньших размеров Марса. В настоящее время плотность пород Марса меньше, чем у Земли, вероятно из-за меньшей гравитации и, в какой-то степени, меньшего количества тяжелых элементов из-за более высокой орбиты, чем у Земли.

Современное состояние планет-гигантов: Юпитера, Сатурна, Урана, Нептуна

Гипотеза 108

Эти планеты отличаются от остальных в первую очередь большей массой, что создает в них условия для больших скоростей сепарации, а следовательно, ускоренному развитию всех процессов по существующему единому для всех планет программно-временному механизму. Это привело к мощному протеканию в них цепных ядерных реакций, значительному разогреву их ядер, полному разложению мантий и полной дегазации всех летучих веществ из объема планет. В результате этих процессов образовались мощные газовые слои атмосфер планет. Известно, что эти планеты излучают тепла больше, чем получают от Солнца. Так, излучение Юпитера превышает количество тепла, получаемого от Солнца в 2.7 раза. Малая средняя плотность планет-гигантов показывает, что большая часть их газообразного вещества сильно разогрета, что приводит к малой плотности как по закону Менделеева–Клапейрона, так и из-за высокого давления фотонного газа. Таким образом, их малая плотность совсем не определяется их составом из водорода, как считалось прежде, учеными прошлого века, а связана с их высокой температурой и газообразным состоянием составляющих их веществ. Практически вся вырабатываемая ядерными реакциями тепловая энергия расходуется внутри планет на разогрев и ионизацию их веществ. Из-за тепловой изолированности внутренних сфер лишь незначительная часть тепловой энергии расходуется на излучение планетами. Планеты имеют некоторую разницу в их составах. Состав элементов планет близок к составу элементов Земли, но несколько смещен в сторону большего количества легких элементов из-за большего удаления их от Солнца. Высокая температура этих планет обеспечивает состояние практически всех их объемов в газовой фазе. Толстые, малопроницаемые для тепла верхние сферы, состоящие из элементов, способных находится в состоянии газа при низких температурах, обеспечивают температурную изоляцию ниже лежащих сфер, где температуры значительно выше, что обеспечивает газообразное состояние их веществ, которые на Земле находятся в состоянии твердых пород. В дальнейшем температуры этих планет будут еще возрастать, а размеры увеличиваться.

Современное состояние Плутона

Гипотеза 109

Близкие массы Плутона и Земли дают основание предполагать схожие истории их развития и примерно одинаковые состояния глубинных сфер на настоящий момент. Действительно, размеры и плотности их достаточно близки. Реально Плутон на стартовом этапе имел намного более низкую температуру исходных веществ, что удлиняло период начальной сепарации. Намного большая удаленность от Солнца, чем у Земли показывает, что в составе Плутона меньше тяжелых элементов, в том числе урана и тория, которые приводят к поднятию температуры и ускорению процессов развития. По этой причине ядро Плутона, очевидно, меньше, чем у Земли, и имеет не столь высокую температуру. Такое отличие может несколько нивелироваться большим содержанием калия, изотоп которого K^{40} распадается с выделением тепла. Это тепло может выделяться в настоящее время в поверхностной сфере планеты. Наличие на Плутоне ядерных реакций подтверждается тем, что он также излучает тепло в космическое пространство, больше, чем получает от Солнца, но плотность, несмотря на эти факторы, меньше, чем у Земли, что, вероятнее всего, связано с большим количеством легких элементов в его составе.

Современное состояние малых космических тел Солнечной системы

Гипотеза 110

Малые космические тела Солнечной системы – астероиды, малые спутники планет, кометы – подчиняются тем же законам, что и крупные тела. Относительно большая потеря тепла по причине их малых размеров не дает им разогреться от радиоактивного распада

изотопов до температур, при которых происходит переход веществ в пластичное состояние. По этой причине, а также из-за малой гравитации, сепарация в них исключена, а следовательно, нет никакой разницы в составах снаружи или внутри тел. Таким образом, поверхностное вещество таких небольших космических тел будет однозначно иметь повышенное содержание тяжелых элементов, по сравнению с породами поверхностей планет, которые обеднены тяжелыми элементами вследствие сепарации. Это касается тех тел, которые собрались в Солнечной системе из веществ изначального нейтронного взрыва, образовавшего Солнечную систему, что отличает их от вторичных тел, рожденных при ударах метеоритов о планеты и их спутники. К таким реликтовым малым космическим телам, возможно, относятся астероиды на орбитах между Марсом и Юпитером, кометы, вещество колец Сатурна, спутники Марса.

Литература

1. Тимофеев Д.Н. Природа космических тел Солнечной системы. Красноярск «Город». 2018. 227 с.
2. Солодов А.В. Инженерный справочник по космической технике. Военное издательство министерства обороны СССР. М. 1977. 430 с.

ОБЩИЙ ФОН ПРОВЕДЕНИЯ VI КУДРЯВЦЕВСКИХ ЧТЕНИЙ (КЧ-2018): СОСТОЯНИЕ ТЭК РОССИИ И ОФИЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩЕЙ НАПРАВЛЕНИЯ ГРР В СТРАНЕ

Тимурзиев А.И.
АО «ЦГЭ», E-mail: aitimurziev@cge.ru

В статье приводятся основные положения (тезисы) пленарного доклада, сделанного Председателем Оргкомитета Кудрявцевских Чтений (КЧ) – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа на открытии 6-х КЧ 22 октября 2018 года [9].

I. РОЛЬ ТЭК В ЭКОНОМИКЕ СТРАНЫ И ФАКТОРЫ РОСТА ДОБЫЧИ НЕФТИ

По итогам 2017 г. ТЭК России сохранил ключевую роль в экономике страны. В 2017 г. доля ТЭК в ВВП составила более 22,5%, доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете – почти 40%, а в экспорте – около 59%.

Добыча нефти и газоконденсата в России в 2017 г. сократилась на 0,1% по сравнению с уровнем 2016 г. и составила 546,8 млн. тн. Как известно, в 2016 г. в РФ был достигнут исторический максимум добычи нефти в объеме 547,5 млн. тн. При этом рост добычи нефти был обеспечен не вводом в эксплуатацию новых месторождений, как это может показаться на первый взгляд, а банальным приростом объёмов проходки эксплуатационного бурения (за 2015-2016 гг. прирост составил 23,2%). Рост добычи нефти за эти же два года составил лишь 3,8%. По данным RPI Research проходка эксплуатационным бурением составила в 2017 г. 27,6 млн. м, что на 11,2% больше, чем в 2016 году. За счет роста эксплуатационного бурения нефтяные компании (НК) стремились поддержать уровень добычи нефти на фоне истощения запасов традиционных месторождений.

Таким образом, добыча нефти в России поддерживается в последние годы главным образом за счет ежегодного непропорционального увеличения объемов эксплуатационного бурения (процент роста эксплуатационного бурения к проценту прироста добычи варьирует в диапазоне от 10 до 100). Как видим, в 2017 г. сохранение текущего уровня добычи нефти далось за счет увеличения на 11,2% объемов эксплуатационного бурения.

В подтверждение сказанного, рассмотрим по данным ЦДУ ТЭК динамику приростов показателей среднесуточной добыча нефти и эксплуатационного бурения по России за пятилетие (2014-2018 гг.) осредненно на апрель месяц [10].

В соответствие с приведенной статистикой (рис.1), если среднесуточная добыча нефти за этот период выросла на 4,1%, то проходка эксплуатационного бурения выросла на 32,6%, а с учетом разведочного бурения этот рост составил 33,2% (превышение прироста в 8 раз).

Таким образом, прирост среднесуточной добычи нефти за период 2014-2018 гг. обеспечивался почти кратным ростом объемов эксплуатационного и разведочного бурения, а никак ни приростом запасов и вводом в разработку новых месторождений. Налицо затратный (экстенсивный, за счет вовлечения в производство дополнительных ресурсов) путь развития ТЭК страны, Не вызывает сомнений, что продолжение этой тенденции приведёт в обозримой перспективе к росту эксплуатационных затрат, несопоставимых с рыночной стоимостью добываемой нефти и, как следствие, к снижению количества рентабельных запасов, числящихся на госбалансе.

В тоже время, известно, что в стране происходит неуклонное ухудшение качества и истощение ресурсной базы страны. Доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в балансе разведанных запасов составляла 62% в 2011 г. и достигла 75% в 2017 г.) при отсутствии сколь либо значимых открытий за прошедшие 30 лет и отстраненности государства от проблемы ВМСБ, что со всей наглядностью демонстрирует неуклонное снижение объемов бюджетного финансирования ГРР в стране.

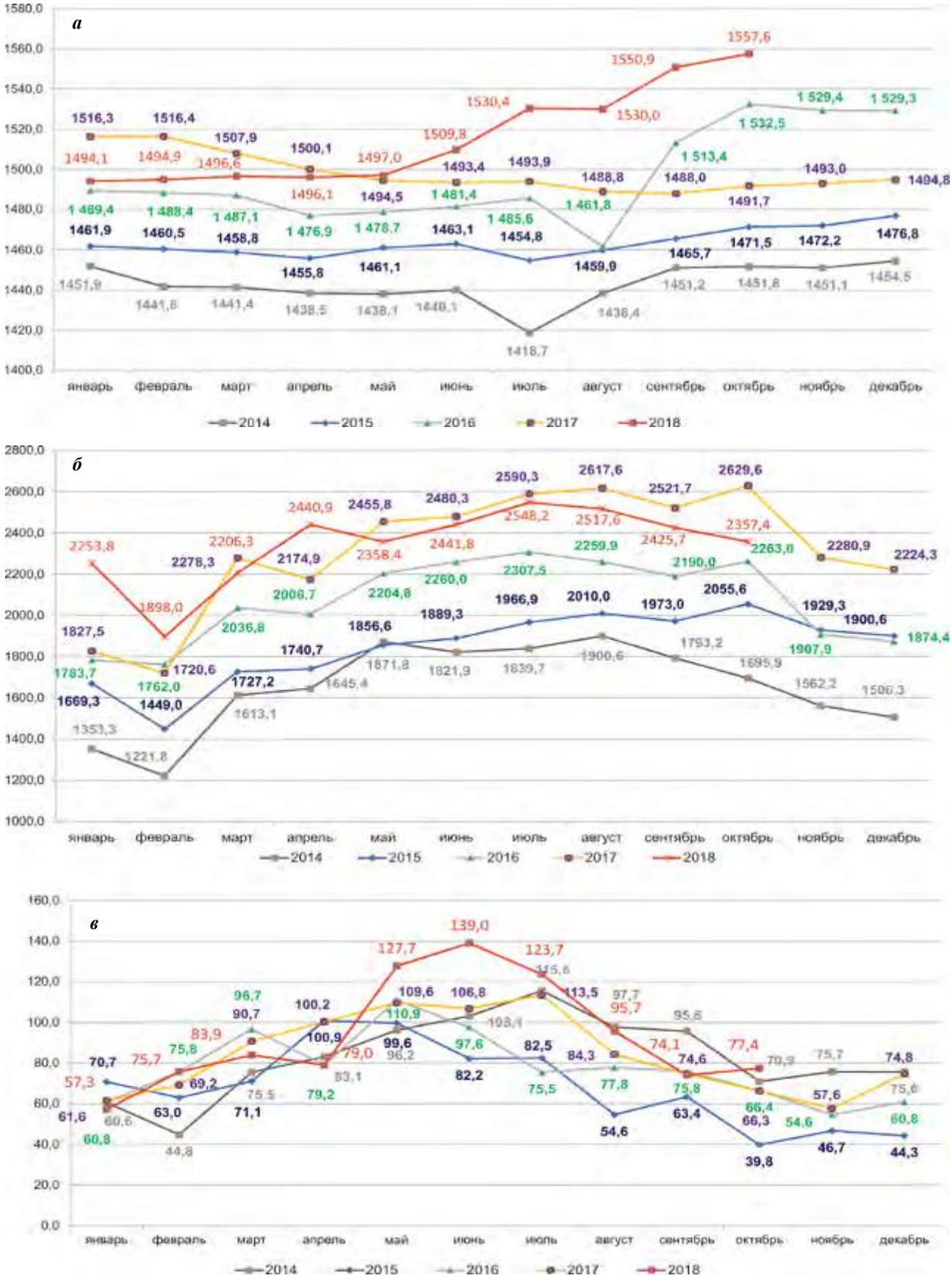


Рис.1. Динамика среднесуточной добычи нефти тыс. тн (*а*), проходки эксплуатационного (*б*) и разведочного (*в*) бурения в России 2014-2018 гг. по данным ЦДУ ТЭК [10].

II. ВЫЗОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

1. Последние годы на фоне «мировых рекордов», имеет место падение добычи нефти по отдельным нефтяным компаниям (НК) и нефтегазоносным районам (рис.2), а по стране в целом падение добычи нефти обретёт в ближайшие годы устойчивый тренд. Реализация программы ТЭК-2035 в принципе невозможна при текущем низком финансировании, научном и технологическом обеспечении ГРР в стране.

Рис.2. Темп падения добычи по ХМАО составил 15,5% за последние 10 лет, начиная с 2007 г.

2. Руководители НК (ЛУКОЙЛ, например) бьют тревогу, констатируют достижение «пика добычи» и невозможность дальнейшего развития, в то время как руководство страны находится в плену «необоснованного роста».

ПРИЧИНЫ:

3. Низкое качество ресурсной базы и темпов ее воспроизводства.

Усугубляет ситуацию невозможность в условиях санкционных ограничений освоения:

4. Арктического шельфа без западных технологий «ледового класса»;

5. «Сланцевой» нефти без западных технологий (бурение, ГРП и др.);

6. Глубокозалегающей нефти без западных технологий глубокого бурения.

7. Наконец, невозможность обоснования новых направлений поисков нефти на основе традиционной парадигмы нефтегазовой науки, основанной на теории органического происхождения нефти. В соответствие с заявлением академика А.Э. Конторовича, «…парадигма Губкина-Байбакова-Трофимука себя исчерпала» и необходимо разрабатывать новую парадигму развития нефтегазового комплекса России.

В условиях, когда лидеры органического учения признались в том, что Губкинская парадигма развития нефтегазового комплекса себя исчерпала, страна осталась без научного обеспечения ГРР. Сложившаяся резкая диспропорция между планами развития ТЭК-2035, его ресурсной обеспеченностью и темпами восполнения минерально-сырьевой базы (ВМСБ) УВ-сырья, грозит обернуться серьёзными проблемами для энергетической безопасности страны уже в ближайшие годы. Мы не можем пассивно наблюдать за происходящими деструктивными

процессами в ВМСБ УВ-сырья и ГРР, мы должны использовать появившийся исторический шанс и предложить обществу и руководству страны альтернативные решения по возрождению ТЭК России от неизбежно грозящей ему стагнации и разрушения.

Именно признание этой объективной реальности подвигало нас на активные действия по инициации Нацпроекта «Глубинная нефть», призванного стать локомотивом развития всего комплекса обслуживающих ТЭК страны научно-исследовательских, опытно-конструкторских, приборостроительных и производственных работ. Пользуясь случаем, мы приглашаем все коллективы и производства, обслуживающие ТЭК страны, присоединиться к нашей инициативе и предложить свои услуги и решения в рамках реализации Нацпроекта «Глубинная нефть». Подробнее об этом мы поговорим ниже.

III. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЭК СТРАНЫ

ЧИНОВНИКИ ШУТЯТ

1. О ресурсной обеспеченности страны

Глава Минприроды С. Донской в марте 2016 г. проинформировал общественность: «Доказанных запасов нефти (14 млрд. тн) в РФ хватит только на 28 лет добычи… Без новых открытий добыча традиционных запасов начнёт снижаться уже с 2020 года…» [3]. Позже в интервью журналу «Нефть и Капитал» Сергей Донской заявил: «По экспертным оценкам, разведанных запасов нефти в нашей стране хватит на 36 лет, а с учетом месторождений, находящихся в разведке, – на 57 лет».

В март 2017 г. министр энергетики РФ Александр Новак заявил о том, что «Россия располагает разведанными запасами нефти и газа на срок более 50 лет».

Напомним, что согласно проекта Энергетической стратегии на период до 2035 г. [8], нефтяникам предстоит поддерживать стабильную добычу нефти и газового конденсата на уровне 550–560 млн. тн. При этом в планируемой добыче нефти 2/3 объема должно приходиться на шельф, ТРИЗы и новые месторождения.

Однако, учитывая структуру доказанных запасов (3/4 – ТРИЗы) и негативный опыт ВМСБ УВ-сырья в стране, этот срок может оказаться вдвое - втрое меньше (10-15 лет), а Энергетическая стратегия ТЭК-20135 - провальной.

В.В. Путин на Всемирном энергетическом конгрессе в Стамбуле в октябре 2016 г. обратил внимание, что нынешние низкие цены на нефть спровоцировали «самый длительный за 45 лет цикл падения инвестиционной активности в отрасли» [4]. По словам Президента РФ, «…из-за снижения вложений в геологоразведку был зафиксирован наименьший за 70 лет прирост запасов нефти, что отбросило нашу страну к послевоенному (1946 г.) уровню эффективности воспроизводства УВ-сырья».

2. О себестоимости добычи нефти и жизнеспособности «сланцевых проектов»

Согласно заявлению замминистра энергетики России А. Инюцына (октябрь 20017 г.), себестоимость добычи нефти в РФ составляет 3−8 долл. за баррель (22,0-58,7 долл. за тн).

По словам замминистра энергетики К. Молодцова (март 2016 г.) себестоимость добычи барреля нефти в РФ составляет в среднем около 2 долл. (14,7 долл. за тн), по трудноизвлекаемым запасам и шельфовым проектам - 20 долл. за баррель (146,6 долл. за тн).

Министр энергетики РФ А. Новак (март 2016 г.) оценил себестоимость нефтедобычи в пределах 10−15 долл. за баррель (73,3-110 долл. за тн).

По оценке главы «Роснефти» И. Сечина себестоимость добычи нефти на месторождениях компании составляет менее 3 долл. за баррель (22 долл. за тн).

Необходимо напомнить, что рентабельность извлечения сланцевой нефти из недр Америки в 2014 г. оценивалась в 50–80 долл. за баррель, или 365–584 долл. за тн в 2016 г. она опустилась до 23,35 долл. за баррель, или 170 долл. за тн.

В связи с приведенными цифрами складывается впечатление, что правительственные и министерские чиновники, руководители и топ-менеджеры нефтяных и газовых компаний находятся в информационном вакууме и заблуждении относительно величины и структуры разведанных запасов, состояния ресурсной базы страны, перспективах развития ТЭК на средне- и долгосрочную перспективу, возможностях и способах восполнения МСБ УВ-сырья.

В этих условиях существуют большие риски по реализации проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 г., равно как и исполнения плановых показателей экономической программы развития страны;

Главная ответственность на столь тревожном состоянии информационного обеспечения, планирования работ по ВМСБ УВ-сырья и состояния ресурсной базы страны лежит на науке, обслуживающей ТЭК страны.

Причина же кроется в неспособности научной нефтегазовой парадигмы, основанной на органической теории генезиса нефти (парадигма Губкина-Вассоевича-Конторовича), и обслуживающей ТЭК страны, предложить альтернативы заведомо неэффективным (поиски мелких месторождений), разорительным (ТРиЗ) и технологически не обеспеченным (Арктика) направлениям развития нефтегазового комплекса России.

IV. КРАХ ОФИЦИАЛЬНОЙ НАУЧНОЙ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В XXI ВЕКЕ

Что же на фоне столь тревожного состояния ресурсной базы страны и работ по ВМСБ УВ-сырья предлагает официальная наука? Академик А.Э. Конторович, лидер отечественной школы органического происхождения нефти, в своем интервью «Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России» [1] заявил: «…Но принципиально задача решена – парадигма Губкина-Байбакова-Трофимука себя исчерпала. Насколько я понимаю, до меня этого никто не говорил». И далее: «Что касается России, то она последовательно доводила до логического конца парадигму Губкина: мы шли с Запада на Восток и дошли до Тихого океана. Дальше двигаться некуда».

Новая парадигма развития нефтегазового комплекса России в XXI веке по академику А.Э. Конторовичу сводятся к следующим четырем пунктам:

1. освоению в старых районах нефтедобычи мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн. тн;
2. продолжению разработки и извлечению остаточной нефти из одряхлевших гигантских месторождений;
3. продолжению работ в НГП, где еще остались не выявленные крупные месторождения, это, в первую очередь, территории Сибирской платформы и Арктики;
4. освоению нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов сланцевых месторождений.

Предварительно заметим, что если из-за санкционных ограничений исключить п.3 и п.4 из перечня первоочередных направлений краткосрочной (5 лет) и среднесрочной (10 лет) отдачи на вложения в геологоразведку, то получается, что официальная наука не может предложить ничего, сколь-либо адекватного планам развития ТЭК страны на ближайшую перспективу. Официальная наука, обслуживающая нефтегазовый комплекс страны, на основе декларируемых ее лидерами полного торжества идей органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. (А.Э. Конторович, 1998; А.А. Карцев, Н.В. Лопатин, Б.А. Соколов, В.А. Чахмахчев, 2001) привела ТЭК страны в тупик, выход из которого возможен только на основе смены директивно-официальной господствующей парадигмы нефтегазовой геологии в России.

Рассмотрим возможный вклад в реализацию планов ТЭК-2035 каждого пункта «Новой парадигмы развития нефтегазового комплекса России в XXI веке».

1. Освоение мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн.тн

Пункт 1 «Новой парадигмы» не может рассматриваться серьёзным резервом прироста запасов и поддержания добычи нефти в ближайшее десятилетие. Известно, что

статистически (распределение Парето), около 20% месторождений нефти и газа обеспечивают 80% добычи нефти и, напротив, около 80% месторождений обеспечивают лишь 20% добычи нефти. Десятки и сотни, вновь открытых мелких месторождений не внесут коррективы в общий негативный тренд падения добычи в «зрелых» НГП.

Поясним. Как известно, большая часть вновь открытых месторождений в России – мелкие и очень мелкие, средний размер запасов таких месторождений около 4 млн. тн. Анализ баланса по степени вовлечения в разработку месторождений УВ показывает, что большая часть открытых как в советское, так и в постсоветское время месторождений, не вовлечены в разработку на протяжении десятков лет. Три четверти таких запасов нефти (34% от суммарных запасов), находящихся на Госбалансе не вводятся в разработку, несмотря на то, что открыты более 20 лет назад.

Таким образом, наличие уже открытых и десятилетиями числящихся на Госбалансе мелких месторождений в старых районах нефтедобычи не подвигает НК к их активному освоению. Реализация «Новой парадигмы» академика А.Э.Конторовича в этой части только увеличит числящиеся на Госбалансе «мёртвые запасы», но никак не обеспечит «развития нефтегазовой отрасли России в XXI веке». Переориентация ТЭК страны и его научного сопровождения на поиски и освоение мелких и мельчайших месторождений является крайне вредной программой, не способной обеспечить реальное поддержание добычи нефти в ближайшие десятилетия согласно Энергетическую стратегию России до 2035 г., но свидетельствующей в понимании лидера современной школы органического учения в России о безнадёжности поисков новых зон нефтегазонакопления и крупных месторождений нефти и газа в стране, а также безысходности судьбы ТЭК перед угрозой его окончательного обескровливания, за счет критически усиливающейся необеспеченности ресурсами УВС.

2. Разработка и извлечение остаточной нефти из одряхлевших гигантских месторождений

Пункт 2 «Новой парадигмы» академика А.Э.Конторовича, связанный с продолжением разработки и извлечением остаточной нефти из одряхлевших гигантских месторождений, кардинально не решает проблему поддержания падающей добычи нефти по «старым» районам нефтедобычи России.

Реализация этого пункта в условиях практикуемой в новой рыночной экономики практики откровенного «убиения» месторождений применением тотального гидроразрыва пластов (ГРП), не позволяет рассчитывать на серьезное увеличение добычи нефти при их текущей (90-95%) обводненности.

3. «Арктический мираж»

В интервью журналу «Der Spiegel» глава «Роснефти» И. Сечин (2014 г.) рассказал о планах компании инвестировать в Арктику до 2030 года 400 млрд. долларов. И. Сечин говорит буквально: «мы рассчитываем открыть там новую нефтяную провинцию, запасы которой сопоставимы с разведанными запасами Саудовской Аравии». Понятно, что глава «Роснефти» пользуется при таких оценках не своими представлениями по этому вопросу, а заключениями экспертов и выводами корпоративной науки.

По общепринятым оценкам, потенциал Арктики рассматривается преимущественно газовым (доля газа в суммарных ресурсах достигает 85%).

По данным ГКЗ РФ в структуре разведанных запасов нефти на долю континентального шельфа России приходится не более 3%, в связи с чем расчеты на то, что шельф возместит в краткосрочной перспективе падающую добычу нефти на континенте, не оправданы.

Наглядный пример Приразломное месторождение, на сегодняшний день единственный действующий в России проект по добыче нефти на шельфе Арктики. Со времени его открытия в 1989 г. и добычи первого миллиона тонн нефти в 2015 г. прошло 26 лет. Приразломное месторождение находится на шельфе Печорского моря, глубина моря 20 м, запасы нефти превышают 70 млн т. Для сравнения, Штокмановское газоконденсатное

месторождение, открытое почти 30 лет назад (1988 г.), до сих пор не разрабатывается, хотя относится к категории гигантских с запасами по категории С1 – 3,9 трлн. м3 газа и 56 млн. тн газового конденсата.

Нужно понимать, что любые месторождения, открытые на континентальном шельфе России в ближайшие годы, не будут введены в разработку ранее, чем через 20–30 лет. Наличие ряда открытых уже месторождений (Русановское, Ленинградское и др.) на арктическом шельфе позволит ускорить ввод их в эксплуатацию, но в целом проблему замещения падающей добычи по основным центрам нефтедобычи страны континентальный шельф до 2035 г. не решит.

Понимание этого обстоятельства стало все чаще звучать с уст больших чиновников, производственников, ученых.

