

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И
ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ РАН
НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ
ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ**



ТРОФИМУКОВСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2019

**МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАУЧНОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ С УЧАСТИЕМ ИНОСТРАННЫХ УЧЕНЫХ**

Новосибирск, 7–12 октября 2019 г.



ББК 26.34
УДК 553.98
Т 762

Трофимуксовские чтения – 2019: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск. 2019. 382 с. – ISBN 978-5-4262-0098-2 [doi: 10.18303/B978-5-4262-0098-2](https://doi.org/10.18303/B978-5-4262-0098-2)

Программный комитет

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ: академик РАН Конторович А.Э., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск.

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ: д.т.н. Ельцов И.Н., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск.

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

академик РАН Верниковский В.А., НГУ, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
академик РАН Добрецов Н.Л., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
академик РАН Эпов М.И., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
чл.-корр. РАН Каширцев В.А., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
чл.-корр. РАН Конторович В.А., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
чл.-корр. РАН Кулаков И.Ю., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
чл.-корр. РАН Курчиков А.Р., Западно-Сибирский филиал ИНГГ СО РАН, г. Тюмень
чл.-корр. РАН Шурыгин Б.Н., ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
д.г.-м.н. Гражданкин Д.В., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
д.г.-м.н. Сенников Н.В., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
д.г.-м.н. Лепокурова О.Е., Томский филиал ИНГГ СО РАН, г. Томск
д.э.н. Филимонова И.В., ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
к.г.-м.н. Парфенова Т.М. ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск

Организационный комитет

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ: к.г.-м.н. Сурикова Е.С.

СЕКРЕТАРЬ: Гусева С.М.

ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА: Аюнова Д.В., Канакова К.И., Локтионова О.А., к.э.н. Мишенин М.В., к.г.-м.н. Фомин М.А., Хогоева Е.Е., Цибизова Е.В.

АДРЕС ОРГКОМИТЕТА Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект ак. Коптюга, 3.
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН

Самостоятельное неперiodическое локальное статичное научное сетевое электронное издание.
Системные требования: наличие на устройстве ПО для просмотра PDF-файлов.

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН, 2019
Научное издание

СО Д Е Р Ж А Н И Е

СЕКЦИЯ 1. ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ: ТЕКТНИКА, ЛИТОЛОГИЯ, ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И ПАЛЕОНТОЛОГИЯ

Титов Ю.В., Галимова Г.М. ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НИЖНЕ-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ).....	13
Грушевская О. В., Уварова И. В. ТЕКТНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ И СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ.....	16
Даньщикова И. И. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ НА ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ СИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА	20
Жилич С. В. РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСТИТЕЛЬНОСТИ И КЛИМАТА ПО ДАННЫМ ПАЛИНОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА УРЕГ-НУР (МОНГОЛИЯ).....	23
Жилич С. В., Rogozin Д. Ю. РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОЖАРОВ ПО УГОЛЬНЫМ ЧАСТИЦАМ ИЗ ОЗЕРНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЭВЕНКИИ	26
Колесников А. В., Бобков Н. И. К ВОПРОСУ О ВОЗРАСТЕ ОСНОВАНИЯ ПЛИТНОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОКА ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ	29
Матлай Л. М. ИЗВЕСТКОВЫЙ НАННОПЛАНКТОН ИЗ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО ПРИАЗОВЬЯ.....	32
Попов Б. М. БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОСТРАКОД ИЗ РАЗРЕЗОВ НА Р. ТОМЬ	35
Порозов И. И. ПАЛЕОТЕКТНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПАЛЕОЗОЙ-МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА АНАБАР-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ	38
Тихонова К. А. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ РИФЕЙСКОГО ВОЗРАСТА БАЙКИТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ	41
Трушкина А. Е. ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ АЛЕВРИТО-ПЕСЧАНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА ЗАПАДЕ ГЫДАНСКОЙ НГО.....	44

СЕКЦИЯ 2. РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОФИЗИКА И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАЗВЕДОЧНАЯ, СКВАЖИННАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