Так, Дмитрий Кобылкин в интервью РИА Новости заявил: «Добыча нефти на шельфе России пока не нужна». По словам главы Минприроды РФ, «…для рентабельной добычи нефти на шельфе мировая цена на чёрное золото должна превышать 200 долларов за баррель. На шельфе все очень дорого, разведочная скважина — около 30-40 млрд. рублей. Чтобы добычу вести, баррель должен быть за 200 долларов. Не знаю, когда мы к этому приступим и нужно ли нам это сейчас».

Геннадий Шмаль в интервью Интерфаксу («Проекты на арктическом шельфе пока нерентабельны») заявил: «*Увлекаться шельфом, особенно арктическим, нам не следует особенно. Почему? Все надо считать. Если говорить о сегодняшнем, даже и завтрашнем дне, то все арктические проекты пока очень дороги. Я как-то считал, что даже при тех ценах на нефть, которые сегодня - они не самые малые, более $70 за бочку, - ни один проект арктического шельфа не будет рентабельным даже при таких сравнительно больших ценах*».

Вторит им академик Конторович: [1]: «Арктика – это гигантские ресурсы нефти и газа, это замерзающие моря, льды, ранимая природа, а значит, это совершенно иные подходы и технологии. Но, как это ни печально, для работы на таких акваториях ни технологий, ни оборудования нет ни в России, ни в других странах».

Что же касается Сибирской платформы, упоминаемой в п.3 «Новой парадигмы» А.Э. Конторовича, то ее нефтегазовый потенциал всегда был несопоставим с таковым Западной Сибири, а поэтому «компенсационные ожидания» здесь совершенно не оправданы.

4. Нетрадиционные и трудноизвлекаемые ресурсы сланцевых месторождений

Пункт 4 «Новой парадигмы» академика Конторовича наиболее дискуссионный и столь же сомнительный. В последние годы, в связи с ухудшением в стране ситуации с ВМСБ УВ-сырья отечественные НК начали активный разворот в сторону ТРИЗов. Хочу предостеречь, «сланцевая революция» способна не только разорить отдельные НК, но и обрушить экономику страны в целом, экологические последствия мы здесь опускаем. И вина в этом всецело лежит на дезорганизующей геологоразведочный процесс в стране официальной нефтегазовой науки, не способной предложить альтернативу «сланцево-арктическому сценарию» развития ТЭК страны.

Добыча нефти в РФ поддерживается в последние годы за счет непропорционального увеличения объемов эксплуатационного бурения (рост эксплуатационного бурения к приросту добычи варьирует в диапазоне от 10 до 100%). Так, сохранение текущего уровня добычи нефти в 2017 г. (снижение на 0,1% к 2016 г.) далось за счет увеличения на 11,2% объемов эксплуатационного бурения. Продолжение этой тенденции приведет в обозримой перспективе к росту эксплуатационных затрат, несопоставимых с рыночной стоимостью добываемой нефти и, как следствие, к снижению рентабельных запасов, числящихся на балансе. Это происходит на фоне неуклонного ухудшения качества и истощения ресурсной базы страны. Доля ТРИЗов в балансе разведанных запасов составляла 62% в 2011 г. и достигла 75% в 2017 г. при отсутствии сколь-либо значимых открытий за прошедшие 30 лет и отстраненности государства от проблем ВМСБ, что со всей наглядностью демонстрирует объем финансирования ГРР в стране.

В условиях, когда лидеры органического учения признали, что парадигма Губкина себя исчерпала, страна осталась без научного обеспечения ГРР, и оказалось беспомощной перед вызовами современности. Сложившаяся диспропорция между планами развития ТЭК-2035, ресурсной обеспеченностью и темпами ВМСБ УВС, грозит обернуться серьёзными проблемами для энергетической безопасности страны уже в ближайшие годы.

Трагизм ситуации заключается в том, что вводимые в заблуждение лидерами органического учения руководство страны и общество, не представляют о существовании альтернативных и высокоэффективных источников ВМСБ УВ-сырья. Это видно из перечня ключевых направлений и задач развития ТЭК на период до 2035 года, равно как и «Новой парадигмы развития нефтегазового комплекса России» от акад. А.Э. Конторовича.

В Энергетической стратегии России в сфере недропользования (п.4.1) предлагается «*Расширение поисковых, геологоразведочных и других работ по освоению нефтегазового потенциала арктического шельфа, трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных видов УВ сырья*». Как видим, в планы развития ТЭК РФ до 2035 года заложена «мина» замедленного действия, механизм детонации которой будет запущен уже в ближайшие годы вовлечением ресурсов НК и бюджета страны в высокозатратные и малоэффективные проекты освоения ТРИЗ. Радует уже то, что с приходом нового главы Минприроды РФ рассеивается «арктический мираж».

Внесем ясность на ТРИЗы на примере бажена. По словам акад. А.Э. Конторовича [2], «минимальный объем ресурсов баженовской свиты, оценивается в 10 млрд. тн нефти, по оптимистическим прогнозам российских и зарубежных геологических служб – в 20 млрд. тн».

Однако, ресурсы это не разведанные запасы, а тем более, не извлекаемые запасы, будем честны, это даже не локализованные ресурсы (как известно для сланцевых полей отсутствует понятие ловушка). При пересчете на извлекаемые запасы (пересчетный коэффициент 0,16; А.В.Шпильман, 2013), эта цифра сокращается до 1,6-2,2 млрд. тн, что эквивалентно 3-4 годам обеспечения объема добычи по стране. По оценке НАЦ им. В.И. Шпильмана начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти баженовско-абалакского НГК составляют 3.1 млрд. тн, а запасы нефти – 0.5 млрд. тн (1 год добычи). По оценке «Газпромнефть» консервативный прогноз потенциальных извлекаемых ресурсов нефти баженовской свиты составляет 750 млн. тн (1,5 года добычи).

Как заявил А.Э. Конторович [2], «*США для реализации проекта по сланцевой нефти понадобилось 30 лет и более 30 млрд. долл. только из федерального бюджета. ИНГГ СО РАН предлагает реализовать проект по баженовской свите за 7-10 лет, и минимум в десять раз дешевле. …При аккуратной оценке к 2040 г. добыча нефти из баженовской свиты может составить 140 млн. тн в год. Таким образом, до конца столетия Россия будет обеспечена ресурсами и запасами нефти*».

По А.Э. Конторовичу [2] «*за 60 лет работы Западно-Сибирским нефтегазовым комплексом было добыто 13 млрд. тн нефти*». Приведем несложный расчет: 60 лет × 140 млн. тн = 8400 млн. тн или 8,4 млрд. тн. Если приплюсовать 1-1,5 млрд. тн, которые должны быть добыты за 10-15 лет после реализации проекта по бажену, на который А.Э.Конторович просит 7-10 лет и 3 млрд. долл., мы получим сопоставимую с ресурсной оценкой нефти баженовской свиты (10 млрд. тн) цифру добычи в 9,4-9,9 млрд. тн, что соответствует коэффициенту извлечения 1, т.е. суммарная добыча равна начальным ресурсам. И в этот «академический блеф» должно поверить общество, а государство раскошелиться.

Здесь мы не будем обсуждать достоверность сомнительных цифр по ресурсной оценке баженовской свиты, это не более чем экспертные заключения. В устах только А.Э. Конторовича она варьирует в различных публикациях и интервью от 10 до 50 млрд. тн.

Приведу несколько цитат, иллюстрирующих сказанное.

1. Академик Конторович [2]: «минимальный объем ресурсов баженовской свиты, оценивается в 10 млрд. тн нефти, по оптимистическим прогнозам российских и зарубежных геологических служб – в 20 млрд. тн». Как заявил А.Э. Конторович, «США для реализации проекта по сланцевой нефти понадобилось 30 лет и более 30 млрд. долл. только из федерального бюджета. ИНГГ СО РАН предлагает реализовать проект по баженовской свите за 7-10 лет, и минимум в десять раз дешевле. …При аккуратной оценке к 2040 г.

добыча нефти из баженовской свиты может составить 140 млн. тн в год. Таким образом, до конца столетия Россия будет обеспечена ресурсами и запасами нефти».

2. Академик Конторович [1]: «… по оптимистичным оценкам (а я думаю, что они вполне реалистичны), здесь (в баженовской свите) нас ждёт 40–50 млрд. тн».

Здесь мы не будем обсуждать сомнительность цифр по ресурсной оценке баженовской свиты. В устах только А.Э. Конторовича она варьирует в различных публикациях и интервью от 10 до 50 млрд. тн. При этом, одни и те же цифры выдаются в одном случае за прогнозные ресурсы, в другом случае - за извлекаемые запасы. Для справки: между прогнозными ресурсами и извлекаемыми запасами разница в порядок (10 раз). Понятно, что научная достоверность этих оценок ничтожна. Авторы прогнозов, мягко говоря, забывают, о чем пишут и говорят в своих предыдущих статьях и интервью. Понятно, что научная достоверность таких оценок ничтожна.

К сожалению, все предсказуемо: деньги выделят (если нет крупных проектов, как можно освоить бюджет страны), деньги освоят, отчитаются, а решений не будет, все сведут к тому, что бажен уникален, непредсказуем, сроки не те и деньги не те, нужно на порядок больше. По тому пути, который избрали органики, нужно изучать бажен с детальностью скважинного масштаба (до 1 м), таким видится им масштаб неоднородности изучаемого объекта, такие объемы бурения они будут предлагать, что по факту равносильно банкротству, как НК, клюнувших на «сланцевую аферу», так и самого государства, которое упустит в гонке за навязанным обществу «сланцевым миражом», реальные альтернативные направления ГРР (нефть глубоких горизонтов осадочного чехла и фундамента, в первую очередь).

Пункту 4, связанному с освоением нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов, следует уделить особое внимание. Этот пункт содержит два принципиальных положения: теоретическое, касающееся природы нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов, и практическое, связанное с технологиями освоения сланцевых полей.

Согласно [1], «в течение 50 лет в Западной Сибири добыли около 12 млрд т нефти, и добудем еще столько же. Вся эта нефть создана баженовской свитой, но она и сама окажется уникальным источником нефти – по оптимистичным оценкам (а я думаю, что они вполне реалистичны), здесь нас ждёт 40–50 млрд. тн».

Зададимся риторическим вопросом – как баженовская нефтематеринская свита, обеспечившая, по утверждению академика, генерацию всей нефти Западной Сибири, способна отдать еще 40–50 млрд. тн, если ее суммарный генерационный потенциал не покрывает даже разведанных запасов традиционной нефти?

Сама тема баженовской свиты (нетрадиционных ресурсов в целом) сомнительна и перешла усилиями ученых и специалистов, заинтересованных в бюджетном финансировании, из области технологической в область научную (геологическую). В США, на родине «сланцевой революции», освоение нетрадиционных ресурсов является исключительно технологической задачей и решается за счет развития технологий бурения скважин, вскрытия и гидроразрыва пластов. Для России, в условиях технологической зависимости от Запада, «сланцевый» сценарий развития ТЭК страны может стать непосильным бременем и привести к разорению нефтяных компаний.

Бажен, как и все нетрадиционные резервуары (коллектора), содержит вторичную абсорбированную (физически и химически связанную) и свободную миграционную нефть, которая под высоким давлением внедрилась по зонам проницаемых глубинных разломов и трещиноватости из фундамента, и связана с обычными низкопроницаемыми трещинными коллекторами, какими являются коллектора карбонатных пород, гранитов и других изверженных и метаморфических пород. В советское время трудами школ Е.М. Смехова (ВНИГРИ), В.Н. Дахнова и В.М. Добрынина (МИНХиГП), К.И. Багринцевой (ВНИГНИ), К.Б. Аширова (Гипровостокнефть), грозненских, украинских и других школ, низкопроницаемые коллектора трещинного типа были детально изучены, по ним установлены основные закономерности строения, определен их генезис, разработаны методы изучения фильтрационно-емкостных свойств, опубликована огромная литература. Сегодня на фоне резкого снижения общей и профессиональной грамотности ученых и специалистов,

нефтяников страны пытаются убедить в уникальности ТРИЗов и необходимости огромных многомиллиардных затрат на изучение несуществующего феномена.

Вся нефть бажена, связанная и свободная, вторична (как и вся нефть в земной коре), не имеет никакого отношения к органическому веществу (так называемому керогену, который сам является продуктом метаморфизма первичной глубинной нефти), в своей локализации подчинена распределению неотектонически активных тектонических структур (разломов и трещиноватости, в первую очередь), обеспечивших ее принудительное напорное внедрение (импрегнацию) в низкопроницаемые породы различного состава. В линотипах, не подверженных вторичному эпигенезу (метасоматозу), нефть осталась физически и химически связанной (подвергаясь прогрессирующему метаморфизму), в то время как в литотипах пород, подверженных вторичному эпигенезу (метасоматозу), нефть заполнила вторичную пустотность (законсервировав ее) и сохранила миграционную способность. Вторая образует скопления (залежи), которые в виде «сладких пятен» (*sweet spot*) привлекают внимание нефтяников и на поиски которых должны быть нацелены все интеллектуальные усилия геологов. Заниматься же абсорбированной (физически и химически связанной) сланцевой нефтью, к которому нас усиленно склоняют органики – это тупиковое направление для НК, вставших на столь рискованный и откровенно разорительный путь.

Зададимся вопросом, почему призрак «сланцевой революции» бродит не по России, а по США? На рис.3 приведена география распространения и ресурсный потенциал ТРИЗ и нетрадиционных видов УВ-сырья по странам мира.

По России оценки ТРИЗ у различных авторов отличаются на порядок от первых десятков до первых сотен млрд. тн. Как известно, в промышленных масштабах добычей нефти и газа ТРИЗ занимаются США и Китай[2] – прежде всего потому, что США (и позже Китай) до недавнего времени являлись основными мировыми импортёрами нефти и были инициаторами «сланцевой революции» в силу острого ресурсного голода на энергоносители.

Для понимания причин произошедшей в США «сланцевой революции» обратимся к трем источникам и трем составным частям «сланцевой революции».

1. Политика и экология. Начало «сланцевой революции» в США относится к 2005 г., когда Дик Чейни, вице-президент США и владелец компании *Halliburton*, провел через американский Конгресс закон о выводе процесса ГРП из-под надзора Агентства охраны окружающей среды США (*EPA*), осуществляемого в рамках Закона о безопасности питьевой воды. Тогда и было получено разрешение закачивать в скважины химикаты в непосредственной близости от источников питьевой воды.

2. Техника и технологии (ГРП и горизонтальное бурение). США впервые начали применять ГРП в 1947 г. В 2012 г. по всему миру на нефтяных и газовых скважинах были проведены 2,5 млн операций с применением ГРП, из них более 1 млн – в США.

3. Геология и трещиноватость. Без трещиноватости (естественной или искусственно создаваемой при бурении и ГРП) ТрИЗ недоступны для освоения и представляют лишь теоретический интерес. Совместно с горизонтальным бурением, ГРП обеспечил возможность перевода нерентабельных ресурсов УВ низкопроницаемых коллекторов сланцевых полей в разряд технологически доступных для освоения. Благодаря технической революции в области бурения и освоения скважин, ТрИЗ перешли из разряда геологических забалансовых ресурсов в разряд технологических балансовых запасов и стали активно вовлекаться в разработку.

Почему «сланцевая революция» произошла в США, а не в России? Причина в том, что по всем показателям (обеспеченность традиционными ресурсами, расходы на ГРР, себестоимость добычи) Россия обладает очевидными преимуществами перед другими странами мира (исключая Ближний Восток) по традиционным ресурсам, в силу чего у нас есть «запас прочности» и «запас времени» для пролонгации вступления в фазу освоения высокозатратных, технологически сложных и экологически вредных ТрИЗ.

[2] В России к 2015 г. добыча нефти на объектах ТрИЗ составила чуть более 5 млн т.

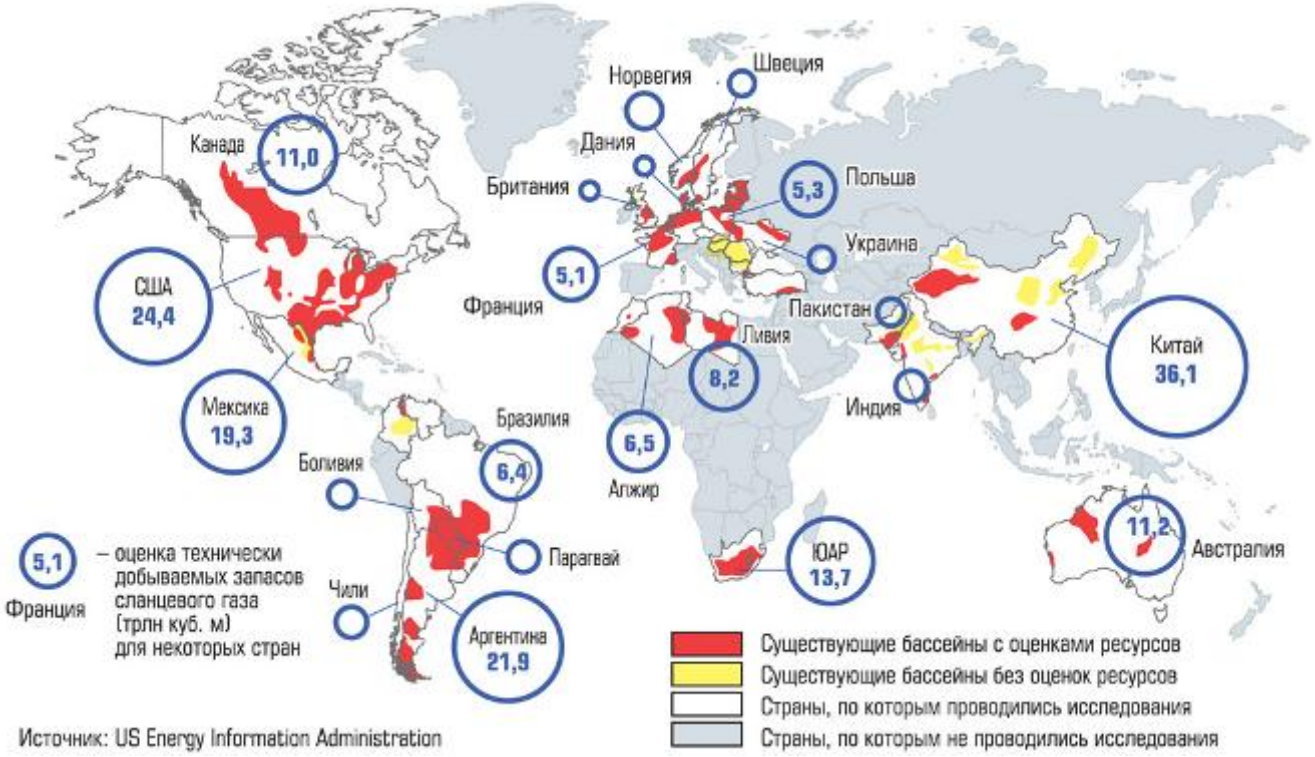


Рис. 3. Оценки запасов «сланцевого газа» – мировая география распространения и ресурсный потенциал

Так, например, по запасам нефти Россия имеет обеспеченность до 30 лет (США – 2–10 лет), по запасам природного газа – более 100 лет (США – 10–30 лет), что объясняет позицию российских НК, особенно Газпрома (себестоимость добычи газа по Газпрому не превышает 50 $/тыс. м^3, в то время как сланцевый газ обходится США в 150–200 $/тыс. м^3, себестоимость угольного газа достигает 250 $/тыс. м^3), в отношении неактуальности вовлечения нетрадиционных ресурсов в категорию первоочередных проектов освоения. Даже на фоне снижения рентабельности извлечения сланцевой нефти из недр Америки (в 2014 г. оценивалась в 50–80 $/барр, или 365–584 $/т, в 2016 г. она опустилась до 23,35 $/барр, или 170 $/т), себестоимость ее неконкурентна в сравнении с традиционной нефтью, а в условиях России она будет в разы дороже.

В последнее время в связи ухудшением в стране ситуации с ВМСБ УВС отечественные компании начали активный разворот в сторону ТрИЗ. Однако в России «сланцевая революция» способна не только разорить отдельные НК, но и обрушить экономику страны в целом. И вина в этом будет лежать на дезорганизующей геологоразведочный процесс в стране теории органического происхождения нефти, не способной предложить альтернативу «сланцево-арктическому сценарию» развития ТЭК России.

Сегодня ставка на бажен, закрепленная в Стратегии развития ТЭК-2035, является не просто данью моде и заимствованием американского опыта (примером экспорта «сланцевой революции»), растиражированной околонаучными СМИ, а политикой заинтересованного в освоении бюджетных средств научного генералитета от официально-директивной органической нефтегазовой науки, обслуживающей ТЭК страны. И, если освоение ТРИЗ - это весь «потенциал академического сектора науки в области прорывных технологи», я не завидую перспективам развития ТЭК страны, загнанного современными «сусаниными» от нефтегазовой науки в тупик, выход из которого без смены органической парадигмы Губкина-Вассоевича-Конторовича, на ее антогонистически-альтернативное неорганическое учение Менделеева-Кудрявцева-Порфирьева, невозможен. Все остальное от лукавого.

ТРИЗы – это «Троянский конь» для России, 4-ю «сланцевую революцию» наша экономика не переживёт.

V. ВЫВОДЫ И СЛЕДСТВИЯ

1. В условиях, когда лидеры органического учения признались в том, что Губкинская парадигма развития нефтегазового комплекса себя исчерпала, страна осталась без научного обеспечения ГРР и оказалось беспомощной перед вызовами современности.

2. Сложившаяся диспропорция между планами развития ТЭК-2035, его ресурсной обеспеченностью и темпами ВМСБ УВ-сырья, грозит обернуться серьёзными проблемами для энергетической безопасности страны уже в ближайшие годы.

3. Официальная наука завела ТЭК страны в тупик, выход из которого без смены нефтегазовой парадигмы, невозможен. Рост инвестиций и финансирования, в условиях отсутствия научного обеспечения ГРР, кардинально проблему уже не решат.

ЧТО ДЕЛАТЬ: ПРИШЛО ВРЕМЯ ГЛУБИННОЙ НЕФТИ

1. Необходимо легализовать научную теорию неорганического происхождения нефти и газа, предоставив ей:

- равные права и возможности в образовательном, научно-техническом, лабораторно-экспериментальном процессе и др. формы научного плюрализма и соревновательности теорий;
- равное представительство в вузовской и академической, ведомственной и корпоративной науке, в РАН РФ, в издательствах и редколлегиях, ученых советах и в ВАК;
- равные возможности и финансирование опытно-методических, программно-конструкторских работ и полигонных исследований, участие в производственном цикле нефтяных компаний, планировании и выборе направлений ГРР, обосновании программ глубокого параметрического бурения.

2. Необходимо паритетное финансирование научных исследований, тематических, лабораторно-экспериментальных и других видов работ, призванных способствовать доведению идей и положений неорганической теории до законченной научной теории и основанных на глубинных критериях методов прогнозирования нефтегазоносности недр, количественной оценки перспектив нефтегазоносности и ресурсного потенциала недр, методов и технологий поисков, разведки и освоения месторождений.

3. Необходимо последовательное выполнение всех пунктов Резолюций Кудрявцевских Чтений, обеспечив финансовую, кадровую и инфраструктурную возможности становления и развития научных школ неорганической теории в нашей стране, в том числе необходимо:

- РАН РФ включить работы по изучению вопросов глубинного неорганического генезиса нефти и газа в перечень стратегических, приоритетных направлений научных исследований, осуществляемых государством в области энергетической безопасности России;
- Правительству РФ рассмотреть вопрос о создании Федерального института и научно-технологического центра по целевому изучению проблем глубинного неорганического синтеза, методам прогнозирования и технологиям поисков, разведки и освоения глубинной нефти;
- Министерству природных ресурсов и экологии разработать программу по реанимации старых нефтегазоносных бассейнов на основе концепции глубинного неорганического генезиса нефти и возобновляемости ресурсов старых месторождений;
- подготовить федеральную программу по изучению перспектив нефтегазоносности территорий РФ, в пределах которых работы в соответствии с положениями органической теории положительных результатов не дали или, которые считаются бесперспективными. Включить эти работы в планы МПР (Роснедра, Росгеология) по геологическому изучению недр России за счет федерального бюджета. В качестве первоочередной такой территорией считать Московскую синеклизу;
- Министерству природных ресурсов и АО "ЦГЭ" подготовить Федеральную программу по изучению перспектив нефтегазоносности России, количественной оценке нефтегазового потенциала и нефтегазогеологического районирования ее территории, с целью обоснования первоочередных направлений поисков нефти и подготовки рекомендаций по заложению глубоких поисковых скважин на основе представлений о глубинном генезисе нефти и газа.

4. Необходимо на государственном уровне принять решение о включении проекта «Глубинная нефть» в разряд приоритетных, имеющих стратегическое значение для обеспечения энергетической безопасности страны.

ОТ АЛЬТЕРНАТИВНОГО МЫШЛЕНИЯ К АЛЬТЕРНАТИВАМ ДЕЙСТВИЙ – НА ПУТИ К НАЦИОНАЛЬНОМУ ПРОЕКТУ ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ

Предпосылками инновационно-прорывного развития ТЭК страны является:

1. Придание проекту «Глубинная нефть» статуса национального проекта и получение бюджетного финансирования на осуществление всего комплекса работ от теоретического и экспериментального обоснования абиогенного синтеза УВ, разработки генетических глубинных критериев и методов прогнозирования нефтегазоносности недр, методов и технологий поисков глубинной нефти, аппаратно-программного и технологического обеспечения всей цепочки производственных работ от полевых геолого-геофизических исследований, до бурения и сопровождения глубоких поисково-разведочных скважин.

Получение статуса национального для проекта «Глубинная нефть» и, соответственно бюджетного финансирования необходимо для реализации широкого комплекса работ от фундаментальных научных и экспериментальных исследований по проблеме синтеза УВ, до реанимации программ изучения глубинного строения ОБ России с целью обоснования программы глубокого параметрического бурения, перехода к масштабному освоению глубоких горизонтов и фундамента НГБ (предполагает разработку методов прогнозирования нефтегазоносности недр, оценки ресурсного потенциала, методов оценки ресурсов и подсчета запасов, технологий поисков, разведки и освоения месторождений глубоких горизонтов и фундамента) и, наконец, для выполнения НИОКР по проектированию и созданию оборудования, инструментов, измерительной аппаратуры и др. для реанимации национальной производственной базы глубокого бурения, полевых геолого-геофизических работ, исследования скважин, других производств, без чего дальнейшее развитие ТЭК страны и реализация программы ТЭК-2035 невозможно.

2. Создание научно-технологического центра (НТЦ) по поискам нефти на основе парадигмы Глубинной нефти, основанной на теории неорганического происхождения УВ.

Реализация Нацпроекта «Глубинная нефть» призвана обеспечить интересы:

1. Недропользователей и нефтяных компаний - на право получения бесплатного доступа к результатам исследований, методом и технологиям; возможность предложить свои месторождения (лицензионные участки) в качестве полигонов для отработки поисковых технологий. При этом результаты полигонных работ на месторождениях (лицензионных участках) передаются недропользователям бесплатно; недропользователь формирует, в том числе перечень проблемных вопросов для решения в рамках полигонных работ.

2. Инвесторов (как частных, так и корпоративных), на всех уровнях системной организации Нацпроекта "Глубинная нефть", входящих учредителями во вновь создаваемые компании по поискам, разведке и разработке месторождений, открытых в рамках реализации Нацпроекта "Глубинная нефть".

3. Спонсоров (как частных, так и корпоративных), которые получат рекламную поддержку информационной деятельности Нацпроекта "Глубинная нефть".

4. Бюджета, который в лице правительства и министерств получает решение проблем восполнения минерально-сырьевой базы, поддержания уровня добычи УВ-сырья и выполнения планов энергетической программы.

В Нацпроект "Глубинная нефть" необходимо включить всю систему производственных организаций, связанных с проектированием, разработкой и производством инструментов, аппаратуры и оборудования, реагентов и материалов, обслуживающих ТЭК страны в области поисков, разведки и разработки месторождений, бурения скважин, геофизических исследований и обеспечения этих работ. Это и трубы, и противовыбросовое оборудование, растворы и реагенты, приборы и кабеля, регистрирующее и измерительное оборудование и приборы, станки и двигатели (роторные, турбинные), другое, в том числе новые инновационные разработки.

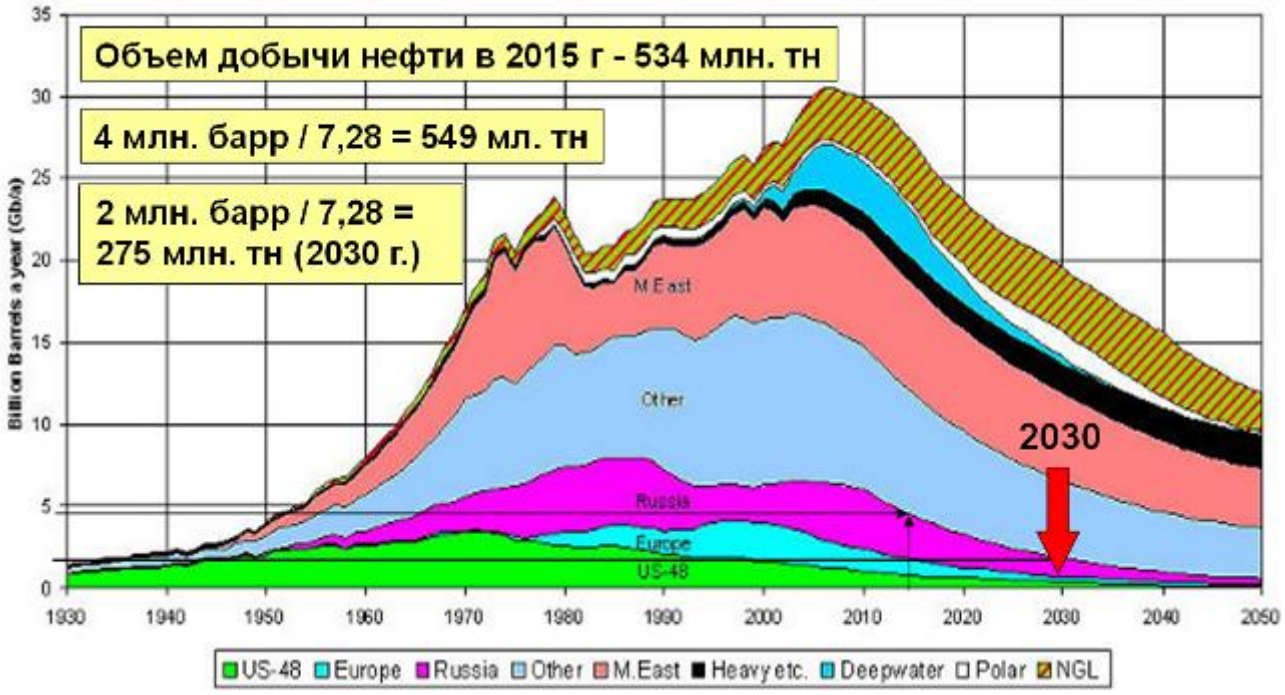


Рис.4. Прогноз развития мирового ТЭК (составлен в 2004 г.), согласно которому объем добычи нефти в России в 2015 г. (прогноз) составляет 549 млн.тн (по факту - 534 млн.тн), прогноз на 2030 г. - 275 млн.тн. Прогноз Минэнерго (https://tass.ru/ekonomika/5576235): к 2035 году добычу нефти в России может снизиться до 310 млн.тн.

Нацпроект "Глубинная нефть" призван стать локомотивом по возрождению отечественного приборостроения и машиностроения, задействованного в обслуживании ТЭК страны и ее геологоразведки в области восполнения минерально-сырьевой базы УВ-сырья.

Сегодня благодаря разработкам и достижениям отечественной неорганической мысли, Россия обладает уникальным конкурентным преимуществом в области теории, методов и технологий поисков глубинной нефти, внедрение которых сулит отечественным НК и стране в целом высокую эффективность проведения ГРР и значительный рост запасов УВ-сырья за счет вовлечения в освоение традиционных ресурсов глубоких горизонтов осадочного чехла и фундамента НГБ, включая старые районы нефтедобычи Европейской части страны.

Вместо заключения. Если Россия не воспользуется своим главным конкурентным преимуществом, связанным с переходом на Глубинную парадигму нефтегазовой геологии, то по прогнозам экспертов нашей стране после 2030 г. не останется места даже в списке сырьевых придатков цивилизации (рис.4). Согласно этому сценарию развития ТЭК страны, зафиксированному в Энергетической Стратегии ТЭК-2035 [8], России из страны импортера предстоит в ближайшее десятилетие превратиться в экспортера зарубежной нефти, со всеми вытекающими экономическими и социальными последствиями.

Литература

1. Академик Конторович: Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России. Доступно на: http://www.sib-science.info/ru/institutes/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-11032016 (обращение 09.02.2017).

2. Академик Конторович: ИНГГ СО РАН предложил проект по добыче «нетрадиционного» ресурса – нефти из баженовской свиты. Доступно на: http://www.sib-science.info/ru/news/ingg-so-ran-predlozhil-28082018.

3. Донской: Доказанных запасов нефти в РФ хватит только на 28 лет добычи… Доступно на: https://ria.ru/economy/20160316/1391099749.html (обращение 09.02.2017).

4. Путин назвал причину падения цикла инвестиционной активности в нефтедобыче. Доступно на: https://ria.ru/economy/20161010/1478886163.html (обращение 09.02.2017).

5. Карцев А.А., Лопатин Н.В., Соколов Б.А. и др. Торжество органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. // Геология нефти и газа. 2001. № 3.

6. Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нафтидогенеза: состояние на рубеже XX И XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. 1998. № 10.

7. Новак: добыча нефти в РФ при отсутствии стимулирования может упасть на 44% к 2035 году. Доступно на: https://tass.ru/ekonomika/5576235.

8. Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (Редакция от 01.02.2017). Доступно на: https://minenergo.gov.ru/node/1920 (обращение 10.10.2017).

9. Тимурзиев А.И. общий фон проведения конференции: состояние ТЭК и официальной нефтегазовой науки, определяющей направления ГРР и состояние ресурсной базы в стране. Пленарный доклад Председателя Оргкомитета Кудрявцевских Чтений на открытии 6-х КЧ 22 октября 2018 г. Доступно на: https://www.youtube.com/watch?v=Vu6ydkPXIKw.

10. ФБУ ГКЗ: динамика движения запасов. Недропользование XXI-век, №6. 2018.

НЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ И ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР НА ПРИМЕРЕ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ РОССИИ

Тимурзиев А.И.

АО «ЦГЭ», Москва. E-mail: aitimurziev@cge.ru

Аннотация. В рамках развития глубинной абиогенно-мантийной теории нефтегазообразования и нефтегазонакопления вводится понятие «первичной мантийной УВ-системы», как исходной углеродно-водородной основы всего ряда природных углеродных соединений (углеводородов, каустобиолитов, углей, горючих сланцев, графитов и алмазов), индивидуальный физико-химический и фазово-элементный облик которых определяется процессами физического фракционирования, дегазации и улетучивания газообразных и легких бензиновых фракций, гипергенного окисления и утяжеления нефтей за счет увеличения содержания асфальтено-смолистых фракций, карбонизации вторичных битумных нафтидов и, наконец, высокотемпературного метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений, графитизации каменных углей и алмазообразования, процессами, определяемыми геодинамической зональностью новейших деформаций земной коры и общей раскрытостью недр. Рассмотрены геодинамические аспекты зональности и глобальные закономерности трансформации первичных мантийных УВ-систем в земной коре и их отражение в нефтегазоносности земной коры и всех парагенезов природных углеродных соединений от метана до алмаза на примере Северо-Кавказско-Мангышлакской, Тимано-Печерской, Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП).

ПЕРВИЧНЫЕ МАНТИЙНЫЕ УВ-СИСТЕМЫ И ИХ ОТРАЖЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Первичные мантийные УВ-системы находят свое генетическое отражение и материализованное выражение в нефтегазоносности земной коры в пределах линз осадочно-породных бассейнов. Здесь, благодаря возможности скрытой эксплозивной разгрузки, аккумуляции в ловушках различного типа и масштаба, а также сохранности от разрушения в условиях закрытости недр и экранирования залежей региональными флюидоупорами, мантийные УВ-системы сохраняют свой, в различной степени первозданный, физико-химический и фазово-элементный облик.

В зависимости от раскрытости недр, трансформации первичных мантийных УВ-систем происходят в соответствии с геологическими условиями строения и активности новейших деформаций земной коры, регулирующими процессы их дегазации, карбонизации и метаморфизма. При этом во всех случаях трансмагматические колонны глубинного массопереноса, фильтрующие первичные мантийные УВ-системы, являются наложенными на первичную породно-слоевую структуру земной коры и на различные ее тектонические элементы, что определяет вариации в формах отражения первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности недр и отражается в нарушениях идеальной зональности распределения физико-химического и фазово-элементного состава первичных мантийных УВ-систем в земной коре.

Зональность первичных мантийных УВ-систем

На примере осадочных бассейнов (ОБ) Земли рассмотрена зональность мантийных УВ-систем, находящих свое прямое отражение в установленных нами закономерностях нефтегазоносности недр земной коры [3-5]. Не вдаваясь в классификационные признаки ОБ, а лишь акцентируя внимание на соотношение морфологии и характер сочленения бортов ОБ с их складчатыми обрамлениями, будем различать:

- ОБ центрального типа (симметричный) - дипоцентр в осевой (центральной) части, на края осадочный чехол выклинивается на складчатый борт, обнаженный кристаллический

щит или погруженный складчатый фундамент. В качестве примера можно привести Западно-Сибирскую НГП, Парижский, Паннонский и др. бассейны.

- ОБ краевого типа (асимметричный) - дипоцентр в предгорной (краевой) части, на края чехол выклинивается асимметрично, резко в предгорной и плавно в предплатформенной части (пример: Предкавказский, Предуральский прогибы)

1. Зональность в поперечном сечении ОБ центрального типа от складчатого борта (кристаллического щита) до складчатого борта (кристаллического щита) выражена следующим рядом трансформации мантийных УВ-систем: алмазы - графит - антраксолиты (от высших до низших) - угли (от антрацита до бурых) - горючие сланцы – битумы - нефть (от тяжелой до легкой) - газоконденсат - газ - газоконденсат - нефть (от легкой до тяжелой) - битумы - горючие сланцы - угли (от бурых до антрацитов) - антраксолиты (от низших до высших) - графит - алмазы.

2. Зональность в поперечном сечении от оси ОБ центрального типа через складчатую зону (кристаллический щит) до оси смежного ОБ характеризуется последовательным рядом дегазации, метаморфизма и трансформации первичных мантийных УВ-систем: газ - газоконденсат - нефть (от легкой до тяжелой) - битумы - горючие сланцы - угли (от бурых до антрацитов) - антраксолиты (от низших до высших) - графит - алмаз - графит - антраксолиты (от высших до низших) - угли (от антрацита до бурых) - горючие сланцы - битумы - нефть (от тяжелой до легкой) - газоконденсат – газ.

В конкретных случаях эта идеальная схема площадной зональности распределения физико-химического и фазово-элементного состава первичных мантийных УВ-систем в земной коре может нарушаться за счет перекрытия ареалов смежных УВ-систем различного состава из-за различной асимметрии миграционных, аккумуляционных и консервационных свойств нефтегазоносных ОБ.

Определение первичной мантийной УВ-системы

Первичная мантийная УВ-система - это сопряжённая парой тектонических элементов осадочный бассейн - складчатая зона (кристаллический щит) область, содержащая ряд переходящих (с перекрытием) по простиранию фазово-минеральных УВ ассоциаций от сухого природного газа (метан) - конденсат - нефть (от легкой до тяжелой) - битумы (мальты, асфальты, асфальтиты, озокериты, киры) - горючие углеродистые сланцы - угли (от бурых до антрацита) - антраксолиты (от низших до высших) - графит - алмазы. Завершают ряд метаморфизма первичных УВ-систем в процессе их разгрузки и эволюции в земной коре алмазоносные (кимберлитовые) трубки, формирующиеся в крайних условиях раскрытости недр и мгновенной взрывной разгрузке газо-флюидных УВ-систем в составе мантийных ксенолитов в приповерхностных условиях.

Этот ряд характеризуется последовательным усилением активности новейших тектонических деформаций и ослаблением экранирующих свойств осадочного чехла, а также переходом от максимально восстановительных условий среды разгрузки глубинных УВ-систем к максимально окислительным условиям среды протекания реакций трансформации и превращения их в описанный ряд метаморфизма первичных УВ-систем.

Глубинные мантийные УВ-системы имеют тесную парагенетическую связь с рудной минерализаций и образуют на крайней ступени фазово-минеральных ассоциаций урановорудную, редкоземельную (редкие металлы), благородно-метальную, сульфидную, полиметаллическую и другие металлоуглеродные ассоциации.

Связь с нефтегазоносностью ОБ ареалов распространения битумов, горючих сланцев, углей, антраксолитов и нафтидно-рудной минерализации позволяет увязывать их формирование и обогащение в едином генетическом ряду, в едином временном интервале разгрузки мантийных УВ-систем на последнем неотектоническом этапе активизации земной коры и диссипации мантийных астенолитов через их магматическую и гидротермальную разгрузку в земной коре.

Первичные мантийные УВ-системы включает и крайние элементы бор-литиевых и других редкоземельных элементов, содержание которых увеличивается от днищ ОБ на

складчатые борта сопряженных элементов тектонопар: осадочный бассейн - складчатая область (кристаллический щит), главным образом кайнозойской и современной тектономагматической активизации.

В указанном ряду фазово-минеральных ассоциаций УВ-систем от днищ впадин в сторону бортов складчатых систем на фоне ослабления экранирующих свойств региональных флюидоупоров происходит усиление трансформации первичных УВ-систем в процессе физического фракционирования, дегазации и улетучивания газообразных и легких бензиновых фракций (газ – конденсат – легкие нефти), гипергенного окисления и утяжеления нефтей за счет увеличения содержания асфальтено-смолистых фракций (нефть – мальты – асфальты - асфальтиты – озокериты - киры), карбонизации вторичных битумных нафтидов (горючие углеродистые сланцы - угли (от бурых до антрацита) - антраксолиты (от низших до высших антраксолитов – шунгит, например, характеризуется предграфитовой стадией карбонизации) и, наконец, высокотемпературного (контактового, термального и гидротермально-метасоматического) метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений (от первичных нефтей до вторичных каустобиолитов различной стадии преобразования), графитизации каменных углей (перантрациты, графитизированные антрациты - графит) и алмазообразования (алмаз – крайняя форма метаморфизма углерода) при взрывной разгрузке мантийных ксенолитов в приповерхностных условиях (алмазы образуются при разгрузке в приповерхностных условиях, отсутствии осадочного чехла и резком снижении в реакционной камере, заполненной первичной УВ-системой, мантийных давлений до атмосферных).

При прочих равных условиях (в первую очередь соотношение проницаемости и экранирующих свойств (мощности) осадочного чехла) площадная, вертикальная и фазово-минеральная зональность распределения УВ-систем определяется глубиной дренирования коры и верхней мантии, ее составом, степенью дислоцированности и метаморфизма земной коры, включая ее верхнюю часть (осадочный чехол и фундамент).

ПРИМЕРЫ ЗОНАЛЬНОСТИ ПЕРВИЧНЫХ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ

В сопоставлении с НГБ (включают газ, нефть и битумы) горюче-сланцевые (ГСБ) и угольные бассейны (УБ) являются ближайшими смежными и сопряжёнными составными парагенезов первичных УВ-систем со стороны складчатых областей - границ НГБ. В качестве примеров, подтверждающих установленную нами зональность, рассмотрим соотношение парагенезов первичных мантийных УВ-систем Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП по отношению к Центрально-Мангышлакской и Кавказской складчатым областям, Тимано-Печерской, Волго-Уральской (западный борт) и Западно-Сибирской (восточный борт) НГП по отношению к Уральской складчатой системе (СС).

Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП

Описанная зональность впервые установлена на примере Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО (рис.1) Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП [4], подтверждается по другим НГБ мира (Месопотамский прогиб, Предкавказье, Тимано-Печерская провинция, Западная Сибирь, Саратовское Поволжье, Днепровско-Донецкий авлакоген и др.) [5] и возведена в ранг закона пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры [5].

В деталях строения Южно-Мангышлакской НГО (табл.1, рис.2) находит подтверждение стратиграфическая приуроченность и зональность трансформации физико-химического и фазово-элементного состава первичных мантийных УВ-систем в зависимости от активности неотектонических движений. Завершает ряд метаморфизма первичных мантийных УВ-систем угольные поля складчатой области Центрально-Мангышлакских дислокаций.

Таблица 1. Стратиграфическая приуроченность залежей Южно-Мангышлакской НГО в зависимости от параметров активности новейших тектонических движений.

Стратиграфическая приуроченность залежей УВ	Нижний предел нефтегазоносности	PZ, T	T+J	J	J+K	K	Верхний предел нефтегазоносности
Градиент амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений (0,05 км/км^2)	< 4-6	6-10	10-12	12-14	14-16	16-18	> 18
Амплитуда среднемиоцен-четвертичных движений, м	< (-50)	(-50)-0 (-200)-(-100)	0-50	50-150	150-200	200-250	> 250
Амплитуда среднеплиоцен-четвертичных движений, м	< 50	50-100	100-150	150-200	200-250	250-300	> 300
Густота линеаментов, км/км^2 (для $R_{оср}$ = 5 км)	< 500	500-1000	750-1250	1000-1250	1250-1750	1500-2000	> 2000

Полученные результаты вносят новый взгляд на проблему очагов генерации УВ и служат решению первой ее части, касающейся определения пространственно-временных координат (*x*, *y*, *z*, *t*) генерирующих зон (координата *z* - кровля астеносферного слоя верхней мантии). Они служат также основой разработки новой концепции нефтегазогеологического районирования (НГГР) недр и классификации НГБ на неотектонической основе.

Для Восточного Предкавказья Н.А.Касьяновой (1988) по нашей методике [3] была установлена количественная связь между запасами УВ, направленностью и амплитудой новейших вертикальных движений. При этом установлено, что, чем выше новейшая активность территории, тем выше поднимается уровень стратиграфической приуроченности залежей нефти и газа. В частности, в Терской нефтегазоносной зоне, являющейся наиболее мобильной на новейшем этапе развития, промышленные скопления УВ встречаются вплоть до сарматских отложений. Положительно влияют на сохранность залежей УВ новейшие вертикальные движения амплитудой поднятия до 2000 м (с верхнесарматского времени), выше этого предела новейшие движения играют негативную роль в сохранности залежей.

На примере Терско-Сунженского района В.И.Коноваловым (1988) была установлена связь стратиграфических уровней локализации залежей нефти газа с интенсивностью проявления новейшего тектогенеза [5]. Локальные структуры района по углам наклона плиоценовых отложений в присводовых частях крыльев условно подразделены им на три группы: 1 - интенсивно дислоцированные (углы наклона >150); 2 - среднедислоцированные (8-150); 3- слабодислоцированные (до 6-80).

1. Для интенсивно дислоцированных структур (Серноводское, Карабулак-Ачалукское и др.) характерна сквозная миграция УВ с концентрацией больших скоплений преимущественно под верхними и наиболее мощными флюидоупорами верхнего миоцена и нижнего миоцена-палеогена соответственно в среднемиоценовых гранулярных и верхнемеловых трещинных коллекторах. На месторождениях, связанных с этим типом структур, отмечаются обильные признаки нефти на поверхности, залежи или следы разрешенных залежей в отложениях среднего миоцена. Опыт работ свидетельствует, что в пределах интенсивно дислоцированных структур нет оснований прогнозировать наличие крупных скоплений УВ в нижележащем разрезе мезозоя (нижний мел, верхняя юра).

2. Для среднедислоцированных структур (Заманкульская, Алховская и др.) характерно отсутствие залежей в среднемиоценовых отложениях, формирование залежей в верхнемеловом комплексе, надсолевых и межсолевых образованиях верхней юры. Большая часть УВ сконцентрирована в подсолевых отложениях верхней юры.

3. В условиях слабодислоцированных структур (Арак-Далатарекская, Харбижинская и др.) основные скопления УВ прогнозируются в верхней юре. Эти структуры характеризуются отсутствием залежей в среднемиоценовых, верхнемеловых и большей части нижнемеловых отложений.

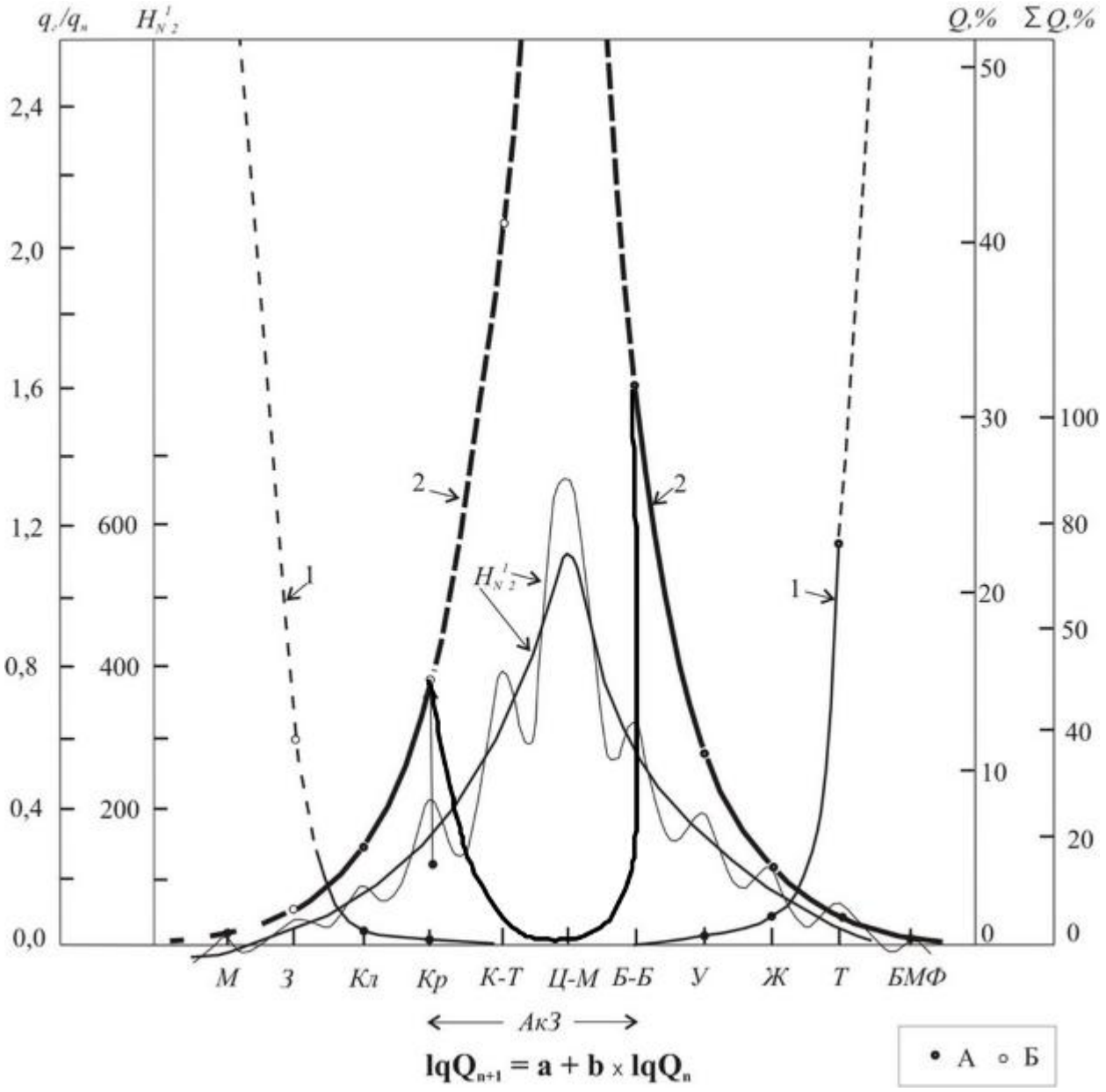


Рис.1. Эмпирическое распределение нефтегазоносности (разведанные запасы УВ). Характер соотношения газосодержания (**1**) и доли запасов УВ от суммарных запасов УВ региона (***ΣQ, %***) (**2**) по структурным (антиклинальным) зонам с активностью (амплитудой ***H*N12**) новейших деформаций земной коры в поперечном профиле через Бузачинский свод, Центрально-Мангышлакские дислокации и Южно-Мангышлакский прогиб. Шкала запасов: справа (***ΣQ, %***) и сплошная часть кривой **2** - фактические значения разведанных запасов; слева (***Q, %***) и штриховая часть кривой **2** - расчетные значения теоретического распределения запасов УВ для симметричного относительно двух НГО очага генерации УВ (формула распределения $lgQ_{n+1} = a + b \times lgQ_n$). Кривые амплитуды неотектонических движений - фактическая, отвечающая нормальному закону распределения, и теоретическая (восстановленная), отвечающая закону затухающей синусоиды, *а* - фактические, *б* - расчетные значения величин газосодержания и доли запасов УВ по антиклинальным зонам для смежных НГО. Структурные (антиклинальные) зоны: ***М*** - Морская, ***З*** - Заповедная, ***Кл*** - Каламкасская, ***Кр*** - Каражанбасская, ***К-Т*** - Кошак-Торлунская, ***Ц-М*** - Центрально-Мангышлакская, ***Б-Б*** -Беке-Башкудукская, ***У*** - Узеньская, ***Ж*** - Жетыбайская, ***Т*** - Тенгинская, ***БМФ*** - Большая Мангышлакская флексура; ***АкЗ*** - аконсервационная зона. **А** – фактические, **Б** – расчетные данные.

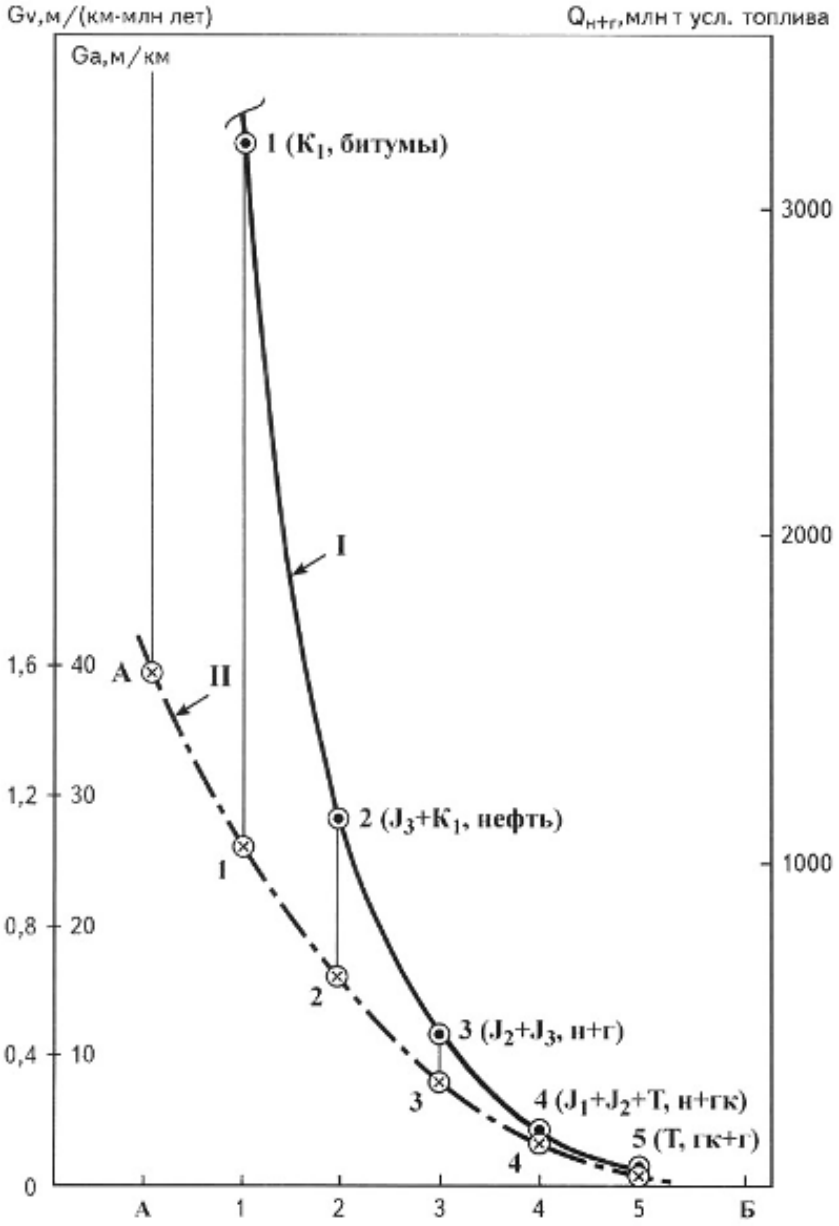


Рис. 2. Южно-Мангышлакская НГО. Характер распределение запасов и фазового состава УВ (**I**) в зависимости от изменения значений градиента амплитуд (G_a) и градиента скорости (G_v) неотектонических движений (**II**) по антиклинальным линиям вкрест простирания от складчатого борта (**А**) до оси прогиба (**Б**): в скобках – стратиграфический интервал концентрации запасов и фазовый состав УВ. **А** – складчатый борт (Горный Мангышлак), **Б** – ось Южно-Мангышлакского прогиба: *1* – Беке-Башкудукский вал; *2* – Узеньская антиклинальная линия; *3* – Жетыбай антиклинальная линия; *4* – Тенгинская антиклинальная линия; *5* – Саукудук-Улькендалинская антиклинальная линия.

В.Д. Скарятиным [2] методом многомерной корреляции было выделено два типа залежей Терско-Сунженской НГО, отличающиеся основными параметрами (запасы УВ, плотность запасов и др.) в зависимости от современной активности движений земной коры по данным повторного нивелирования и градиентов мощностей нефтегазоносных комплексов. К первому типу относятся залежи: Арак-Далатерек, Ахлово, Минеральное, Северо-Минеральное, Гудермес (Западный и Восточный), Заманкул, Серноводск и Датых, характеризующиеся незначительными величинами современных вертикальных движений земной поверхности и невысокими значениями градиентов мощностей, малыми запасами нефти и малыми величинами плотности запасов. Запасы нефти в этих залежах

увеличиваются с возрастанием градиента мощностей и современной тектонической активности. В целом этот тип залежей можно назвать бедным, приуроченным к пассивно развивающимся складкам, как на современном этапе, так и в геологическом прошлом (по крайней мере, с позднего мела).

Во второй тип входят залежи: Эльдарово, Хаян-Корт, Правобережная, Ястребиная, Брагуны, Карабулак-Ачалуки, Октябрьская. Запасы нефти этих залежей почти на порядок выше предыдущих, а плотность запасов - более чем в 3 раза. Для этого типа значения суммарного градиента мощностей более чем в 1,5 раза превышают аналогичные значения в залежах первого типа и в два раза выше значений современных вертикальных движений земной поверхности (более 17 мм/год по сравнению с 8,3 мм/год для залежей первого типа).

С учетом приведенных данных, закономерности нефтегазоносности недр Терско-Сунженской НГО в связи с геодинамическими (новейшая и современная активность земной коры) аспектами нефтегазовой зональности первичных мантийных УВ-систем, не вызывают сомнений. Следует дополнить, что в соответствие с установленной зональностью (закон пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры) [5], изменение активности новейших тектонических движений (проницаемости и закрытости недр, степени метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений) по простиранию Кавказской СС на периклинали (на юго-восток – Дагестанская часть Терско-Каспийского ПП и северо-запад – Западно-Кубанский ПП), равно как и по падению на северо-восточный (Скифская плита) и юго-западный (Рионская и Куринская впадины) борта, приводит к снижению величины и плотности запасов (ресурсов) УВ и стратиграфического уровня локализации залежей.

При этом в поперечном сечении российской части Кавказской СС отчётливо подтверждается зональность первичных мантийных УВ-систем для ОБ краевого типа (асимметричного) с изменением физико-химического и фазово-элементного облика в ряду: газ - газоконденсат - нефть (от легкой до тяжелой) - битумы - горючие сланцы - угли (от бурых до антрацитов) - антраксолиты (от низших до высших) - графит - алмаз.

Рассмотрим вначале зональность (фазовый состав и доля суммарных начальных ресурсов (СНР) УВ (нефть, газ, газоконденсат) по основным нефтегазоносным комплексам (НГК) осадочного чехла) распределения нефтегазоносности недр Восточного Предкавказья в продольном (с запада на восток) и поперечном (с севера на юг) сечении относительно Кавказской СС. Будем выделять нижний (юрский, триас-юрский НГК), средний (меловой НГК) и верхний (неоген-палеогеновый НГК) тип локализации СНР УВ.

В Карачаево-Черкесской Республике (Восточно-Кубанская впадина, Северная моноклиналь Центрального Кавказа) СНР на 100% состоят из газа, на 2/3 (66,7%) локализованы в юрском (нижнем) НГК, на 1/3 (33,3%) – в палеогеновом (верхнем) НГК.

В Республике Кабардино-Балкария (Терско-Каспийский ПП) более половины суммарных запасов УВ (53,63%) приходится на юрский (нижний) НГК и около половины (45,4%) на меловой (средний) НГК, а вместе на юрско-меловой комплекс приходится более 99% СНР. И, если верхний неогеновый НГК (1% запасов) содержит 100% нефти, то юрский НГК наполовину (более 50%) газоносный, меловой НГК характеризуется равномерным распределением нефти, газа и конденсата.

В Республике Северная Осетия (Терско-Каспийский ПП) 79,4% СНР распределены в юрском (нижнем) НГК (50% - газ, 20% - конденсат, 30% - нефть), около 15% - в нижнемеловом НГК (45% - газ, 20% - конденсат, 35% - нефть) и около 6% - в верхнемеловом НГК (20% - конденсат и 80% - нефть). В целом на меловой (средний) НГК приходится около трети (20,5%) НСР, а на юрско-меловой НГК - 100% СНР.

В Республике Ингушетия (Терско-Каспийский ПП) на верхнюю часть разреза (неогеновый НГК) приходится 25,3% НСР (90% - нефть, 10% - газ и конденсат), на меловой (средний) НГК приходится 60,7% НСР (10% - газ, 25% - конденсат, 65% - нефть), из них на верхнемеловой – 44,7% и лишь 14% СНР локализована в юрском (нижнем) НГК (50% - газ, 20% - конденсат, 30% - нефть).

В Республике Чечня (Терско-Каспийский ПП) неогеновый (верхний) НГК содержит 19,1% СНР (90% - нефть, 10% - газ и конденсат), меловой (средний) НГК – 66,6% НСР, из них

верхнемеловой – 55,7% (15% - газ, 25% - конденсат, 60% - нефть) и 14,3% - юрский (нижний) НГК (55% - газ, 20% - конденсат, 25% - нефть).

В Республике Дагестан (Терско-Каспийский ПП) неоген-палеогеновый (верхний) НГК содержит 10,3% СНР (45% - газ, 5% - конденсат, 50% - нефть), меловой (средний) НГК – 50,3% НСР (60% - газ, 10% - конденсат, 30% - нефть) и 39,4% - триас-юрский (нижний) НГК (15% - газ, 10% - конденсат, 75% - нефть).

В целом по Республикам Центрального и Восточного Предкавказья наблюдается следующая картина (тип) локализации СНР УВ по НГК осадочного чехла: Карачаево-Черкесия – нижний, Кабардино-Балкария – нижний (средне-нижний), Северная Осетия – нижний, Ингушетия – средний, Чечня – средний, Дагестан – средний (нижне-средний). Как видим, на юго-восток в сторону усиления активности (градиент амплитуд) новейших тектонических движений северного склона Кавказской СС, тип локализации СНР УВ переходит от нижнего (юрский НГК) до среднего (меловой НГК): с увеличением проницаемости осадочного чехла, СНР УВ локализуются на более высоком стратиграфическом уровне.

Наконец, Ставропольский край, с аномальной для Скифской плиты активностью неотектонических движений и резким сокращением осадочного чехла (Ставропольский свод), характеризуется верхним (неоген-палеогеновый НГК) типом локализации СНР УВ: 42,5% СНР и преимущественной газоносностью (70% - газ, 5% - конденсат, 25% - нефть). Средний (меловой) НГК (36,4%) преимущественно нефтеносный (20% - газ, 5% - конденсат, 75% - нефть), нижний (триас-юрский) НГК наполовину нефтегазоносный (45% - газ, 5% - конденсат, 50% - нефть).

В целом идеальная схема нефтегазовой зональности Северного склона Кавказской СС в связи с геодинамическими аспектами разгрузки в осадочном чехле мантийных УВ-систем может в деталях нарушаться за счет не учтенного нами фактора экранирования и сохранности залежей УВ. Тем не менее, она отвечает ее основным положениям, в особенности при рассмотрении распределения тяжелой (метаморфизованной и окисленной) части углеводородной ветви первичных УВ-систем, которая связана с поясом битумов в неоген-палеогеновых отложениях, протягивающегося вдоль Северного (внешнего) склона Кавказской СС от моря (Индоло-Кубанская НГО) до моря (Терско-Каспийская НГО).

Наконец, угольный пояс Северного Кавказа фиксирует продвижение фронта метаморфизма на внутренний склон Главного Кавказского хребта, при этом по мере роста метаморфизма в сторону центральной складчатости, месторождения углей (средне-верхне-каменноугольного, нижне-среднеюрского и неогенового возраста) переходят от бурых углей в каменные. С северо-запада на юго-восток этот пояс включает буроугольные: Губское, Ахметовское и Тришкинское; каменноугольные: Даховское, Большелабинское, Бескесское, Малолабинское, Толстобугорское, Кяфаро-Богословскоое, Амгитинское, Кольтюбинское, Аксаут-Тебердинское, Картджюртское, Хумаринское, Подкумское, Кубано-Малкинское, Хасаутское, Тызильское, Былымское и Фаранкольское месторождения Западного и Центрального Предкавказья; буроугольные: Тарское, Дарг-Кохское и Эртынь-Кортское; каменноугольные: Чиркатинское, Датунское, Ункидское, Акушинское, Гуштильское, Рубасчайское, Лакское и Чарахчайское месторождения Восточного Предкавказья.

В пределах антиклинория складчатого Кавказа закартированы многочисленные выходы, проявления и промышленные скопления битуминозных известняков, горючих сланцев, антраксолитов и графита, как крайних форм в ряду метаморфизма углеродной ветви первичных мантийных УВ-систем. Наконец, по обобщению Б.Р. Кусова [1] фактического материала Л.А. Варданянца (1932), Р.Р. Гогичева (1999), Ю.Г. Леонова, (2007) и др., по перспективам алмазоносности Центрального Кавказа, известно о наличии 14 трубок взрыва южнее вулкана Казбек в пределах Кельтского плато Грузии. Как известно, с трубками взрыва ассоциируются алмазы, открытие которых на Кавказе окончательно венчает ряд метаморфизма углеродной ветви первичных мантийных УВ-систем.

На Южном склоне в пределах Рионского и Куринского прогибов мы наблюдаем зеркально-симметричную зональность в распределении углеродных парагенезов первичной мантийной УВ-системы Кавказа, очаговая зона (Кавказский мантийный очаг генерации УВ) которой находится в ядерной части Главного Кавказского хребта.

Тимано-Печерская НГП

В пределах Тимано-Печерской НГП (асимметричный палеозойский предгорный ОБ краевого типа), в соответствии с увеличением закрытости недр (увеличение мощности чехла и региональных флюидоупоров) к дипоцентру ОБ (поперечная зональность) и в сторону арктического шельфа (продольная зональность), происходит увеличение газонасыщенности УВ-систем. В согласии с этим осевая часть прогиба, связанная с Печеро-Колвинской нефтегазоносной областью (НГО), характеризуется преимущественным развитием газовых и газоконденсатных месторождений (Вуктыльское, Возейское, Ярейюское, Кумжинское, Коровинское и др.). С погружением в сторону Восточно-Баренцевской НГП, ослаблением дислоцированности чехла и увеличением закрытости недр, встречаются только газоконденсатные и газовые месторождения (Мурманское, Штокмановское, Лудловское и др.).

Напротив, в сторону борта Уральской складчатой системы (СС) от осевой линии дипоцентров ОБ Тимано-Печерской НГП, за счет усиления дислоцированности, проницаемости и ослабления экранирующих свойств осадочного чехла происходит трансформация первичных мантийных УВ-систем в сторону их общей дегазации и утяжеления. УВ-системы Хорейверской и Варандей-Адзьвинской НГО преимущественно нефтяные (Верхневозейское, Харьягинское, Хасырейское, им. А.Титова, Торавейское, Приразломное и др.). С приближением к Уральской СС появляются скопления битумов (крупные залежи битумов (асфальты и асфальтиты) известны в пределах Тиманской НГО (Ярегское), на южной оконечности Печеро-Колвинской НГО (Усинское), в Варандей-Адзьвинской НГО и на поднятии Чернова.

На складчатый борт северного Урала наложен Печорский угольный бассейн (УБ), совмещённый с Северо-Предуральской НГО пермского возраста, внутри которого метаморфизм углей от бурых (Верхнероговское) до каменных и антрацитов (Сейдинское, Усинское, Воргашорское, Воркутское) происходит последовательно с запада на восток в соответствие с усилением метаморфизма пород (от осадочного к складчатому борту Урала). Замыкает этот ряд углеродного метаморфизма на Северном Урале гидротермальные урановые месторождения Полярно-Уральского и Ляпинского урановорудных районов (золоторудной и полиметаллической спецификации), связанные с черносланцевыми формациями с остаточной битуминозностью высокопелитовых разностей пород.

УБ окаймляют весь западный складчатый борт Урала по всему его простиранию и одновременно служат крайним звеном метаморфизма УВ-систем на границах НГБ. На южном окончании Тимано-Печерская НГП граничит с Щугор-Выктыльским УБ, который южнее переходит в Кизеловский УБ, граничащий со Средне-Предуральской НГО Волго-Уральской НГП, далее на юг в пределах Волго-Уральской НГП мы наблюдаем граничный парагенез Южно-Предуральской НГО с Южно-Уральским УБ и с Южно-Уральским горюче-сланцевым бассейном (месторождения Ашинское, Лемезинское, Зилимское). В границах РФ Южно-Предуральской НГО граничит на юге с Урало-Каспийским УБ и Орским угольным районом.

В соответствие с описанной зональностью [4,5] на запад Тимано-Печерской НГП (платформенный склон) в сторону ослабления складчатости, метаморфизма и общей проницаемости земной коры, погружения чехла и улучшения экранирующих свойств разреза, происходит переход от углей, битумов, тяжелых нефтей, к лёгким нефтям, конденсатам и свободному газу в осевой части Печеро-Колвинской НГО. Далее на запад в сторону пологого платформенного борта Тиманского вала (восточного склона) картина зеркально повторяется, но с меньшей контрастностью. От осевой зоны Печеро-Колвинской НГО происходит утяжеление нефтей, появляются тяжелые нефти и битумы (Ярегское месторождение с нафтидо-титановой минерализацией); на борта, с ростом метаморфизма углеродистого вещества, нафтиды переходят в горючие углеродистые сланцы (Ижемский бассейн) и в угли (Южно-Тиманский район).

На южном Урале в пределах Волго-Уральской НГП зональность повторяется: осевая часть Предуральского прогиба с максимальными мощностями осадочного выполнения и экранирующими свойствами региональных флюидоупоров характеризуется максимальной газонасыщенностью и распространением газовых, газоконденсатных и нефтегазовых

залежей (Средне-Предуральская, Южно-Предуральская, Оренбургская, Бузулукская НГО), на запад в сторону сокращения мощности чехла и ослабления экранирующих свойств разреза мы встречаем в основном нефтеносные области с однофазными нефтяными залежами (Прикамская, Верхнекамская, Уфимская, Южно-Татарская, Северо-Татарская, Средневолжская НО), переходящие в битумные поля (Мелекесская впадина). При этом западная оконечность нефтегазоносных территорий Волго-Уральской НГП окаймляется поясом горючесланцевых бассейнов и групп месторождений (Ярегский, Сысольский, Мантуровский, Волжский, Общесыртовский). За границами установленной нефтегазоносности Волго-Уральской НГП развиты УБ и районы (Камский и Ульяновско-Саратовский наложенные; Подмосковный, Белгородско-Обоянский, Донецкий). При этом Донецкий УБ скорее является самостоятельным звеном метаморфизма углеродистого вещества мантийной УВ-системы, связанной с локальным рифтогенным мантийным очагом генерации УВ Днепровско-Донецкой впадины.

В соответствии с этой зональностью, Южно-Новоземельский урановорудный район о-ва Новая Земля будет «окольцован» по периметру морским продолжением Печерского УБ (на юге и западе) и не открытым еще Западно-Карским УБ (на востоке).

Рассматривая складчатый Урал по всему его простиранию как глубинный очаг мантийного нефтегазообразования, важнейшим подтверждением установленной нами на примере Мангышлакско-Бузачинской НГО [3,5] и наблюдаемой уже по отношению к Уральской СС зональности, является овально-концентрическое (поясовое) расположение фазово-минеральных УВ ассоциаций: газ – нефть – битумы – горючие сланцы – уголь – графит вдоль всего меридионального протяжения Урала. Эта зональность повторяется и в пределах сопряженных ОБ восточного склона Урала. В этой зональности угольные пояса Урала, развитые на западном и восточном складчатом обрамлении Урала, служит маркёрами стадии карбонизации вторичных битумных нафтидов и начала предграфитовой стадии метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений первичных мантийных УВ-систем в аконсервационной зоне при разгрузке мантийного очага. Согласно этой зональности следующим элементов в ряду процессов физического фракционирования, дегазации, гипергенного окисления, карбонизации и метаморфизма углерода первичных мантийных УВ-систем должны быть графит и алмаз. Графит в изобилии распространён на складчатом Урале, причем на Урале разведаны крупнейшие месторождения графита в России. В целом на Среднем и Южном Урале в пределах Уральской СС разведано до 50 месторождений графита.

Наконец, в Центрально-Уральской структурно-минералогической зоне в пределах Сарановских хромитовых месторождений выявлены россыпи алмазов (Н.Г. Берлянд, 2007).

Металлогения Урала в ее металлоуглеродной (металлоорганической) части, полностью подтверждает установленные нами связи и зональность первичных мантийных УВ-систем. Так, на примере Тиманского кряжа (Т.П. Майорова и др., 2012) можно наблюдать широкое развитие сульфидной минерализации в углеродсодержащих сланцах верхнего кембрия. Рудовмещающие углеродистые сланцы соответствуют хлорит-серицитовой субфации зеленосланцевой фации регионального метаморфизма содержат от 10 до 50% углеродистого вещества – продукта глубокого метаморфизма первичных мантийных УВ-систем.

Таким образом, на западном склоне Урала отчетливо наблюдается овально-концентрическая (поясовая) зональность в распределении углеродных парагенезов первичной мантийной УВ-системы Кавказа, очаговая зона (Уральский мантийный очаг генерации УВ) которой находится в ядерной части Главного Уральского хребта.

Западно-Сибирская и Восточно-Сибирская НГП

Повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов и ресурсов УВ, расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносности, а также изменение фазового состава месторождений УВ Западно-Сибирской НГП, связано с зональностью новейших тектонических движений [2].

Для Западной Сибири характерна следующая региональная зональность новейших

тектонических движений: увеличение амплитуд и градиентов амплитуд новейших тектонических движений происходит с юга на север и от краевых частей (не путать со складчатыми бортами) к осевой зоне прогиба, с максимальными значениями параметров активности новейших тектонических движений в пределах центральной осевой зоны северной части прогиба. Этой же зональности подчинено и общее увеличение мощностей осадочного чехла и региональной турон-датской покрышки.

В соответствии с зональностью новейших тектонических движений Западно-Сибирской НГП центральная зона северной области преимущественного газонакопления связана с плановым совмещением зон максимальных значений активности новейших тектонических движений и мощностей осадочного чехла и региональной турон-датской покрышки. Максимальная проницаемость осадочного чехла для вертикальной миграции УВ обеспечила максимальную плотность УВ потока и объемы поступления УВ в осадочный чехол (первичная фаза УВ потока – парообразная газо-водонефтяная смесь), которые здесь были выведены на максимально высокий стратиграфический уровень (сеноман) и обеспечены максимальными экранирующими и консервирующими свойствами турон-датской покрышки от последующего рассеяния газовых скоплений в пределах молодых новообразованных (неоген-четвертичных) гигантских ловушек УВ. Месторождения УВ характеризуются здесь максимальным этажом нефтегазоносности и количеством залежей по разрезу, максимальными плотностью запасов и коэффициентом заполнения ловушек, максимальной аномалийностью пластовых давлений, другими гидродинамическими и гидрохимическими аномалиями - индикаторами молодости питающих первичных мантийных УВ-систем.

Ослабление активности новейших тектонических движений на фоне сокращения мощностей осадочного чехла и региональных флюидоупоров для южной части Западно-Сибирской НГП, привело к относительно более низкой по стратиграфическому разрезу разгрузке и концентрации ресурсов УВ в разрезе неокома, юры и доюрского фундамента. Как следствие, южная часть Западно- Сибирской НГП характеризуется преимущественной нефтеносностью и высокими перспективами низов осадочного чехла и фундамента по нефти. Южная область преимущественного нефтенакопления Западной Сибири испытала интенсивную дегазацию и рассеяние газовой составляющей УВ потока (ослабление свойств турон-датской покрышки) и по остаточным ресурсам УВ является недонасыщенной газом.

В сочетании с объемом контролирующих ловушек, активность неотектонических движений и экранирующие свойства региональных флюидоупоров, определили все многообразие количественного и пространственно-стратиграфического распределения разведанных запасов и прогнозных ресурсов УВ Западно-Сибирской НГП, их преобладающий фазовый состав и физико-химические свойства.

Таким образом, в соответствии с региональной зональностью новейших тектонических движений Западной Сибири, повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов и основных ресурсов УВ, а также расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносности место- рождений нефти и газа Западно-Сибирской НГП, связано с увеличением активности новейших тектонических движений.

Зональность фазового состава выявленных запасов и прогнозных ресурсов УВ является функцией экранирующих (консервирующих) свойств осадочного чехла и подчинена зональности распространения региональных флюидоупоров. В сочетании с объемом контролирующих ловушек, активность новейших тектонических движений и экранирующие (консервирующие) свойства региональных флюидоупоров, определили все многообразие количественного (плотность запасов УВ) и пространственно-стратиграфического распределения запасов и прогнозных ресурсов УВ Западно-Сибирской НГП, их преобладающий фазовый состав и физико-химические свойства.

Возвращаясь к проявлению зональности первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности недр Западно-Сибирской НГП, отметим ее главную особенность: Западно-Сибирская НГП со всех сторон по периметру окаймлена УБ. На восточном склоне Уральской СС с севера на юг по ее простиранию расположены УБ: триас-юрский Сосьвинско-Салехардский, каменноугольные Маньинский, Серовский, Махневско-

Каменский, триас-юрский Челябинский, каменноугольный Полтаво-Брединский район и другие районы. От складчатого борта к платформенному антрациты замещаются бурыми углями.

На всем протяжении Уральской СС от южной оконечности Новой Земли и Полярного Урала, УБ и их сопряжённые углеродные ассоциации мантийной УВ-системы сопровождает наложенная урановорудная минерагения Урало-Енисейского пояса, частично наложенная и на нефтегазоносные территории Восточно-Уральской, Приуральской и Красноленинской НГО Западно-Сибирской НГП. Южное обрамление урановорудной минерагении Урало-Енисейского пояса сопряжено с крупнейшими и богатейшими УБ: Горловским (C-P), Кузнецким (D-C-P-J), Минусинским (C-P) и Канско-Ачинским (C-J), граничащими с Каймысовской, Васюганской, Пайдугинской и Предъенисейской НГО Западно-Сибирской НГП (на территории Казахстана - Карагандинский, Экибастузский и другие УБ). На востоке Западно-Сибирская НГП (Пур-Тазовская НГО) граничит с Тунгусским УБ до границы на севере с Хатангско-Вилюйской НГП, также обрамлённой со всех сторон УБ (Тунгусский, Таймырский, Ленский).

Уже в пределах Сибирской платформы Тунгусский, Таймырский и Ленский УБ с внутренней стороны Анабарского щита окаймлены кембрийскими горючесланцевыми и битумными (Оленекский и другие) бассейнами и полями, с урановорудной минерализацией, переходящей в антраксолитовую и графитовую субфации первичной мантийной УВ-системы. Завершает ряд трансформаций первичной мантийной УВ-системы Сибирской платформы алмазообразование, в котором алмаз является крайней формой метаморфизма углерода при взрывной разгрузке мантийных углеродсодержащих ксенолитов на поверхности. Широкое распространение алмазов Сибирской платформы и их тесная связь с нефтегазопроявлениями и различными ассоциациями углеродистых веществ общеизвестна, а мантийный генезис этих парагенетических ассоциаций не вызывает уже никаких сомнений.

Нефтегазоносность ОБ Сибирской платформы связана с их центриклинальными и бортовыми частями, отвечающих оптимальным (средним) значениям геодинамической напряженности (амплитуды и градиенты скорости неотектонических движений) и закрытости недр. При этом в зональности фазового распределения газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтяных месторождений, а также битумных полей, наблюдается установленная для Мангышлакско-Бузачинской НГО [3,5] закономерность овально-концентрического (поясового) расположения фазово-минеральных УВ ассоциаций, в соответствие с которой все нефтегазоносные бассейны опоясываются с внешней стороны ОБ угольными бассейнами.

В целом, отмечая повторение общей зональности первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности недр западного (Тимано-Печерская, Волго-Уральская и Прикаспийская НГП) и восточного (Западно-Сибирская НГП) бортов СС Урала и одноименного мантийного очага генерации УВ, мы наблюдаем нарушение ее идеальной модели на восточном склоне Урала. Это нарушение зональности первичных мантийных УВ-систем может быть связано с нарушением симметрии строения Уральской СС на корово-мантийном уровне, деградацией системы предгорных прогибов, возможным смещением очага генерации УВ на западный склон Урала и нарушением прямой выраженности морфологии очага генерации с современной морфоструктурой Урала, равно как и несовпадением зональности новейших деформаций земной коры и ее проницаемости с глубинной структурой Урала.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ЗАКОНЫ ИЗМЕНЕНИЯ ФАЗОВОГО СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ УВ-СИСТЕМ В ПРЕДЕЛАХ ОБ ЗЕМЛИ

В соответствие с установленной зональностью утяжеление состава УВ-систем имеет прямую связь с ростом не только стратиграфического интервала локализации, но и гипсометрического положения составляющих ее ассоциаций. В этом ряду битумы, сланцы, угли и антраксолиты занимают самое высокое гипсометрическое положение, характеризуются максимальными изменениями первичных мантийных газофлюидных УВ-систем в условиях аконсервационной зоны приповерхностного гипергенеза и в соответствие с нарастанием степени прогрессирующего метаморфизма пород к осевым частям

складчатых (глыбово-складчатых) систем. В качестве наиболее очевидных примеров, приведем приповерхностное залегание в Венесуэле в нефтяном поясе Ориноко 475-600 млрд. т тяжелой нефти; 480 млрд. т. нефтяных песков Атабаски, Уобаски, Колд-Лейк и Пис-Ривер в Канаде; на Аляске на месторождении Купарук на глубине 610-1220 м запасы тяжелой нефти составляют около 4,5 млрд.т; в Мелекесской впадине на глубине около 150 м наличие скоплений битумов (18 млрд.т).

Изучение рудных месторождений в пределах аконсервационных зон складчатых (глыбово-складчатых) областей и древних щитов показало, что оруденение самого различного состава очень часто приурочено к породам с высоким содержанием углеродистого вещества (битуминозные известняки, битуминозные и углистые сланцы, горючие сланцы и др.). Углеродное вещество играет большую роль в осаждении (восстанавливающее воздействие и адсорбирующая роль для металлоорганической минерализации) соединений урана, свинцово-цинкового и другого полиметаллического, редкоземельного и благородного оруденения (золото, ртуть и др.). Рассматривая парагенетические связи оруденения с битуминозными известняками, битуминозными и углистыми сланцами, горючими сланцами, антраксолитами и другими углеродсодержащими породами, следует иметь в виду, что в гидротермальных рудообразующих процессах УВ-системы являются сопутствующими ассоциированными компонентами рудно-магматических потоков, а видимые связи отражают остаточные от разрушения дериваты УВ-систем в составе рудообразующих систем.

Области распространения битумно-сланцево-угольных ареалов УВ-систем сопровождает (замыкает) промышленная ураноносность пород (связанная, в том числе, с черносланцевыми формациями), обусловленная как увеличением концентрации урана в гидротермальной УВ-содержащей флюидной системе, так и повышением кларка урана в связи с дегазацией, гипергенным окислением и метаморфизмом исходного состава УВ-систем. Глубины дренирования коры и верхней мантии гидротермальными УВ-содержащими флюидными колоннами увеличиваются в сторону складчатых ботов ОБ, равно как и активность новейших деформаций земной коры (амплитуда и градиент амплитуд восходящих движений). В этом же направлении увеличиваются глубины проникновения и дренирования разломами мантии Земли, общая раскрытость недр за счет раскрытости трещинно-разрывных систем, ослабления экранирующих свойств осадочного чехла и региональных флюидоупоров, степень метаморфизма и деструкции первичных УВ-систем.

Напротив, газонасыщенность УВ-систем увеличивается с увеличением мощности осадочного выполнения ОБ, она растет вниз по разрезу осадочного чехла и в сторону дипоцентров ОБ. Наблюдаемое в ряде случаев увеличение газонасыщенности УВ-систем на борта ОБ связано с обязательным увеличением в этом направлении мощности региональных флюидоупоров отдельных нефтегазоносных комплексов (НГК), замещением их эвапоритовыми покрышками или омоложением УВ-систем, благодаря продолжающейся современной подпитке залежей. Учитывая высокую миграционную (фильтрационную) подвижность газовой составляющей УВ-систем, связь газовых скоплений с экранирующими свойствами осадочного чехла и региональных флюидоупоров очень тесная, если не сказать определяющая, учитывая, что первичный состав глубинных УВ-систем является предельно газонасыщенным.

Мантийные энергетические и флюидодинамические центры, ассоциируемые с очагами генерации глубинных УВ-систем, определяющие в том числе тектономагматические циклы развития земной коры, увязываются с концентрическими кольцевыми и линейно-эллипсоидными структурами земной коры, формируемыми над восходящими мантийными плюмами (диапирами), а все формы концентрического структурирования земной коры и распределения в ней флюидогенных полезных ископаемых является следствием пузырьково-диапировой (ячеисто-диапировой) формы выноса вещества из глубинных недр Земли с учетом вариации по площади и разрезу градиента реологических свойств геосреды (от вязких и пластичных, к твердым и хрупким), градиента давления и температуры в пределах наложенных магматогенных и гидротермальных фильтрующих колонн.

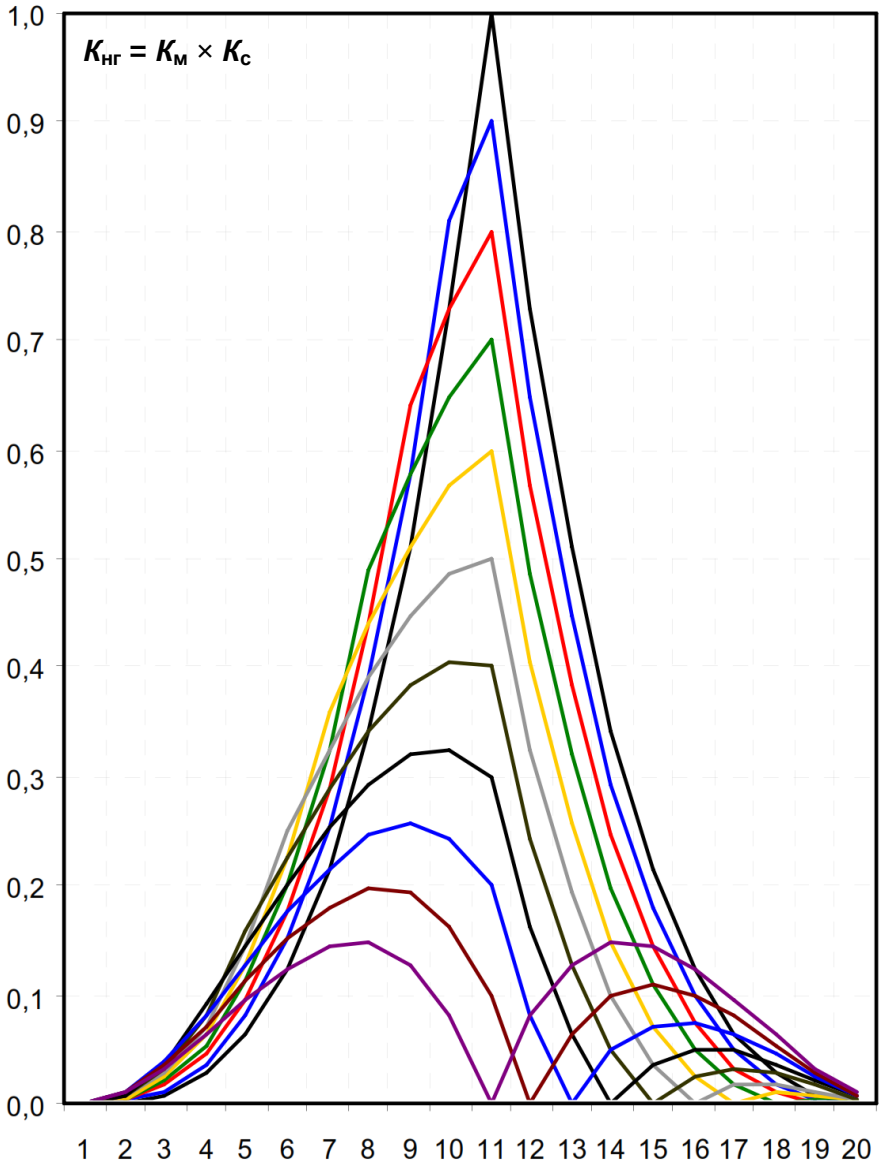


Рис.3. Теоретическое распределение вероятностной оценки ресурсного потенциала осадочного бассейна ($K_{нг}$) для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной, осадочных бассейнов во всех возможных сочетаниях соотношений относительных значений проницаемости ($K_м$) и экранирования при скользящей оси коэффициента сохранности ($K_с$): 1 - днище осадочного бассейна, 11 – ось складчатой зоны, 20 - днище осадочного бассейна.

При прочих равных условиях (в первую очередь соотношение проницаемости и экранирующих свойств осадочного чехла и земной коры, в целом) площадная, вертикальная и фазово-минеральная зональность распределения УВ-систем определяется глубиной дренирования активизированными разломами земной коры и верхней мантии, степенью дислоцированности и метаморфизма коры, включая ее верхнюю часть (породы осадочного чехла и фундамента).

Установленные закономерности, связанные с геодинамической эволюцией НГБ на неотектоническом этапе развития, отражают зональность первичных мантийных УВ-систем, запечатленную в глобальных закономерностях нефтегазоносности недр и находят свое выражение в теоретическом распределении ресурсного потенциала для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной, осадочных нефтегазоносных бассейнов (рис.3). Приведенный график теоретического распределения вероятностной оценки

ресурсного потенциала характеризует нефтегазоносность недр (коэффициент нефтегазоносности - *К*нг) для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной осадочных бассейнов во всех возможных сочетаниях соотношений относительных значений проницаемости (*К*м - коэффициент миграции) и экранирования (*К*с - коэффициент сохранности) осадочного чехла при формировании залежей УВ в ловушках различного типа. Абсолютная величина локализованных ресурсов УВ, выраженная через коэффициент аккумуляции (*К*а) - есть функция объема ловушек, вероятность заполнения которых определяется величиной коэффициента нефтегазоносности (*К*нг). Этот график представляет особый интерес в сопоставлении с графиком фактического распределения нефтегазоносности недр, установленного для Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО (рис.1). Одинаковая аналитическая и графическая форма выражения фактического (эмпирического) и теоретического (модельного) распределения нефтегазоносности недр, свидетельствует о достоверности установленных эмпирических связей и аппроксимации их с критериальными факторами аналитической связи.

Установленная эмпирическая зависимость распределения разведанных запасов УВ (*Q*) по месторождениям Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО от величины *К*нг аппроксимируется степенной функцией вида $\lg Q = a + b \cdot \lg К_{нг}$, где *a* и *b* – коэффициенты, оцениваемые по методу наименьших квадратов (*a* = 4,69, *b* = 1,57). Логарифм запасов (lg*Q*) образует прямую зависимость с lg*К*нг, что подтверждает правильность выбранной аппроксимации. Полученная зависимость позволяет прогнозировать нефтегазоносность в абсолютных значениях запасов. Логарифмическое распределение месторождений УВ по величине запасов для большинства НГБ б.СССР (М.А. Жданов, Е.В. Гординский, 1968; А.А. Бакиров, 1972; А.Н. Истомин и др., 1983; А.Э. Конторович и др., 1988 и др.), в том числе и наши построения, позволяют говорить об общности основных законов распределения УВ в недрах земной коры и правильном направлении выбранной концепции методологии их прогнозирования.

Установленные для Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО закономерности были охарактеризованы нами как количественные неотектонические критерии нефтегазоносности недр [3-5] и получили статус закона пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры [5]. Рассматривая неотектонический фактор в комплексе критериев нефтегазоносности, подчеркнем его прямое влияние на условия и масштабы вертикальной миграции УВ и сопутствующих флюидов, обеспечивающих эвакуацию мантийных УВ-систем в земную кору. Новейшая активность структур, независимо от их типа и истории геологического развития, непосредственно определяет масштабы разгрузки глубинных УВ-систем (масштабы нефтегазонакопления определяются объемами ловушек соответствующего ранга), гипсометрический (глубинный) и стратиграфический уровень локализации залежей УВ и служит, таким образом, в сочетании с экранирующими свойствами региональных флюидоупоров, фактором пространственного и стратиграфического распре- деления УВ в земной коре, зональности фазового состава и физико-химических свойств УВ-систем в пределах ОБ Земли.

В установленных закономерностях находят объяснение как открытие №326 А.А. Трофимука, Н.В.Черского, В.П. Сороко (явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры), так и связи нефтегазоносности с динамо-метаморфизмом пород А.Н. Резникова, зональность метаморфизма углей, равно как и глубинная зональность катагенеза органического вещества (катагенетическая зональность ОВ) и другие проявления природной зональности углеводородных (углеродных) систем в земной коре, как скрытая форма и отражение зональности первичных мантийных УВ-систем, их трансформаций и метаморфизма в земной коре с учетом особенностей структурно-тектонической подложки и активности новейших (современных) деформаций нефтегазоконтролирующих структур различного масштаба и сохранности от вторичных изменений в условиях дегазации, окисления и гипергенных изменений в верхней части земной коры.

Литература

1. Кусов Б.Р. Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (От метана до алмаза): Монография. Издание второе, дополненное. Владикавказ: ИПО СОИГСИ, 2011. – 195 с.

2. Скарятин В.Д. Слоисто-блоково-диапировая модель строения земной коры и поиски месторождений углеводородов. Труды ВНИГРИ, 1989. с. 54-65.

3. Тимурзиев А.И. Неотектонические условия размещения и методы прогнозирования нефтегазоносности (на примере Южного Мангышлака) - Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Ленинград, ВНИГРИ, 1986, 24 с.

4. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации УВ в недрах Мангышлака // Доклады АН СССР. 1989. Т. 309. № 6. С.1438-1442.

5. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты // Геология нефти и газа. 2006. №1. С. 32-43.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ МОРФОСТРУКТУР ЦЕНТРАЛЬНОГО ТИПА, ОБРАЗОВАННЫХ МАНТИЙНЫМИ ПАЛЕОПЛЮМАМИ И ИХ СВЯЗЬ С ГЛУБИННЫМИ УВ

Харитонов А.Л.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В.Пушкова РАН (ИЗМИРАН), Москва
E-mail: ahariton@izmiran.ru

Некоторыми авторами выявлена корреляционная взаимосвязь расположения месторождений газообразных (газ), жидких (нефть) или твердых углеводородов (уголь) и морфоструктур центрального типа – выходов на поверхность Земли мантийных палеоплюмов. По данным дешифрирования космических снимков поверхности рельефа Восточно-Европейской платформы (ВЕП) различными авторами [1-5] было выявлено множество морфоструктур центрального типа (МСЦТ) разного типа и размера (от нескольких сотен метров до нескольких тысяч километров). Большинство этих структур центрального типа возникло в процессе геологической эволюции Земли. Морфоструктуры центрального типа Восточно-Европейской платформы имеют различный возраст и различные виды физических механизмов их образования, определяющих их морфологические поверхностные и глубинные особенности и их пространственные размеры.

Известно, что на ВЕП и окружающих сопредельных регионах имеется несколько различных физических механизмов образования структур центрального типа: магматический (плюмовый, магмато-вулканический, грязе-вулканический), метеоритный, дегазационно-взрывной, тектонический (цилиндрические дайки), метаморфический, сейсмический, комплексный. Отмечают разные поверхностные морфологические особенности морфоструктур центрального типа на ВЕП: кольцевые валообразные, спиралевидные и конусообразные поверхностные структуры. Пространственные размеры выявленных разновозрастных морфоструктур центрального типа, наблюдаемые на территории Восточно-Европейской платформы колеблются от нескольких сот метров до тысяч километров в диаметре. Примеры некоторых морфоструктур центрального типа, расположенных на Восточно-Европейской платформе, выявленных по комплексу геолого-геофизических данных и данных дешифрирования космических снимков показаны на рис. 1, рис. 2.

Используемые методы исследования

Для выявления структур центрального типа на Восточно-Европейской платформе, помимо геолого-геофизических данных, были использованы материалы дешифрирования космических снимков. Целым рядом авторов [3, 4, 5] было отмечено, что с уменьшением разрешающей способности космических изображений, то есть генерализацией космических изображений, из них может быть извлечена структура земной коры все более глубоких ее горизонтов. Кроме того, было установлено, что более надежная корреляционная связь проявляется между результатами космических изображений и геофизическими полями, а не с геологическими материалами, изображенными на региональных геологических картах.

Идеи академика Яншина А.Л. относительно важности изучения механизма зондирования по космическим изображениям глубинных геологических структур [5] также показывает актуальность изучения глубинного строения структур центрального типа.

Некоторые теоретические представления о морфоструктурах центрального типа – поверхностных выходах палеоплюмов

Известно, что на ранней стадии эволюционного формирования Земли произошло образование гигантских (тысячи километров) древнейших морфоструктур центрального типа – нуклеаров, проявляющихся на поверхности Земли в виде огромных кольцевых валообразных структур, которые также можно наблюдать на многих планетах Солнечной системы.

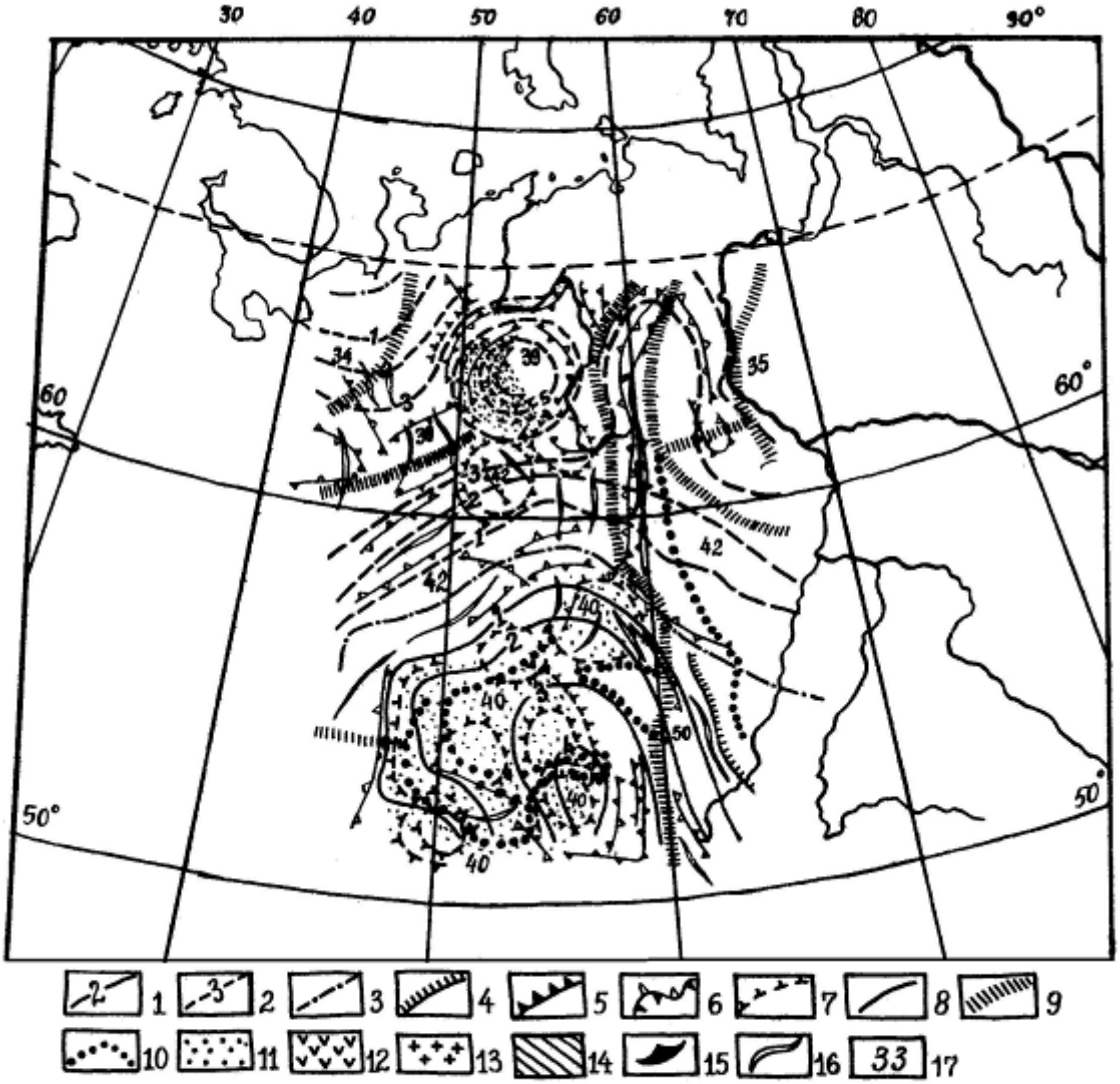


Рис. 1. Комплексная геолого-геофизическая схема расположения некоторых структур центрального типа второго порядка, тектонических нарушений и изолиний аномального магнитного и гравитационного полей в пределах Восточно-Европейской платформы. 1 – изодинамы положительных значений аномального магнитного поля, 2 - изодинамы отрицательных значений аномального магнитного поля, 3 - изодинамы нулевых значений аномального магнитного поля, 4 – верхнекоровые тектонические разломы, 5 – уступы рельефа по данным космических фотоснимков, 6 – оси простирания мезозойских и палеозойских структур, 7 – концентрические и дуговые линеаменты, связанные с кольцевыми и дуговыми тектоническими разломами, 8 – линеаменты, 9 – краевые ограничения геоблоков с разным типом земной коры по геолого-геофизическим данным, 10 – краевые ограничения геоблоков с разным типом земной коры по данным дешифрирования космических снимков, 11 – формационные комплексы слоев ВЕП, 12 – области распространения орогенных гранитоидов, 13 – структурно-вещественные комплексы ВЕП по геолого-геофизическим данным, 14 - структурно-вещественные комплексы ВЕП по данным дешифрирования космических снимков, 15 – глубинные литосферные разломы, 16 – складчатые структуры фундамента, 17 – значения мощности земной коры в километрах.

В фанерозойский геохронологический период произошел распад первичного праматерика - Гондваны на несколько отдельных морфоструктурных элементов, которые постепенно начали отодвигаться друг от друга. Это привело к расколу нуклеаров, оказавшихся в зоне раздвижения вновь образовавшихся материков. Большинство гигантских (тысячи километров в диаметре) структур центрального типа (нуклеаров) образовалась в результате возникновения мантийных плюмов и суперплюмов, внедрившихся в земную кору из мантии в определенный геохронологический период эволюции Земли.

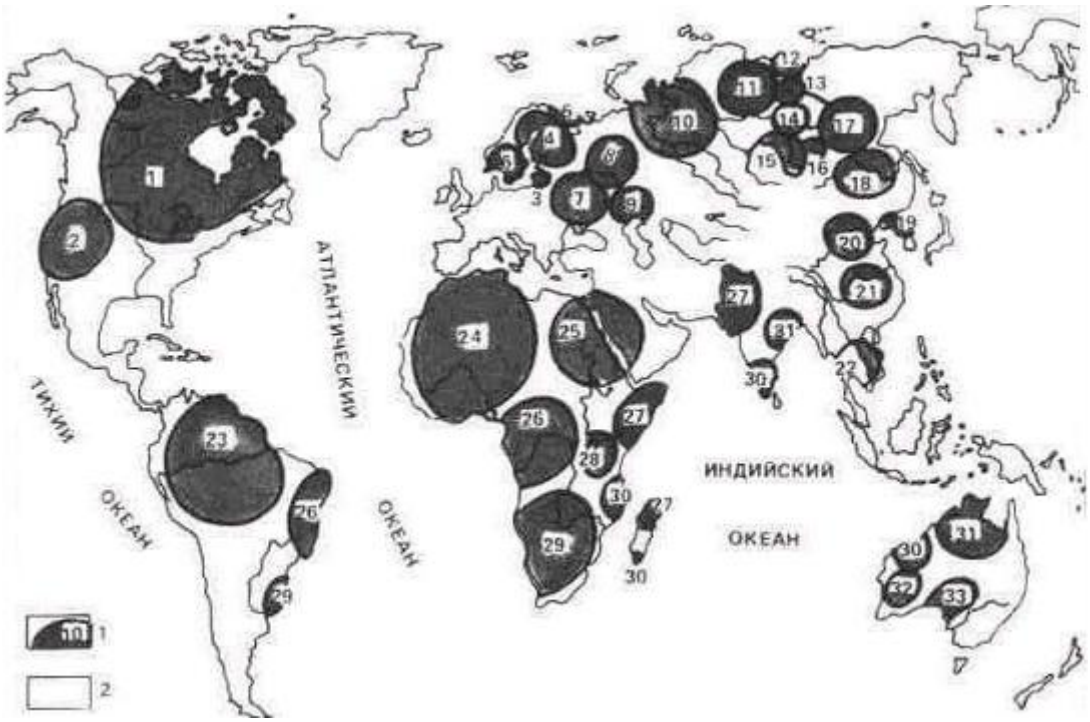


Рис. 2. Основные известные в настоящее время морфоструктуры центрального типа первого порядка. В частности, на территории Восточно-Европейской платформы и примыкающих к ней территориях расположены структуры центрального типа первого порядка такие как: 4 – Балтийская МСЦТ, 7 – Донская МСЦТ, 8 – Московская МСЦТ, 9 – Прикаспийская МСЦТ, 10 – Ноябрьская МСЦТ.

К структурам центрального типа первого порядка на Восточно-Европейской платформе можно отнести Балтийскую (4), Донскую (7), Московскую (8), Прикаспийскую (9), Ноябрьскую (10) (рис. 2).

На Восточно-Европейской платформе имеются и морфоструктуры центрального типа меньшего порядка, такие как Тимано-Печорская МСЦТ (39), Волго-Уральская МСЦТ (40) и некоторые другие изображенные на рис. 1, которые образуются в бортовых зонах структур центрального типа более высшего порядка, таких как Ноябрьская МСЦТ (10), Прикаспийская МСЦТ (9) и некоторых других изображенных на рис. 2.

Глубинные морфологические особенности магматических морфоструктур центрального типа, выявленных на Восточно-Европейской платформе, в общем виде можно представить следующим образом (рис. 3).

В недрах Земли, в результате продвижения из мантии к поверхности Земли магматических образований термальных плюмов [1] образуется усеченная воронкообразная глубинная структура, по граничным зонам которой винтообразно продвигаются к поверхности газотермальные и гидротермальные флюидные потоки. Подобные морфоструктуры центрального типа, образованные мантийными плюмами, были детально проанализированы автором в работе [6].

Геолого-геофизическая интерпретация данных, приведенных на схеме дешифрирования космических снимков, в пределах ВЕП

На схеме дешифрирования космического снимка отчетливо выделяются кольцевые структуры, расположенные вдоль краевого шва Восточно-Европейской платформы. Кольцевые структуры ВЕП обусловлены гранито-гнейсовыми образованиями фундамента. На северо-восточном обрамлении Восточно-Европейской платформы отчетливо выделяется региональная кольцевая Волго-Уральская морфоструктура центрального типа второго порядка (40) (рис. 1), осложняющая Прикаспийскую МСЦТ (9) первого порядка (рис. 2).

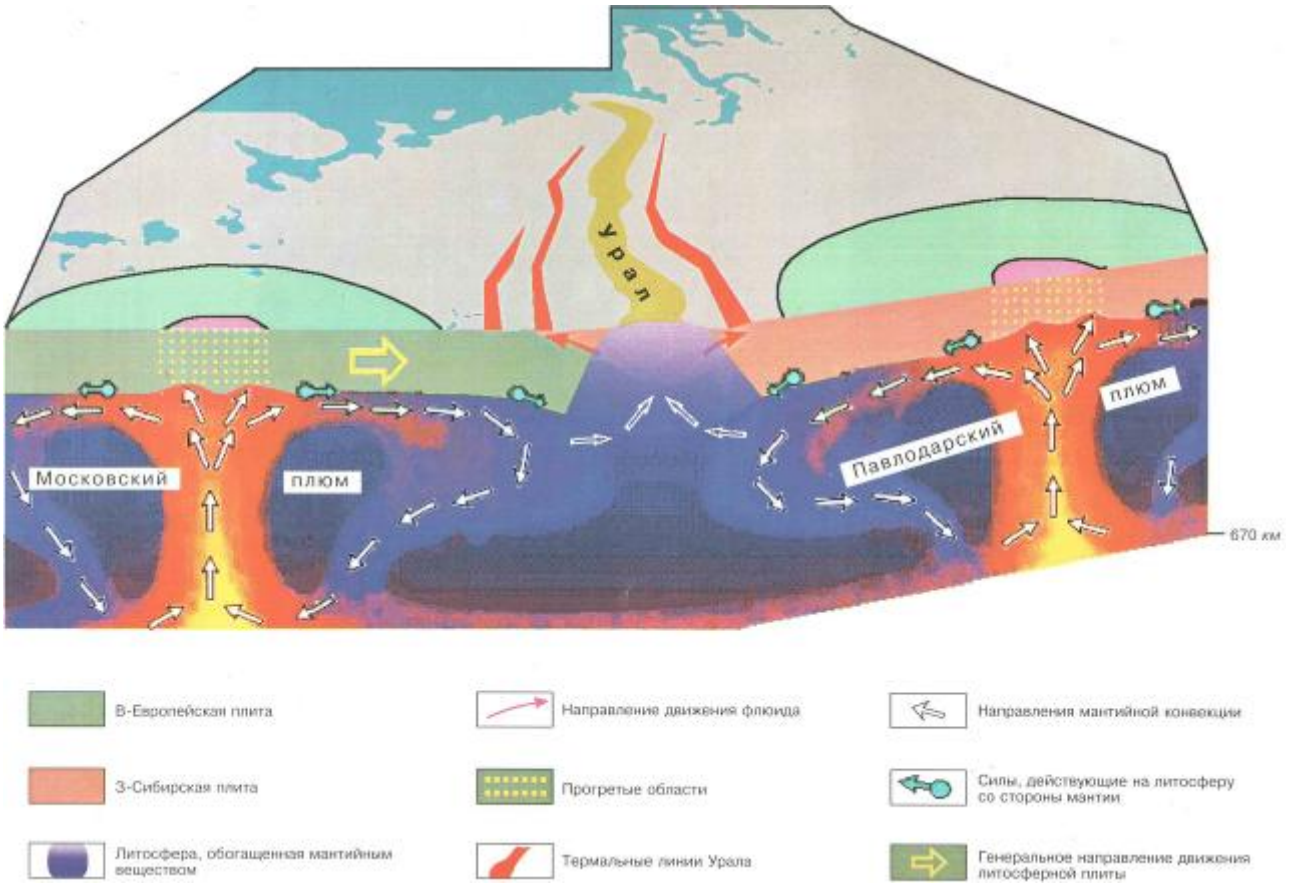


Рис. 3. Схема глубинного строения Московского и Павлодарского мантийных палеоплюмов и их кольцевых морфоструктур центрального типа. 1 – Восточно-Европейская плита; 2 – Западно-Сибирская плита; 3 – литосфера обогащенная мантийным веществом; 4 – направление движения флюида; 5 – прогретые области; 6 – термальные линии Урала; 7 – направление мантийной конвекции; 8 – силы действующие на литосферу со стороны мантии; 9 – генеральное направление движения литосферных плит.

По результатам комплексных геолого-геофизических исследований и данных дешифрирования космических снимков были построены схематические глубинные разрезы земной коры, пересекающие Волго-Уральскую МСЦТ (рис. 4). Из построенного геолого-геофизического разреза, пересекающего Волго-Уральскую морфоструктуру центрального типа можно видеть, что на границе Мохо (4) имеется глубокая (около 7 км) воронкообразная депрессия, являющаяся основанием этой МСЦТ в земной коре. Аналогичные воронкообразные депрессии, глубиной около 10 км, наблюдаются на этом геолого-геофизическом разрезе в значениях глубины залегания границы (3), разделяющей породы осадочного чехла и породы кристаллического фундамента, а также в значениях высоты уровня рельефа поверхности Земли (1), относительно уровня мирового океана (2) примерно на 5 км в бортовых зонах МСЦТ. Валообразная кольцевая структура, оконтуривающая на поверхности Земли Волго-Уральскую морфоструктуру центрального типа вместе с аналогичными структурами в глубине земной коры позволяют наметить субвертикальные глубинные границы (5) этой МСЦТ, наклоненной на запад под небольшим углом к вертикали. Однако, как можно видеть из графика аномальных значений магнитного поля (dT), почти кольцевая структура аномального магнитного поля несколько смещена на восток относительно выхода Волго-Уральской морфоструктуры центрального типа на поверхность Земли. Это говорит о том, что вектор наклона аномального магнитного поля соответствует направлению более глубокой, чем земная кора, «корневой» структуре мантийной морфоструктуры центрального типа, имеющей несколько иное направление погружения в мантию.

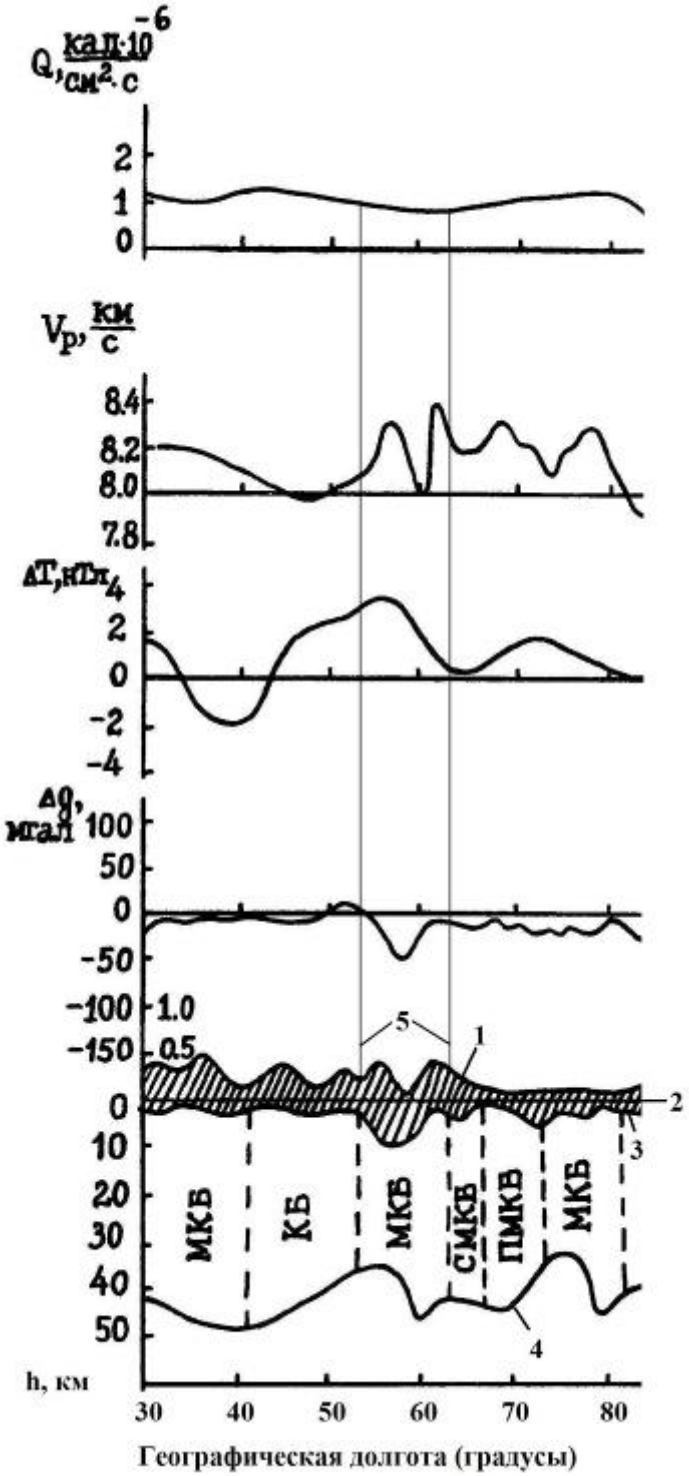


Рис. 4. Результаты измерений комплекса различных физических полей вдоль широтного профиля, пересекающего территорию Восточно-Европейской платформы по 55 градусу северной широты. 1 – значения высота рельефа поверхности Земли (в метрах) вдоль профиля; 2 – линия, показывающая среднюю высоту уровня мирового океана; 3 – значения глубины (в километрах) нижней границы осадочного чехла и складчатого основания фундамента земной коры вдоль профиля; 4 – значения глубины границы Мохоровичича (в километрах); 5 – глубинные боковые границы Волго-Уральской морфоструктуры центрального типа; dT – аномальные значения магнитного поля Земли; dg – значения аномалий гравитационного поля Земли; V_p - усредненные значения скорости продольных волн в земной коре.

Выводы

1. По результатам применения комплексных данных дешифрирования космических снимков, аномального магнитного, гравитационного полей на территории Восточно-Европейской платформы выявлены основные морфоструктуры центрального типа первого и второго порядков, которые могут быть связаны с очагами глубинных абиогенных углеводородов, переносимых теплопотоком по субвертикальным каналам мантийных плюмов.

2. На Восточно-Европейской платформе построены региональные комплексные геолого-геофизические разрезы земной коры, которые подтверждают теоретическое глубинное строение некоторых морфоструктур центрального типа, образованных мантийными палеоплюмами.

Литература

1. Горный В.И. и др. Модель мантийно-литосферного взаимодействия по данным комплексирования на геотраверсе УРАЛСЕЙС сейсморазведки и дистанционного геотермического метода. Глубинное строение и геодинамика Ю.Урала. Тверь: 2001, с. 227-238.

2. Кац Я.Г., Тевелев А. В., и др. Основы космической геологии. М.: Недра, 1988.

3. Макаров В.П., Скобелев С.Ф., Трифонов В.Г. и др. Исследование природной среды космическими средствами // Геология и геоморфология. М.: Наука, 1974, Т. 2, с. 9 – 42.

4. Соловьев В. В Структуры центрального типа территории СССР по данным геолого-геоморфологического анализа. Л.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1978. 25 с.

5. Яншин А.Л. и др. Развитие и использование исследований природных явлений и ресурсов Сибири и на Дальнем Востоке // Исследование Земли из космоса, 1980, № 1, с. 40-48.

6. Харитонов А.Л. Результаты определения электромагнитных и температурных параметров мантийных очагов генерации глубинных углеводородов и каналов их вертикальной миграции. "Глубинная нефть". 2013, Т.1, №11, с.1778-1789.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНДОГЕННОГО НАФТИДОГЕНЕЗА И КРИТЕРИИ ПОИСКА ЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ БАЙКАЛЬСКОГО РИФТА

Черкасов Г.Н.

АО “СНИИГиМС ”, АО «РОСГЕОЛОГИЯ, г. Новосибирск, Красный проспект, 67
E-mail: cherkasov@sniiggims.ru

Базовыми работами по неорганическому (абиогенному) происхождения нефти можно считать монографические издания Н.А. Кудрявцева (1973), В.А. Краюшкина (1984), В.Б. Порфирьева (1987), а также ряд основополагающих статей Д.И. Менделеева (1949) и других, посвященных этой проблеме.

Лабораторные эксперименты по получению нефтяных УВ из CO_2, CO и H_2 с использованием катализаторов из элементов Mo, W, Zr, Nb Tc, Sr, Re и на каталитических металлооксидных системах в смеси с глинами и гелями типа $n•Al_2O_3•m•SO_2•p•H_2O$ (аллофаны), увенчались успехом. Отвердевая и раскристаллизовываясь, аллофаны давали опал, халцедон, кварц, гиббсит, диккит, каолинит, галлуазит, присутствующие наряду с Au в нефтях (Королёв, 2001) природных нефтегазовых месторождений. Но что это за набор химических элементов, гелей и глинистых минералов, использованных экспериментаторами для достижения поставленной цели? Многолетние исследование автором полей метасоматических вторичных кварцитов Алтае-Саянской складчатой области, Забайкалья и гидросольфатарных полей Камчатки (вулкана Кошелева, кальдеры Узон) позволило ему сделать заключение о выделении из очагов гранитизации больших объёмов алюмо-кремнистых гелей, образующих в зонах пропилитизации дайки и жилы белых без железа и титана, но обогащённых фтором (до 50 кг/т) аллофановых, кварц-каолинитовых, гиббсит-каолинитовых (вплоть до бокситов), пород, служащих прямым указанием на существование прямо под ними в земной коре очага гранитизации (Черкасов, 2015)..

Из опыта работ автора по урану (Черкасов и др., 2010) Алтае-Саянской складчатой области, месторождения которого генетически связываются с магматическими очагами щелочной гранитизации, можно набор химических элементов, использованных в эксперименте в качестве катализаторов, идентифицировать как характерные для лейкократовых K-Na щелочных гранитов с контрольной ŇРЗМ- Au-Sr-U ассоциацией (Черкасов и др., 2018). Основной состав гранитов: кварц, альбит, олигоклаз, ортоклаз, мусковит. Такие радиоактивные граниты и их минерализованные источники характерны для проявлений Западного Забайкалья. В Восточном Забайкалье к лейкократовым гранитам добавляются микроклиновые граниты (кварц, микроклин, биотит) с теми же редкими металлами, но с другой контрольной ассоциацией: ŇРЗЭ-Th-U в сопровождении железных руд (гематита). С этими гранитами связана Стрельцовская группа урановых месторождений Читинской области и проявления урана Калгутинской площади Горного Алтая. На Сумультинской площади Горного Алтая над пермскими микроклиновыми гранитами фиксируются метасоматические образования битум-Mo-U ассоциации. Битум типа МБА (маслянистый) (Черкасов и др., 2012).

По мере накопления нефти, в краевых частях очага гранитизации, где температура более благоприятная для этого, чем в центре, формировался водонефтяной флюид со своим постоянно нарастающим парциальным давлением (АВПД). В конечном счёте, он покидал очаг гранитизации [Хитаров, 1978], формируя в вышележащих отложениях земной коры в морских или континентальных осадках в подходящих условиях залежи нефти.

Интересны разработки Р.Б. Сейфуль-Мулюкова (2010) по зарождению УВ в литосфере. Отправной точкой в этом процессе, по его мнению, является переход вещества при подъёме из сверхсжатого доатомного гомогенного состояния внутренних частей Земли в нормальное атомное в мантии. Так появляются атомы С и Н, способные проявлять свои свойства и создавать химические связи – молекулы. Способность атома углерода образовывать

углеродсодержащие соединения с двойной C=C и тройной C≡C связью позволяет создавать молекулы в форме цепей (алканы) или кольцевых структур (арены, в том числе и ароматические УВ). Доставка подобных УВ в верхние горизонты земной коры могла осуществляться в виде флюидного потока (Перчук, 1997).

В последние 20-25 лет в России успешно разрабатывается флюидодинамическая модель формирования месторождений полезных ископаемых, которая предполагает перенос таким способом, как рудных компонентов, так и УВ в форме флюидного потока (Рябчиков, 1999) или флюидного диапира (Пиковский, 1998). Термодинамическое обоснование углеводородной составляющей мантийного флюида приводит к выводу о близости нефте- и рудообразования. Следовательно, УВ должны присутствовать в газово-жидких включениях в твердых минералах эндогенных пород.

Результаты изучения таких включений в алмазах из кимберлитовых трубок «Мир», «Удачная» и «Восток» в Якутии (глубина их зарождения 200-400 км) показали (Gassimova, 1998), что наряду с постоянно присутствующим CH_4 часто встречаются ароматические УВ, сопровождаемые CO_2, N_2, H_2O, H_2, реже Не. В минералах гранитоидов фундамента ЗСП и пегматитовых месторождений Мира в газово-жидких включениях установлены УВ предельные и непредельные (35 видов), ароматические (9 видов), битумы, спиртобензольные смолы, амины (8 видов), формальдегид и цианамины (Конторович и др., 1971, Yusupov and et all. 1998). Зародившиеся в мантии УВ могут служить составными элементами будущей нефти. Какие же эволюционные этапы должны пройти эти УВ, чтобы превратиться в нефть?

Так, обсуждая проблемы биогенного нафтидогенеза по данным геофлюидо-динамического моделирования, Е.И. Тараненко и В.И. Ермолкин (1998) полагают, что газ и нефть образуются в процессе катагенеза в разных физических условиях, выделяя две стадии: деструкции и синтеза. В первую стадию в процессе деструкции ОВ образуются простые соединения УВ – продукты газовых месторождений. Во вторую стадию из УВ первой стадии в «реакторах высокого давления» (в закрытых системах) синтезируются высокомолекулярные соединения – нефть. В случае абиогенного генезиса нефти, первые две стадии формирования УВ можно наметить, исходя из работы Р.Б. Сейфуль-Мулюкова (2010) о подъёме флюида первичного вещества от земного ядра:

Первая стадия. Отправной точкой в этом процессе, по его мнению, является переход вещества при подъёме из сверхсжатого доатомного гомогенного состояния внутренних частей Земли в нормальное атомное в мантии. Как и атомы других элементов, атомы С и Н могут проявлять свои свойства и создавать химические связи – молекулы.

Вторая стадия – способность атома С создавать соединения с двойной и тройной связью, порождают цепные молекулы – алканы и кольцевые – арены, и формируют готовый флюидный поток, способный в благоприятных геологических условиях давать в земной коре газовые месторождения.

По аналогичному сценарию формировались крупные сеноманские газо-конденсатные месторождения в Западной Сибири: Харасавэйское, Бованенковское, Южно-Тамбейское, Ямбургско-Хорвутинское, Медвежье, Большое Уренгойское и др., составляющие крупную газовую провинцию России. Основной УВ газа – метан (CH_4), содержание которого колеблется от 91,5 до 98,5 %. Приурочены месторождения к Колтогорско-Уренгойскому, Ямальскому и Худосейскому рифтам, раскрытие (растяжение) которых в позднемеловое-палеогеновое время сопровождалось основным вулканизмом при отсутствии в указанных рифтах гранитного магматизма.

Третья стадия – синтез. Предполагает попадание в земной коре газового флюида с УВ и рудными элементами в специальные «реакторы высокого давления» в закрытых системах (Летников и др., 1977), в которых разрозненные алканы и арены соединяются в сложные слабоустойчивые углеводородные цепи-циклические соединения, составляющие готовую жидкую нефть. Что же это за «реакторы высокого давления»? Не секрет, что в земной коре, не смотря на высокое литостатическое внутреннее давление, всегда существуют пустоты. С ними сталкивались, например, и при бурении Кольской сверхглубокой скважины, даже на глубине 8-10 км. При попадании флюида в пустоту

происходит мгновенный сброс давления внутри флюида и резкий всплеск температур (750-1200°С), вызывая плавление пород, слагающих стенки пустот, по примерным реакциям:

$$\text{эгирин } NaFe^{3+}[Si_2O_6] = Na_2O + Fe^{o} + 2SiO_2 + O^{2-} \quad (1),$$

$$\text{жадеит } NaAl[Si_2O_6] = Na_2O + Al^{o} + 2SiO_2 + O^{2-} \quad (2)$$

В результате плавления вмещающих пород появляются самородные металлы, свободный атомарный кислород и зарождается вода. (Некрасов, 1974) по реакции: $CH_4 + O^{2-} = H_2O + (CH_2)^2$ (3).

Что представляет собой соединение $(CH_2)^2$ с двумя свободными ионными связями. Полагаю, что предварительный ответ на этот вопрос даётся в работе И.М. Белозёрова и др. (2012), которые исходя из основного поэлементного состава нефти: углерод (С) 80-87 % и водород (Н) 10,0-14,5 %, простым математическим расчётом показали, что соотношение этих элементов в нефти отвечает в среднем химической формуле $CH_{1,76}$, практически идентичной CH_2 реакции (3) и поэтому считаю, что это соединение может рассматриваться в качестве модуля нефтяной цепи, как, например, трак танковой гусеницы является её модулем.

Нефть всегда насыщена УВ газами, обеспечивающими её относительную устойчивость и продолжительность «жизни» в жидком состоянии. Под АВПД газово-жидкий флюид с готовой нефтью и рудными элементами и компонентами покидал «резервуар высокого давления», уходил в вышележащие слои земной коры и локализовался в коллекторах твёрдых пород, формируя месторождения нефти, как сингенетичные вмещающим морским породам, так и эпигенетические по отношению к континентальным разностям. Если по причине тектонических процессов нефть оказывалась в антиклинальных ловушках, то в продуктивном горизонте, теряя лёгкие газовые фракции, она расслаивалась на газовую шапку вверху и жидкую нефть внизу, чем сокращала продолжительность «жизни» жидкой нефти, приближая переход её в битум. Примером месторождений сингенетичных вмещающим отложениям могут служить самые древние жидкие нефти Западной Сибири «баженовского» уровня J_3-K_1, хотя уже более 60 % её ресурсов превратились в твёрдые битумы и N-Q газовые и нефтяные месторождения Иравадийского морского бассейна юго-восточной Азии. В синхронных с ними континентальных отложениях коррелируются месторождения углей (Черкасов и др., 2014). Примером месторождений эпигенетической нефти J_3-K_1 возраста могут служить Хасси-Месауд в Алжире (Шахновский, 1997), локализованное в кембрийских кварцитах и N-Q месторождение Белый Тигр во Вьетнаме, залегающее в меловых гранитах (Гаврилов и др., 1997).

Если нефть изливалась на дно морей и океанов, то она на разделе осадок-вода, где в это время формировалась толща хемогенных или терригенных осадков, локализовалась в них в форме залежи, согласной с напластованием осадков, не изменяя последние и являясь сингенетичной им по возрасту. На подобную мысль наталкивает и анализ нефтеносности эоценовых кварцитов (фтанитов) и аргиллитов западной Камчатки (Свистунов, 1999). Это морские плотные свежие кремнистые породы серовато-чёрного цвета с совершенно мизерным коллекторским потенциалом, в которых купированы залежи жидкой нефти, вытянутые согласно с залеганием пластов фтанитов и не корродирующие их. При сильном ударе от фтанитов отбиваются осколки, давая раковистый излом. В косом электрическом освещении поверхности раковистого излома просматривается появление на поверхности тончайшей иризирующей плёнки жидкой нефти, то есть вся общая масса фтанита пропитана жидкой нефтью. Аргиллиты тоже насыщены нефтью, но слоевищная структура аргиллитов с межслоевыми катионами Ca, Mg и K, Na прочно удерживают нефть, не давая ей перемещаться даже внутри аргиллита. По мере старения и отвердения нефти в аргиллитах, последние превращаются в горючие сланцы. Пример тому крупные месторождения эоценовых горючих сланцев в долине Грин Ривер (США) (Кальбертсон, 1970), из которых сейчас производят сланцевую нефть. Принимая возможность совместного поступления флюида с УВ и рудных компонентов из мантии, можно допустить, что благоприятные условия для синтеза из них нефти возникали и глубже 4,5 км, которыми сторонники

органического её происхождения ограничивают формирование месторождений УВ, и это подтверждается фактическими данными (Кропоткин, 1956).

В результате проведённого исследования геодинамики и геохимии нафтидогенеза можно выделить следующие поисковые критерии:

1. Поскольку в жидком виде ещё существует только мезозойско-кайнозойская нефть, то выделяем на платформах и в консолидированных складчатых областях эпохи проявления контрастного габбро-гранитного магматизма щелочной ветви J_3-K_1 и N-Q возраста, на Дальнем Востоке ещё и K_2 (сеноман-турон) и кайнозой (эоценовый);

2. По космогеологической карте территории СССР масштаба 1:2 500 000 (гл. редактор Е.А.Козловский, 1982) определяем зоны сжатия, в которых и зарождаются очаги щелочной гранитизации (Черкасов и др., 2014), дающие по поверхности скопления кольцевых структур);

3. На выбранной площади ищем следы нефтепроявлений: включения битумов, озокерита, асфальтитов и капельной жидкой нефти в породах и отслеживаем их распространение по разрезу. Определяем сингенетические или эпигенетические это проявления нафтидов.

4.. Отслеживаем проявления на поверхности прямых признаков существования на глубине очагов гранитизации: J_3-K_1 или N-Q проявлений, непосредственно связанных с гранитным магматизмом – золота, урана, белых гиббсит-аллофановых пород или бокситов с нижекларковыми содержаниями Fe и Ti и высокой концентрацией фтора (3-50 кг/т);

5. Наличие источников радоновых вод, или сульфатно-гидрокарбонатно-натриевых вод, поступающих от очагов гранитизации и транспортирующих нефть.

6. Устанавливаем по возможности величину теплового потока (мВт/м^2) и градиент температур (^{o}C/100 м), чтобы судить о возрасте перспективного очага гранитизации;

7. Изучаем геолого-стратиграфический разрез выбранной площади с целью определения состава возможного продуктивного на нефть горизонта с хорошей покрышкой, способной полностью кольматировать нефтяную залежь и обеспечить её продолжительную жизнь.

Для примера рассмотрим перспективы **Байкальской рифтовой зоны (БРЗ**), которая подновилась с образованием оз. Байкал, в позднем кайнозое (Шерман и др., 1989, Черкасов и др., 2002, Черкасов, 2008). Озеро ограничено глубинными разломами (рис.), образующими ступени отседания береговых пород (Лукина, 1989), хорошо наблюдаемыми с акватории озера по его западному берегу. Подводным Академическим хребтом по разлому северо-восточного направления оз. Байкал делится на Северную и Южную котловины (впадины). По данным геолого-геоморфологических и геофизических (Зорин и др.,1981, Осадчий, 1985)) исследований южная часть озера и продолжение рифта по долине р. Иркут (Тункинская впадина) как и Чивыркуйский залив находятся в состоянии сжатия, углубления водного бассейна и проявления кислого магматизма. На это указывает большая глубина Южной впадины Байкала и четвертичные конусы риолитовых туфов в долине р. Иркут (по дороге на курорт Аршан). По Когсмогеологической карте (1982) составителями по западному побережью оз.Байкал, в Приморском и Байкальском хребтах выделяется пять кольцевых структур, отвечающих магматическим очагам неустановленного состава и возрасти. Здесь же работами ИГУ выявлено 14 в основном жильных и дайковых гидротермальных проявлений специфических белых пород гиббсит-галлуазитового, аллофан-галлуазитового состава без железа и титана, имеющих. N-Q возраст (Черкасов, 1978). Следовательно, кольцевые структуры, выделенные составителями Космогеологической карты, вдоль Приморского и Байкальского хребтов Предбайкалья являются N-Q очагами щелочной гранитизации. С запада к хребтам примыкает Предбайкальская впадина протяжённостью 1250 км при ширине 50-80 км, в которой и должны локализоваться N-Q нефтяные месторождения предположительно в известняково-сланцевой улунтуйской свите позднего протерозоя, в которой в окремненных оолитовых известняках установлены скопления азотно-метанового газа. В пределах предбайкальской части Сибирской платформы (Лено-Ангарское плато) всё ещё в зоне сжатия широко распространены кольцевые структуры, отражающие форму и размеры брахиантиклинальных куполов. Сложены они в верхах

карбонатными породами $Є_1$-$Є_2$, причём в усольской свите ($Є_1$) присутствуют пласты каменной соли мощностью до 70 м. Тем не менее, в пределах куполов в известняках $Є_1$ выявлены все известные на сегодняшний день нафтидные объекты: месторождения газа Ковыктинское, Братское, газоконденсатное Атовское, газонефтяное Марковское.

В оз. Байкал впадает около 200 рек и ручьёв. Воды их по составу гидрокарбонатно-кальциевые, как и воды оз.Байкал. Но в Южной впадине озера, напротив устья р.Селенги на мелководье (гл. менее 100 м) они имеют сульфатно-гидрокарбонатно-Na состав, характерный для вод очагов гранитизации. По признакам на воде и в скважинах на глубинах 348-2558 и 2780-2925 м зафиксированы и оконтурены Провальная и Болдаковская группы из 20 нефтепроявлений и Селенгинская, Зареченская группы из 36 газопроявлений в ользонской (N_3) и манзуровской (Q) свитах, растянувшихся по восточному берегу Байкала от ж.д. ст.Танхой на юге, до с..Энхалук на севере. По южному берегу Байкала в танхойской (N_3) свите установлено 6 месторождений углей. Танхойская угленосная свита залегает на архейских гнейсах и кристаллических сланцах колковской свиты (1200 м), погружающейся под дно Байкала под углом 10-35^o, в которой по берегу установлены в разломах десятки слепых субвертикальных жил и линз озокерита, асфальтитов, полужидких битумов на глубинах 17-38 м от поверхности, иногда они врезаются в угли месторожденй. У с.Большой Дулан при разведке углей подсчитали попутно ориентировочные ресурсы битумов по вскрытым жилам – около 20 тыс. т. Колковская гнейсо-сланцевая свита согласно подстилается крестовской (400 м), сложенной мраморизованными известняками, которые, очевидно, и являются основными нефтеносными резервуарами, вмещающими скопления постседиментационной N-Q нефти самого Байкальского рифта.

О ТОЖДЕСТВЕННОСТИ ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ И РУДНЫХ ТЕЛ В НЕДРАХ ЗЕМЛИ

Черных Н.Г.
АО «Гидроуглестрой», Новокузнецк. E-mail: NGChernykh@mail.ru

«Природа проста и не роскошествует излишними причинами».
Исаак Ньютон

Аннотация. Обобщены работы автора по углеводородам и рудным телам с выходом на тождественность их генезиса в получении продуктивного вещества из одного и того же источника – морской воды в результате её «бойлерной» переработки в недрах Земли.

Согласно авторскому патенту РФ на «Способ получения углеводородов – нефти и газа и их количества», в отрабатываемое месторождение подают морскую воду через дополнительную пробуренную (углублённую) скважину до точки кипения в недрах земной коры – «бойлер», с учетом получения из 1 м^3 закачиваемой морской воды приблизительно 0,03 кг углеводородов. То же самое осуществляют и в создаваемом искусственном месторождении. Для этого предусматривают бурение скважин до «бойлера», где через одни скважины закачивают морскую воду, а через другие скважины добывают углеводороды из недр земной коры по мере их накопления.

Морская вода – вода мирового океана. В морской воде в растворенном состоянии находятся соли, газы и в незначительном количестве – органические вещества. Предполагают, что в морской воде в различных соединениях находятся все химические элементы.

Из анализа результатов исследования проб, взятых из Черного моря следует, что CO_2 можно рассматривать, как побочное участие в синтезе углеводородов, а главный фактор, это соль морской воды и её химические элементы, в том числе и углерод, что подтверждено в патенте [1]. Таким образом, в основу всех последующих рассуждений принята морская вода, как источник образования нефти и газа, данные о которой были сведены в таблицы №№ 1,2,3,4,5. Химический состав морской воды приведён в Табл. №1.

Таблица №1

Химический состав морской воды:	Химические элементы (по массе),в %
Кислород	85,7
Водород	10,8
Хлор	1,9
Натрий	1,05
Магний	0,1350
Сера	0,0885
Кальций	0,04
Калий	0,0380
Бром	0,0065
Углерод	0,0026

Морская вода – вода морей и океанов. В среднем солёность Мирового океана составляет около 3,5% (с колебаниями от 3,4 до 3,6%). Это значит, что в каждом литре морской воды растворено 35 грамм солей (в основном это хлорид натрия), если пытаться разложить воду в чистом виде, то: энергия связи Н-О в молекуле воды значительна (467 кДж/моль) и составляет >1200°С и завершается при 2500°-2600°С (http://www.schoolchemistry). При пропускании водяного пара над коксом при температуре >1000°С, реакция идет по уравнению $H_2O+C=CO+H_2$, но так как в морской воде имеется углерод, то при ее разложении происходит образование углеводородов, например, метана CH_4.

Воду можно разложить на кислород и водород при 0 градусов по Цельсию и атмосферном давлении при пропускании сквозь неё электрического тока с использованием электродов.

Таким образом, проблем получения водорода и углеводородов нет в соответствующих очагах недр Земли, именуемых «бойлером», что подтверждается и полученными результатами проб морской воды из Черного моря.

В журнале «Глубинная нефть» [10] опубликована статья Н.Г. Черных «Теория образования нефти, газа и рудных тел из морской в свете теоретических основ и механизмов формирования энергоактивных и флюидонасыщенных зон Земли», в которой рассмотрена планета Земля, как система в функциональной взаимосвязи с подсистемами «ЛИТОСФЕРА» «МАНТИЯ», «ЯДРО», что каждая подсистема в свою очередь является большой и сложной системой. Например, как система «ЛИТОСФЕРА» с функциональной взаимозависимостью с подсистемами «ОКЕАН», «КОРА», «ФЛЮИД» объясняют механизм формирования флюидонасыщенных зон Земли на основе спрединга, трещин в земной коре, приливы и отливы от Луны, Солнца и Галактик с ее асинхронным вращением Литосферы относительно Ядра. Планета Земля от состояния «ХАОСА» перешла в состояние «УСТОЙЧИВОСТИ» с подчинением законам новой парадигмы. В конечном итоге Земля не умрёт, перейдя на самовыживание на основе всеобъемлющей роли морской воды в эндогенном процессе Земли с получением, как углеводородов, так и рудных тел в строгой закономерности.

Сводная таблица анализа морской воды, взятой из Черного моря в районе г. Геленджик (Криница). Заказчик: частное лицо Черных Н.Г.

Таблица №2

№ п/п	Дата	Наименование показателя	Обозначение и номер НД	Единица измерения	№№ пробы и результат	
1	05.11.13	Нефтепродукты	ПНДФ 14.1:2,5-95	мг/дм^3	№ 2003, 82,5	
2	25.03.14	Нефтепродукты	ПНДФ 14.1:2,4 168-200	мг/дм^3	№ 428 125,0	
3	26.06.14	Нефтепродукты	ПНДФ 14.1:2,4 168-200	мг/дм^3	№ 1206	
					В отгоне	В кубовом остатке
					58,4	374,0

Изначально, до анализа морской воды и получения результатов приведенных в табл. №2 был мой заказ на проведение хромотографического анализа по идентификации компонентов пробы неизвестного состава. Копию результата анализа ниже приведена полностью таблица № 3.

Результаты хроматографического анализа по идентификации компонентов пробы неизвестного состава

Таблица №3

Дата	Проба	Метод исследования	Технические средства	Результаты
05.01.2013г.	Вода Черного моря	Хромато-масс-спектрометрия	SATURN 2000 «Вариан» США колонке DB – 5MS I=30м, Ø=0.25мм	Показало наличие: предельных УВ $C_{12}H_{26}$ – $C_{19}H_{40}$, и УВ $C_{12}H_{26}O$-$C_{16}H_{34}O$ и летучие ОС-2,4-демитол-пентанол - 3

Примечание к таблице №3: С целью изучения набора органических соединений (ОС), осуществлялось их извлечение из пробы хлористым метиленом, концентрирование и хроматографическое исследование экстракта. Эти же исследования с отбором равновесной паровой фазы показали, что в пробе присутствует летучее кислородсодержащее ОС – 2,4 – диметил – пентанол-3.

Метод исследования. Хроматографический анализ проводился методом капиллярной газовой хроматографии с масс-спектрометрическим детектированием (SATURN 2000 «Вариан» США). Хроматографическое разделение проводилось на капиллярной колонке типа DB – 5MS длиной 30м., диаметром 0.25мм, толщиной нанесенного слоя 0.25мм.

С целью изучения набора органических соединений осуществлялось их извлечение из пробы хлористым метиленом, концентрирование и хроматографическое исследование экстракта.

С целью изучения набора соединений, выделяемых в атмосферу, исследуемый образец кондиционировался при T=80°C 30 мин, затем осуществлялось исследование равновесной паровой фазы.

Результаты исследования. Исследование методом хроматомасс-спектрометрии показало наличие в пробе воды органических соединений, относящихся к классу предельных углеводородов ряда $C_{12}H_{26}$ - $C_{19}H_{40}$, а также кислосодержащих углеводородов класса предельных спиртов $C_{12}H_{26}O$ - $C_{19}H_{40}O$.

Исследование методом хроматомасс-спектрометрии с отбором равновесной паровой фазы показало, что в пробе присутствует летучее кислородосодержащее органическое соединение – 2,4 –диметил-пентанол-3.

И в завершение, по моему заказу был произведен теми же специалистами приближенно-количественный спектральный анализ гидролизного осадка морской воды из Черного моря, взятой там же, полученные результаты сведены в табл. №4.

Приближенно-количественный спектральный анализ осадка морской воды из Чёрного моря, взятой в районе г. Геленджик (Криница).

Таблица №4

Наименование показателя		Результаты анализа в %	Наименование показателя		Результаты анализа в %
Барий	Ba	< 0,01	Олово	Sn	0,0005
Бериллий	Be	< 0,0001	Свинец	Pb	0,00003
Висмут	Bi	< 0,0002	Серебро	Ag	< 0,00001
Вольфрам	W	< 0,002	Скандий	Sc	< 0,0002
Галлий	Ga	0,0004	Стронций	Sr	< 0,01
Германий	Ge	< 0,0002	Сурьма	Sb	< 0,002
Иттрий	Y	< 0,001	Титан	Ti	0,05
Иттербий	YB	< 0,0001	Фосфор	P	<0,1
Кадмий	Cd	< 0,001	Хром	Cr	0,7
Кобальт	Co	0,0004	Церий	Ce	<0,02
Лантан	La	< 0,001	Цинк	Zn	0,03
Литий	Li	< 0,001	Цирконий	Zr	< 0,001
Марганец	Mn	0,03	Алюминий	Al	< 0,1
Медь	Cu	0,02	Кальций	Ca	0,7
Молибден	Mo	0,01	Кремний	Si	0,2
Мышьяк	As	< 0,01	Магний	Mg	3,0
Никель	Ni	1,0	Натрий	Na	>5,0
Ниобий	Nb	< 0,001	Калий	K	0,7
			Железо	Fe	10,0

Из анализа результатов исследования проб, взятых из Черного моря следует, что CO_2 можно рассматривать, как побочное участие в синтезе УВ, а главный фактор, это соль морской воды и ее химэлементы, в том числе и углерод. Попытка обосновать природу образования только углерода без попытки обоснования других элементов в морской воде приводит к неверному толкованию о происхождении химэлементов вообще и нефти в частности.

Полный ответ на поставленный вопрос, что является источником образования УВ, дает только теория образования УВ из морской воды.

В работе Баренбаума А.А. и др. [10], а она последняя биосферная 2013г. авторы старательно обходят морскую воду, но возвращаются к ней в виде подземных вод в земной коре и участие растворенного в них CO2 и выдают, что обнаружен новый источник дегазации недр нашей планеты, которым является разрушение подземных вод в земной коре, судя по его заявке на изобретение требуется катализатор для получения

катализационной воды, очевидно окружающую породу принимая за катализатор, может что и другое. Концепция не дает на многие вопросы.

Еще в середине 20-го века Поспелов Г.Л. [2] отмечал, что в литературе имелось немало ссылок нефтяников на примеры из рудной геологии и рудников, на примеры из нефтяной геологии с указанием на некоторые аналогии в их строении, геологических позициях и происхождении продуктивного вещества».

Действительно, таких аналогий немало, особенно в происхождении продуктивного вещества, если оно взято из одного источника – морской воды как при глубинном абиогенно - планетарном образовании углеводородов и рудных тел, так и в литосфере с выходом на поверхность, что следует из соответствующих статей [3-6].

В настоящее время разработаны достаточные основания для экстраполяции знаний о нефтяных объектах на рудные объекты, или наоборот, концентрация основного внимания на таких проблемах во многом уже своевременна и может явиться источником новой парадигмы.

В науке делается попытка вскрыть некоторые аналогии (тождественность), которые могут свидетельствовать о существовании физического подобия в общих законах развития флюидонасыщенных месторождений. В данном случае под флюидами, как это ныне широко практикуется в физике и геологии, понимаются текучие среды различного вещественного и фазового состава.

Таким образом, если отвлечься от остро дискуссионных вопросов происхождения нефти и руд в конкретных нефтяных и рудных месторождениях, в конкретных нефтеносных и рудоносных районах и рассматривать этот вопрос в общем виде, то можно заметить, что нефтяной и рудной геологии он решается во многих отношениях аналогично-тождественно.

Геологические аналогии между нефтяными и флюидогенными рудными месторождениями, имеющие отношение к динамике продуктивных флюидных систем, принимают более непосредственный вид при сравнении элементов структурно-литологического контроля и строения нефтяных и рудных залежей.

Общей чертой полей развития нефтяных и рудных месторождении является повышенная поровая и трещинная проницаемость вмещающих пород в местах формирования залежей и на подводящих к ним путях, по отношению к фоновой и часто по отношению к перекрывающим горизонтам (так называемым литологическим экранам).

Нефть - хороший передатчик тектонического давления и давления напорных газов и хороший «клин» для гидроразрывов. Вместе с тем в нефтяных и газовых месторождениях, которые часто встречаются аномально-высокие пластовые давления сложного происхождения, которые могут служить причиной локальных гидроразрывов [7].

При формировании нефтяных месторождений немаловажную роль играют «околонефтянные» минерализованные воды, содержащие растворы различных солей и поверхностно-активных веществ.

В качестве доказательства Поспелов Г.Л. [2] обращается к аналогиям в конкретном размещении нефтяных и рудных залежей и в их морфологических типах. На основании обширного материала, изложенного Поспеловым Г.Л., приведем на рис.1 принципиальную схему миграции флюидов при формировании флюидогенных месторождений, как нефти, так и рудных тел, при одном источнике исходного материала – морской воды и ее паросоленая смесь (ПСС) от бойлера в недрах Земли.

В итоге Поспелов Г.Л. пришел к выводу, что имеется столько качественных аналогий по тем и другим вопросам, что это дает реальную основу для разработки общих принципиальных схем и классификаций нефте и рудопродуктивных флюидных динамических систем на основе принципов физического подобия.

В то же время он так и не определил, что является источником этой аналогии – подобия, но своей объемной работой он укрепил позицию по рождению новой парадигмы автора этой статьи об образовании месторождений углеводородов и рудных тел из одного источника – морской воды о тождественности генезиса углеводородов и рудных тел в недрах Земли из ПСС и путей доставки их в литосферу (на поверхность), что можно осуществить и искусственно, согласно авторского патента [1].

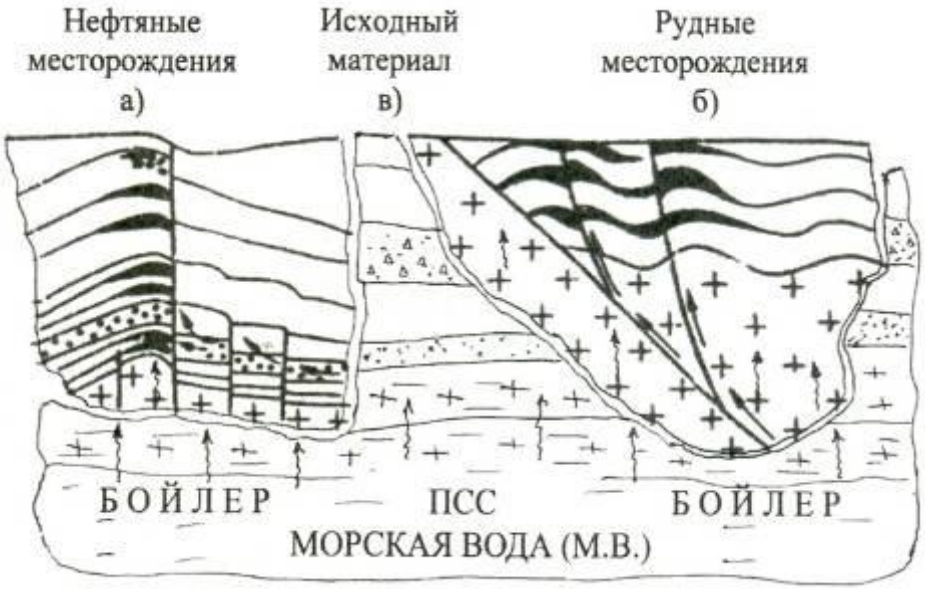


Рис.1. Принципиальные схемы флюидов при формировании флюидогенных месторождений: *а* – схема формирования залежей нефти на структурном валу за счет миграции из нефтеобразующей свиты с площади депрессии, по К.Б. Аширову [9]; *б* – схема циркуляции рудоносных растворов по системе рудопроводящих, рудораспределяющих и рудовмещающих структур, по В.И. Смирнову [8]; *в* – схема формирования исходного материала в бойлере морской воды с получением ПСС и ее флюидной миграции с получением нефти и рудных тел по Н.Г. Черных.

Заключение. Таким образом, изложенные закономерности позволяют автору сделать следующий вывод, что продуктивные вещества, такие как углеводороды и рудные тела, при их получении имеют флюидную тождественность и образовались из морской воды (в бойлере) в результате глубинного ядерно-мантийно-корового процесса при доставке их в литосферу (на поверхность), при всеобъемлющей роли морской воды в эндогенном процессе Земли с образованием углеводородов и рудных тел.

Литература

1. Черных Н.Г. Патент РФ № 2513782. Способ получения углеводородов - нефти и газа и их количество.

2. Поспелов Г.Л. Элементы геологического подобия нефтяных и флюидогенных рудных месторождений. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1967. - №11.

3. Черных Н.Г. Теория глубинного абиогенно-планетарного образования нефти и газа из морской воды // 5-е Кудрявцевские чтения: матер. Всерос. Конф. По глубинному генезису нефти и газа, 17-19 октября 2016г.

4. Черных Н.Г. Теория образования нефти, газа и рудных тел из морской воды в свете теоретических основ и механизмов формирования энергоактивных и флюидонасыщенных зон земли // Наукоемкие технологии разработка и использование минеральных ресурсов. – 2013. – С.75-81.

5. Черных Н.Г. Всеобъемлющая роль морской воды в эндогенном процессе Земли с образованием углеводородов и рудных тел // Глубинная нефть. 2014. –Том 11, №8. – С.52.

6. Черных Н.Г. О роли Вселенной в возникновении на Земле жизни, углеводородов и прочих полезных ископаемых //ГИАБ. -2016. № 9. – С. 333-351.

7. Аникеев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М.: Недра, 1964.

8. Смирнов В.И. Геология полезных ископаемых. – М.: Наука, 1965.

9. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1965.

10. Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Серебряков В.А. Патент РФ № 2495080. Способ получения углеводородов и водорода из воды и диоксида, 2013.

О ПРОТИВОСТОЯНИИ ДВУХ КОНЦЕПЦИЙ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И СТРАТЕГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕННОСТИ

Эйгенсон А.С.

Невежество не дальше от истины, чем предвзятость
Французская пословица

Долгое время залежи нефти и газа находили только в тех коллекторах, где обнаруживались палеонтологические метки. Эта закономерность была истолкована по привычной схеме: после – значит, вследствие. В альтернативном объяснении нужды не было; его сначала не искали, а затем стали отвергать без рассмотрения. И до недавнего времени такая однобокость и такая нетерпимость были не страшны, они были лишь свидетельствами ограниченности...

Однако за последние 20-30 лет в проблематике нефтегазовой индустрии и науки многое изменилось. Возникли экономические, экологические и эргономические проблемы, решение которых напрямую связано с базовой концепцией генезиса нефти и газа. Были и остаются, конечно, задачи, независимые от этой концепции, но для судьбы отрасли очевидна необходимость строго научного анализа всех видов информации, всех данных, из всех областей науки и всего объема практического опыта, связанных с этой проблематикой, для беспристрастной оценки степени научной обоснованности выбора приоритетов в развитии исследований и полевых изысканий.

Но за эти же два-три десятилетия одна из концепций – биогенная («органическая») была официально признана, легла в основу практически всех научных исследований, стала приоритетной во всём спектре практической деятельности правительств, межнациональных и национальных компаний, связанных с нефтегазоразведкой, и даже в тематике монографий, публикаций в периодических изданиях, докладах и сообщениях на форумах разного уровня.

В это же время полулегально (в небольших и редких научных коллективах) продолжались без сколько-нибудь современного оснащения лабораторные, теоретические и полевые исследования в русле альтернативной абиогенной («неорганической») концепции. Несмотря на многочисленные препятствия, было опубликовано несколько важных, информативных и, главное, изобилующих количественными данными доказательств несостоятельности практически всех базовых положений концепции биогенеза. Однако все попытки «абиогенистов» добиться совместного скрупулёзного анализа этих «антибиогенных» разработок были безрезультатными: новую информацию и ее генетическую интерпретацию и не опровергали, и не признавали – ее попросту игнорировали.

Вот краткий перечень основных количественных доказательств несостоятельности ряда базовых положений биогенной концепции, которые были опубликованы в последние десятилетия.

1. Практически все ингредиенты природных углеводородных систем, которые и ранее, и ныне объявлены хемофоссилиями (т.е., по дефиниции Дж. Ханта, - органическими соединениями, структура или углеродный каркас которых имеет очевидно органическое происхождение, возможное лишь для живого вещества, и которые можно узнавать в нефти или в древних осадках), либо найдены в очевидно стерильных и столь же очевидно абиогенных материалах (например, в метеоритах), либо синтезированы в условиях, моделировавших вероятные абиогенные природные процессы, например при электроразрядах в газовых смесях, соответствовавших по составу изначальной атмосфере Земли.

2. Те из известных нефтяных и газовых месторождений Мира, которые глубоко исследованы тектонически, приурочены к глубинным разломам, по которым, согласно абиогенной концепции, углеводородные системы, синтезированные в глубоких недрах, были доставлены в уже готовые коллекторы-ловушки.

3. В ряде регионов, ниже осадочного чехла, в кристаллических породах фундамента найдены промышленные залежи углеводородов, например, в Северном борту Днепровско-Донецкой впадины, в Хухринском и Юльевском месторождениях и др. Эти факты абсолютно несовместимы с биогенными представлениями. Выполненные недавно исследования показали, что в недрах большей части традиционных нефтегазоносных площадей, на разных глубинах, вплоть до кровли фундамента, – в массивах имеются зоны разуплотнения – каверноиды. В этих зонах, занимающих огромные объемы, потоки углеводородных синтезатов задерживались на своих путях к ловушкам в осадочных комплексах. И ныне в каверноидах находятся огромные количества таких углеводородных смесей – нефти и газа.

4. Тщательные и строго обоснованные расчеты показали, что в ряде обширных и богатейших регионов, например в нефтегазовом бассейне Персидского залива, за всю историю Земли не могли скопиться запасы биомассы, способные превратиться в уже измеренные запасы нефти: эти запасы многократно превышают теоретически возможные, исходя из концепции биогенеза.

5. Химико-математические исследования техногенных и природных углеводородных систем показали, что в не сполна конвертированных системах не превращённое «сырье» занимает вполне определённые позиции на диаграммах «температура кипения – состав». В нефтях многих богатейших регионов (Западной Сибири, Сахалина, Грузии и др.) эти позиции неизменно занимает метан, точнее – гидрированный свободный радикал – метилен; ни в одной нефти Мира в этой позиции не обнаружены ни кероген, ни какой-либо другой вообразимый продукт биогенного происхождения.

6. Биогенная концепция предполагает, что превращение живого вещества в нефть и газ происходило путем биологической, а затем – термокаталитической дезинтеграции несравненно более тяжелой материи, намного более обогащённой углеродом, чем нефть и газ. Но всякое такое превращение всегда сопровождается выделением избытка углерода в виде кокса или графита. Это известно всякому, кто хоть косвенно знакомился с химией нефти. Напомним, что, по данным крупнейшего теоретика биогенеза Дж. Ханта, оптимальный для газообразования кероген содержит водород и углерод в атомном соотношении 0,8:1, в нефтеобразующем керогене это соотношение близко к 1:1—1,2:1, в нефтях практически всех регионов – к 2:1, в газах – от 3,5:1 до 4:1.

Простой стехиометрический расчет показывает, что при термокаталитической деструкции таких керогенов должно, по балансу, выделиться в виде коксовых отложений 500-700 г углерода на каждый килограмм новообразованной нефти и (или) 3,5-4 кг на каждый килограмм газа. Между тем никто, нигде и никогда не обнаруживал таких отложений ни в «нефтематеринских», ни во вмещающих, ни в транзитных (на предполагаемых путях миграции) породах. Лишь изредка, главным образом в отложениях карбона, встречаются микрочастицы обугленных древесных окаменелостей.

7. В кинетических расчетах, выполненных Дж. Хантом в подтверждение умозрительных построений авторов биогенной концепции, имеются серьёзные ошибки: не учтены торможение крекинга продуктами реакции и дезактивация катализирующей поверхности коксом. Если даже принять на веру все остальные исходные положения, в том числе намного выше реальных пластовые температуры (110-120 ^{0}C вместо 25-70 ^{0}C, наблюдаемых во многих крупнейших месторождениях), то длительность процессов нефтегазообразования должна составлять 10^{15}-10^{18} лет, т.е. в миллионы и миллиарды раз больше, чем возраст жизни на планете. О каком уж тут биогенезе может идти речь!

Отметим, что в конце доклада биогенистов Мартина, Уинтерса и Уильямса на VI Всемирном нефтяном конгрессе (1968) сделано заявление: «...термический крекинг является доминирующим процессом в образовании нефти...; каталитический крекинг является доминирующим процессом только при образовании некоторых (!) молодых нефтей...». Но авторы этого заявления не учли, что замена катагенеза термогенезом – это «смертный приговор» концепции биогенеза.

8. Иллюстрирующая общие положения катагенеза предложенная Н. Б. Вассоевичем и В. А. Соколовым и с восторгом принятая отечественными и зарубежными сторонниками биогенеза схема вертикальной зональности нефтегазообразования, кроме того, что

полностью обходит молчанием судьбу избыточного углерода, но и обоснована, в частности, более высокими содержаниями газов в пластовых нефтях и «метанизацией» нефти в залежи по мере ее опускания вглубь земной коры. Разработанный же и апробированный на тысячах реальных залежей метод воспроизведения для каждой данной углеводородной системы ее изначального состава (до диффузионного рассеивания и иных потерь) показал, что в большинстве случаев пластовые нефти из вышележащих залежей были сразу после завершения химических превращений даже богаче растворенным газом, чем из нижележащих. А явление «метанизации» нефти – плод воображения авторов схемы.

9. Сопоставление изомерных составов фракций природных углеводородных систем и равновесных – в их зависимости от температуры, согласно известным законам термодинамики, – показывает, что все эти реальные системы образовались при температурах, намного более высоких, чем это предписано теоретиками биогенеза. По расчетам разных авторов, реальные температуры нефтегазообразования составляли от 700 до 1500 — 2000 ^{0}C и выше вместо 60 — 200 ^{0}C, «узаконенных» биогенной концепцией.

10. Среди особенно «очевидных» хемофоссилий теоретики биогенеза называют чаще всего порфириновые комплексы; они присутствуют почти во всех нефтях и обязательно – в живом веществе: в виде хлорофилла – в растениях, в виде гемов – в животных. Уже сами порфириновые циклы считались специфичными для жизненных процессов, пока Бейкер и Ходжсон не обнаружили порфирины в метеоритах и продуктах, образовавшихся при электроразрядах в модельной газовой смеси. Но тщательное исследование порфириновых комплексов нефтей показало, что они никогда не содержат ни магния, ни железа – обязательных ингредиентов хлорофилла и гемов, но только ванадий и никель, которые в живом веществе практически отсутствуют.

11. Еще на первой стадии исследования закономерностей распределения в природных углеводородных системах компонентов, фракций и субмолекулярных фрагментов по их температурам кипения была обнаружена строгая закономерность: химически связанная сера распределена в нефтях всех месторождений Мира в однозначной зависимости от распределения в них углеводородов. Ни общие химические характеристики нефтей (включая общее серосодержание), ни геологические возрасты вмещающих пород, ни глубины залежей не отражаются на этой взаимозависимости. Но такая универсальность возможна лишь при условии, что углеводороды и их серосодержащие аналоги образовались в ходе одних и тех же химических процессов и из одного и того же исходного материала. Следовательно, эти исходные материалы содержали атомы углерода и серы в том же примерно соотношении, что и конечные продукты природного синтеза. Однако в живом веществе на 1000 атомов углерода приходится от 0,5 до 1 атома серы; в большинстве нефтей Мира – от 10-30 до 70-75; во многих газовых системах – до 200-500. Описанная выше универсальная закономерность исключает вероятность «вторичного осернения», предложенного для устранения этого противоречия рядом сторонников биогенеза. Если же исходить из абиогенной концепции, то противоречия не возникает и данные о соотношении S:C укладываются в любой из обнаруженных пределов.

12. Соотношение между химически связанными азотом и серой в биомассе, по данным разных авторов, лежит в пределах от 6:1 до 7:1. В нефтях различных регионов оно ниже на два-три порядка за счет более высокого содержания серы и резко пониженного – азота. Само по себе снижение содержания азота без труда объясняется и на базе концепции биогенеза. О затруднениях в объяснении повышения содержания серы говорится ранее. Но совершенно невозможно объяснить биогенетически, каким образом происходит авторегулирование этого соотношения в пределах столь обширных регионов, как Ближний Восток, Волго-Урало-Сибирский супераареал, Западное побережье Мексиканского залива, где это отношение близко к 1:10 по массе, или в Южно-Каспийском, Днепро-Донецко-Нижневолжском или Сахалинском ареалах, где оно составляет примерно 1:2. (Заметим, что речь идет о средних значениях: точность измерения содержания как серы, так и особенно азота весьма невелика, и для нефтей отдельных месторождений и залежей наблюдается довольно сильный разброс.)

Все противоречия и неувязки, описанные выше, говорят и о более чем сомнительной строгости умозрительных построений биогенной концепции, и о шаткости основанных на ней количественных оценок, и, главное, о неотложной необходимости критического пересмотра тех теоретических положений, на которых основаны принятые к осуществлению и реально осуществляемые стратегические и тактические планы разведки, поиска новых обильных залежей нефти и газа: залежи ищут в новых, неосвоенных районах, а не в глубоких горизонтах «старых» регионов нефтегазодобычи.

Необходимы и принципиально новые, и достаточно надёжные методы геофизической предразведки, пригодные для оценки потенциальных возможностей глубоких (4-8 км) и сверхглубоких (до 10 км и глубже) недр в упомянутых традиционных регионах. Но именно здесь продукты глубинного синтеза (нефть и газ) уже обнаружены. Стало быть, здесь же наиболее вероятны подобные залежи и в нижележащих горизонтах. В высшей степени важно учитывать при этом, что именно в этих традиционных регионах могут быть разведаны и введены в эксплуатацию новые залежи с минимальными экономическими, экологическими и эргономическими затруднениями. Не дожидаясь такого генерального пересмотра, необходимо резко углубить и расширить научные исследования и фундаментального, и прикладного характера – как по уже наметившимся (и затронутым выше) направлениям, так и в совершенно новых областях: моделировании процессов нефтегазообразования, которые, очевидно, не столь неуловимо медлительны, как это рисуется биогенной концепцией; поиске новых критериев для «глубоковидения» геологических структур.

При всех условиях необходимо прекратить то недопустимое пренебрежение альтернативными исследованиями, которое практически узаконено в геологии и геохимии нефти и газа.

СОДЕРЖАНИЕ

Список авторов и названий опубликованных тезисов докладов, включенных в сборник 6-х Кудрявцевских Чтений

№	Автор (ы)	Название тезисов с электронной ссылкой на адрес	Стр.
1.	Алексеева Н.Г.	Презентация книги избранные труды В.А. Алексеева	14
2.	Арутюнян А.В.	Океаническая вода, как основной источник генезиса углеводородов, геофлюидов, алмазоносных структур, грязевых вулканов и месторождений благородных металлов в различных регионах Земли	18
3.	Астафьев Д.А.	Нафтидогенез во взаимосвязи с глубинным строением и геодинамикой Земли	21
4.	Багдасарова М.В., Пиковский Ю.И.	Гидротермальная природа месторождений нефти и газа	27
5.	Балицкий В.С.	Фазовый состав, формы миграции и максимально возможные глубины нахождения нефти в земных недрах (по экспериментальным данным с участием синтетических водно-углеводородных включений)	50
6.	Белозёров И.М., Козловский Е.А., Грицко Г.И., Курленя М.В., Тимурзиев А.И., Черноок В.А., Шаров Г.Н., Минин В.А., Ростовцев В.И.	Физико-химические механизмы образования водорода в недрах	52
7.	Бычинский В.А., Савина Ю.А., Степанов А.Н., Чудненко К.В.	Расчетные системы, используемые в решении задач моделирования в нефтяной отрасли	57
8.	Варламов А.И., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н.	Глубинные источники образования нефти и газа – возможный резерв развития сырьевой базы углеводородов	58
9.	Волгина А.И., Ефимов А.А., Трофимов В.А.	Проявление залежей углеводородов в параметрах нестабильности гравитационного поля (гравиразведка НГП)	74
10.	Гордиенко В.В.	Некоторые замечания о современном состоянии концепции неорганического генезиса месторождений углеводородов	76
11.	Гордиенко В.В., Гордиенко Л.Я.	Подкоровые скоростные аномалии в мантии нефтегазоносных зон	82
12.	Горюнов Е.Ю., Трофимов В.А., Нестерова А.Е., Чесалова Е.И.	Проблемы естественного восполнения запасов углеводородов месторождений Волго-Уральской НГП и пути их решения	86
13.	Грибик Я.Г.	Перспективные углеводородные объекты в породах кристаллического фундамента Беларуси	100
14.	Губерман Ш.А., Пиковский Ю.И.	Опыт локального прогнозирования крупных месторождений нефти и газа на основе глубинной концепции их происхождения	104
15.	Губин В.Н.	Геофлюидодинамические аспекты нефтегазоносности кольцевых структур Припятского палеорифта	119

16.	Гуфельд И.Л., Новоселов О.Н.	Иллюзии наблюдаемых «предвестников» сильных землетрясений, вызванных водородной дегазацией	124
17.	Дубосарский В.Р.	Оценка углеводородного потенциала импактных структур методикой структурно-термо-атмогеохимических исследований (СТАГИ)	129
18.	Епифанов В.А.	Рифт-рамповые системы пульсирующей Земли – очаги формирования полигенетических нефтей	131
19.	Епифанов В.А.	Глубинный парагенезис углеводородов и кимберлитов в мантийно-литосферных рифт-рамповых системах	138
20.	Захаренко В.С.	Эндогенный фактор в формировании традиционных углеводородов и газогидратов на примерах арктических шельфов	144
21.	Зинатов Х.Г.	Методология и методика усовершенствования тектонических критериев прогноза и поисков месторождений горючих и неметаллических полезных ископаемых	148
22.	Зинатов Х.Г., Ефимов А.А.	Ретроспективный анализ геодинамики юго-восточной части Волжско-Камской антеклизы и совершенствование тектонических предпосылок поисков месторождений углеводородов	162
23.	Иванов К.С.	О генезисе нефти Западной Сибири	183
24.	Иванов К.С.	Где и до какой глубины можно искать месторождения нефти? (на примере Ямала и Западной Сибири)	186
25.	Исмаил-Заде А.Д.	Единый процесс нефтегазообразования в Каспийском бассейне при региональном и локальном его проявлениях в гетерогенно различных структурах – результат развития плюмтектоники и палеодиапиризма	192
26.	Киреева Т.А.	Гидрохимические критерии нефтеносности фундамента	195
27.	Козлов С.В.	Закономерности размещения уникальных и крупных месторождений нефти и газа в земной коре	201
28.	Коротков С.Б.	Особенности строения галогенной покрышки Восточной Сибири и ее влияние на глубинную дегазацию недр	207
29.	Коротков Б.С., Коротков С.Б.	Проблемы генезиса углеводородов и практика поисковых работ на нефть и газ	211
30.	Корчагин И.Н., Левашов С.П., Гафич И.П., Якимчук Н.А., Божежа Д.Н.	Апробация частотно-резонансной технологии обработки спутниковых снимков на газоконденсатных месторождениях в глубинных горизонтах Днепровско-Донецкой впадины	213
31.	Корчагин И.Н., Левашов С.П., Якимчук Н.А., Божежа Д.Н.	Применение частотно-резонансного метода обработки данных дистанционного зондирования земли для обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции флюидов	219
32.	Корчин В.А.	Возможное происхождение и локализация абиогенного углеводорода в кристаллической коре закарпатья (Украина) по данным термобарического петрофизического моделирования	226
33.	Кочемасов Г.Г.	Космический фактор в образовании промышленных концентраций углеводородов в ряду других эндогенных проявлений в земной коре, связанных с мезо-кайнозойской активизацией планеты (океанские базальты, щелочной магматизм, кимберлиты, золотоносность типа карлин, дифференциация рельефа)	231
34.	Краюшкин В.А., Тимурзиев А.И., Шевченко Н.Б.	К проблеме небиотической (небиогенной) природы нефти и природного газа	235
35.	Кузин А.М.	Некоторые теоретические и практические аспекты методологии интерпретации сейсмических данных для	239

		прогнозирования залежей флюидного генезиса	
36.	Кутинов Ю.Г., Чистова З.Б., Полякова Е.В., Минев А.Л.	Наследование тектонических структур и геоморфометрические параметры тектонических узлов как возможные поисковые признаки площадей перспективных на нефть и алмазы	244
37.	Лебедько Г.И.	Глубинный прогноз нефтегазоносности Юга России	249
38.	Лурье М.А.	Глубинный генезис нефти как одно из проявлений экологических функций абиотических сфер Земли	255
39.	Лысенко В.И.	Условия образования микробиолитов миоцена за счёт процессов глубинной дегазации по результатам изучения геохимии гераклитов (Юго-Западный Крым)	260
40.	Лысенко В.И., Котляров В.А.	Процессы палеодегазации по результатам изучения карбонатов и сульфидов трубчатых построек из отложений верхнего триаса (южный берег Крыма)	266
41.	Маракушев С.А., Белоногова О.В.	Есть ли нефть на Марсе? (окислительно-восстановительные и PT-условия образования углеводородов)	271
42.	Мельник И.А.	Интенсивность вторичных процессов в песчаных отложениях как показатель их нефтегазонасыщенности	274
43.	Миколаевский Н.Э., Архипова Е.Ю., Миколаевский Р.Э., Жерносенко Е. А., Миколаевский Э. Ю.	Тепловая машина земли как основа гипотезы преимущественного глубинного генезиса углеводородов	281
44.	Окнова Н.С.	Родоначальник абиогенного генезиса нефти и газа Н.А.Кудрявцев и поиски углеводородов на основе неорганического происхождения	287
45.	Пиковский Ю.И.	«Происхождение нефти и газа» или «происхождение месторождений нефти и газа»? (к дискуссии о генезисе нефти и природного газа)	290
46.	Поваренных М.Ю., Матвиенко Е.Н.	О включениях силанов (SiH_4, Si_2H_6), водорода H_2 и непредельных углеводородов (C_2H_2, C_2H_4) в углеродных микро- и наноминералах метаморфизованных песчаников урочища Джаракудук (Узбекистан)	293
47.	Попков В.И., Штеренберг А.М., Гусев В.В., Тютяев А.В., Пчела К.В., Горнов Д.А., Багрянцев М.С., Митина Е.В., Попкова А.В., Туровец С.Д., Ильичева М.А., Белова О.Н.	Многомасштабный метод сейсмического геомоделирования развития состояния вещества и эволюции уплотненных коллекторов по формуле А. Эйнштейна, или если бы глина умела говорить	297
48.	Ретеюм А.Ю.	Глубинная нефть как эмпирическое обобщение	303
49.	Рихтер Я.А.	Природа и механизмы флюидизации мантии	306
50.	Романько А.Е., Имамвердиев Н.А., Прокофьев В.Ю., Викентьев И.В., Рашиди Б., Хейдари М., Савичев А.Т., Полещук А.В.	К геологии альпид и углеводородов (УВ) отдельных структур Восточного Ирана и Южного Каспия; данные о глубинной компоненте, проблемы и предложения	311
51.	Ростовцев В.В. , Липихина Е.Ю.	Нефть там, где её ищут	315

	Ростовцев В.Н.		
52.	Румянцев В.Н.	Водород и углерод в ядре Земли (к проблеме абиогенного синтеза углеводородов в глубинных условиях)	321
53.	Севостьянов К.М.	Происхождение углеводородов и их промышленных скоплений	326
54.	Сейфуль-Мулюков Р.Б.	Генезис нефти – проблемы теории и её применения для поиска и разведки	329
55.	Симонян Г.С.	Вклад химиков в развитии абиогенной теории образования нефти	334
56.	Скакальска А.В.	Газогидраты как потенциальный источник углеводородного сырья	340
57.	Сокур О.Н., Омельчук А.В.	Газогидраты как потенциальный источник углеводородного сырья	355
58.	Степанов А.Н., Даукаев А.А.	Полемика о происхождении нефти: история и современность	363
59.	Стогний П.В., Хохлов Н.И., Петров И.Б.	Моделирование газовых карманов в зоне Арктического шельфа с помощью сеточно-характеристического метода	367
60.	Страхов П.Н., Сапожников А.Б., Богданов О.А.	Значение карбонатных отложений при перераспределении углеводородов глубинного генезиса	369
61.	Сухарев А.И., Ревинский Ю.А.	Механизм миграции глубинных углеводородов	372
62.	Тимофеев Д.Н.	Некоторые особенности космических тел Солнечной системы	377
63.	Тимурзиев А.И.	Развитие теории неорганического происхождения нефти в работе Кудрявцевских Чтений, проводимых в рамках проекта «Глубинная нефть»	4
64.	Тимурзиев А.И.	Общий фон проведения VI Кудрявцевских Чтений (КЧ-2018): состояние ТЭК России и официальной нефтегазовой науки, определяющей направления ГРР в стране	383
65.	Тимурзиев А.И.	Неотектонические критерии нефтегазовой зональности первичных мантийных УВ-систем и глобальные закономерности нефтегазоносности недр на примере основных нефтегазоносных провинций России	398
66.	Харитонов А.Л.	Геолого-геофизический анализ морфоструктур центрального типа, образованных мантийными палеоплюмами и их связь с глубинными УВ	414
67.	Черкасов Г.Н.	Геодинамические и геохимические аспекты эндогенного нафтидогенеза и критерии поиска его месторождений на примере Байкальского рифта	420
68.	Черных Н.Г.	О тождественности генезиса углеводородов и рудных тел в недрах Земли	425
69.	Эйгенсон А.С.	О противостоянии двух концепций нефтегазообразования теоретические основы и стратегические направленности	430

ВСЕРОССИЙСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ГЛУБИННОМУ ГЕНЕЗИСУ НЕФТИ

6-Е КУДРЯВЦЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ

РОСГЕОЛОГИЯ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ

ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ

6-е Кудрявцевские Чтения:

Итоги первой пятилетки Кудрявцевских Чтений:

от теории неорганического происхождения

к практике поисков глубинной нефти

Научное электронное издание

ТРУДЫ КУДРЯВЦЕВСКИХ ЧТЕНИЙ

Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа

Москва, 22-24 октября 2018 г.

Научный редактор:

Доктор геолого-минералогических наук
Академик РАЕН
А.И.Тимурзиев

Компьютерная верстка:
А.И.Тимурзиев

Материалы изданы в авторской редакции

Copyright © Глубинная нефть, 2018
All Rights Reserved © Глубинная нефть, 2018
Все права защищены ЦГЭ, 123298, Москва, ул. Народного Ополчения, дом 38/3.