- Алеева А. О.** ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗОВ ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮРСКО-ПАЛЕОЗОЙСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГОРИЗОНТА Ю₁ 48
- Велесов Д. В., Михайлов И. В., Суродина И.В.** ИЗУЧЕНИЕ ТОНКОСЛОИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ НОВОГО ЗОНДА ИНДУКЦИОННО-ГАЛЬВАНИЧЕСКОГО КАРОТАЖА 52
- Ганин С. Ю., Мосягин Е. В.** ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА ВЧР В УСЛОВИЯХ СКЛАДЧАТОСТИ ПРЕДПАТОМСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА 55
- Горносталев Д. И.** АНАЛИЗ СИГНАЛОВ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА МЕТОДОМ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ДЛЯ КАРТИРОВАНИЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ГРАНИЦ 58
- Грубась С. И., Логинов Г. Н.** ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УРАВНЕНИЯ ЭЙКОНАЛА ПРИ ПОМОЩИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ 61
- Гурьев В. А., Могилатов В. С., Потапов В. В.** ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТА ХОЛЛА В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ 64
- Дугаров Г. А., Фокин М. И.** ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОДОЛЬНЫХ И ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН В ПЕСЧАНЫХ ОБРАЗЦАХ, СОДЕРЖАЩИХ ГИДРАТ МЕТАНА НЕЦЕМЕНТИРУЮЩЕГО ТИПА 67
- Дробчик А. Н., Лемзяков А. Г.** РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ МИКРОСТРУКТУРЫ И АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ И МЕРЗЛЫХ ОБРАЗЦОВ 70
- Иванова И. И., Белая А. А., Махнач Е. Н., Тригубович Г. М.** ОБЪЕМНАЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА В РАЙОНЕ СКВАЖИНЫ ВИЛЮЙКАНСКАЯ-1 ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ .. 73
- Крошка Е. С., Родионова О. В., Репин А. В.** ВЛИЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕ-ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ГЛИН ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ 76
- Магомедов А. Ю.** ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ДЛЯ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА 79
- Мезин А. А.** МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД (АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР) 81
- Новиков М. А., Лисица В. В., Хачкова Т. С.** ИЗМЕНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОГО ОТКЛИКА ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПРИ НАСЫЩЕНИИ СО₂ 83

Рябова С. А. ПРИМЕНЕНИЕ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ АНАЛИЗЕ ПЕРИОДИЧНОСТЕЙ ГЕОМАГНИТНЫХ ВАРИАЦИЙ НА ОБСЕРВАТОРИЯХ «МИХНЕВО», «БОРОК» И «ИРКУТСК».....	87
Фадеева И. И. РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СРЕД С ПОМОЩЬЮ ДВУХИГОЛЬЧАТОГО ТЕПЛООВОГО ЗОНДА..	90
Федин К. В., Колесников Ю. И. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА ПО ЗАПИСЯМ АКУСТИЧЕСКИХ ШУМОВ	94
Шилов Н. Н., Нефедкина Т. В. УЧЁТ ПОКРЫВАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ АВО-ИНВЕРСИИ В СЛОИСТО-ОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ С КРИВОЛИНЕЙНЫМИ ГРАНИЦАМИ.....	96
Шумская М. Й. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ БУРОВОГО ШЛАМА ПО ДАННЫМ ЛАБОРАТОРНОГО МЕТОДА ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ	99

СЕКЦИЯ 3. ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ, ТЕОРИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА, ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Бурухина А. И., Фурсенко Е. А. ГЕОХИМИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ СЕВЕРА ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ.....	103
Долженко К. В. ПОВЕДЕНИЕ ФЕНАНТРЕНОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЗРЕЛОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ЗОНЕ АПОКАТАГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ СРЕДНЕВИЛЮЙСКАЯ-27, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ).....	106
Котик И. С., Котик О. С. УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ БАССЕЙН)..	110
Котик О. С. ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО НИЖНЕПЕРМСКИХ УГЛЕЙ СЕВЕРА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ БАССЕЙН).....	112
Литвинова А. Е., Фадеева С. В., Гончаров И. В., Веклич М. А., Жердева А.В. ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ И КАТАГЕНЕЗ ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	115
Мельник Д. С., Парфенова Т. М. НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОХИМИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ХАТЫСПЫТСКОЙ СВИТЫ НЕОПРОТЕРОЗОЯ (ОЛЕНЕКСКОЕ ПОДНЯТИЕ, СЕВЕРО-ВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ).....	118
Моргунова И.П., Петрова В. И., Куршева А. В., Литвиненко И. В., Батова Г. И. ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МЕЗОЗОЙСКИХ ПОРОД АРХИПЕЛАГА ШПИЦБЕРГЕН.....	122
Окулов А. К., Яцук А.В., Сырбу Н. С. ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОННЫХ ОСАДКОВ ЗАЛИВА ПЕТРА ВЕЛИКОГО, ЯПОНСКОЕ МОРЕ	126

Петров А.Л. ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КЕЛЛОВЕЙ-ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГЫДАНСКОГО И ТАЗО-ХЕТСКОГО СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНЫХ РАЙОНОВ	129
Подугольникова Е. Е., Рогов В. И., Изох О. П. ВАРИАЦИИ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА И ФАЦИИ ХАТЫСПЫТСКОЙ СВИТЫ (ВЕРХНИЙ ВЕНД ОЛЕНЁКСКОГО ПОДНЯТИЯ СИБИРИ).....	133
Хогоева Е. Е. ЛОЦИРОВАНИЕ ИСТОЧНИКА МЕТОДОМ МОДЕЛИРОВАНИЯ В ОБРАТНОМ ВРЕМЕНИ НА ДАННЫХ ФИЗИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА	136

СЕКЦИЯ 4. ГИДРОГЕОЛОГИЯ, ГИДРОГЕОХИМИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ, ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЯ

Антонова М. В., Черных А. В. ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИИ КОЛЫВАНСКОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	140
Балобаненко А. А., Кокорев О. Н., Щипков А. А. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ	143
Ворожейкина Е. А. ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА УГЛЕКИСЛЫХ РОДНИКОВ ДОЛИНЫ РЕКИ ИНГОДА (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ).....	146
Деркачев А. С., Максимова А. А. ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОХИМИИ МИНЕРАЛЬНЫХ РАДОНОВЫХ ВОД ЗАЕЛЬЦОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (Г. НОВОСИБИРСК).....	150
Дребот В. В. МИКРОКОМПОНЕНТЫ В СОСТАВЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД РАЙОНА ТОРЕЙСКИХ ОЗЕР (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ).....	153
Максимова А. А., Деркачев А. С. ГЕОХИМИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РАДОНОВЫХ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ГОРВОДОЛЕЧЕБНИЦА» (Г. НОВОСИБИРСК)	156
Черников А. А., Фаустова А. С. ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ПЛАСТА Ю₁ ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ.....	159

СЕКЦИЯ 5. ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

Бардачевский В. Н. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ЕЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ.....	163
Игнатъев С. Ф., Пирогова Е. А., Хуснуллина Г. Р. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЯКУТИИ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОВЕДЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. 166	166
Икон К. О., Олюнина О. А. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ РИСКОВ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ И ОПЫТ ПРОГНОЗА КОЛИЧЕСТВА	

ОТКРЫТИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ГРП (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ) 170

Космачева А. Ю. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЗОЗОЙСКИХ И ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА 174

Крошка Е. С., Бобров П. П., Родионова О. В., Шумская М. Й. О ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗМЕРОВ ПОР СИЛИКАГЕЛЕЙ И БУРОВЫХ ШЛАМОВ ПО ДАННЫМ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ЯМР-ИЗМЕРЕНИЙ 176

Лыбина О. Н., Петрова А.В. СОВРЕМЕННАЯ КОНЦЕПЦИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ И ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ КГИС АО «СНИИГГИМС»..... 180

Мазуркевич В. В., Ершов А.В., Залетова Н. М., Левинский И.Ю. ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА ЗАЛЕЖЕЙ РАЗВЕДЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 184

Пирожкова М.А., Губина Е. А. РОЛЬ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ФОРМИРОВАНИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ..... 188

Позднякова А. И. ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФАМЕНСКОГО ЯРУСА КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ В ПРЕДЕЛАХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ 191

Самохин С. О. ВАРИАТИВНОСТЬ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ЮВ₁¹ УРЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ И ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ 193

Селиванов А.Е., Шапорина М. Н. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ ПРОДУКТИВНОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО 197

Серов В. В. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЪЕКТЫ ВЕНДСКОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ..... 201

Щепелин М. А., Елишева О. В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЙ НА ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ УВАТА ДЛЯ СНЯТИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПО НЕЗАПОЛНЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ ЛОВУШЕК УВ..... 204

СЕКЦИЯ 6. МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ, ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Аюнова Д. В. ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ..... 208

Багаев Д. З. ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ ОБЪЕМНО-СТАТИСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ	211
Гусева С. М. ТИПЫ СТРУКТУР-ЛОВУШЕК В ЮЖНО-КАРСКОЙ НГО	214
Грицай В. Н. ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО.....	217
Крутенко Д. С., Галиева М. Ф. ТЕПЛОВОЙ ПОТОК И КАТАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ БАЖЕНОВСКОЙ НЕФТИ (ОСТАНИНСКАЯ ГРУППА МЕСТОРОЖДЕНИЙ)	220
Локтионова О. А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ УВ В ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ, ЗАПОЛНЯЮЩИХ НАИБОЛЕЕ ДЕПРЕССИОННЫЕ ЧАСТИ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ НА ПРИМЕРЕ СКВ. ТОЛПАРОВСКАЯ – 2.....	224
Санькова Н. В., Дорошенко А. А., Романов А. В., Мазуркевич В. В. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	227
Соколов А Д ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПЛАСТА ЮС₂ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	231
Сурикова Е. С., Федорович М. О. СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	234
Татевосян Л. С. ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ, ВКЛЮЧАЮЩЕЙ ЧКАЛОВСКОЕ, ТРАССОВОЕ ЛОКАЛЬНЫЕ ПОДНЯТИЯ	239
Тригуб А. В., Важенина О. А. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (1D И 2D) НА ЭТАПЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	242
Шпильман М. А., Кравченко М. Н. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТОДОВ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ (НСР УВ) ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ (НГО)	246

СЕКЦИЯ 7. РАЗРАБОТКА И ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ, МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Александрова Е. М., Иванова М. С., Инякина Е. И., Катанова Р. К., Томский К.О. ИЗУЧЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ДВУХФАЗНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	251
Болотова В. О., Диева Н. Н. ОСОБЕННОСТИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СЛОИСТЫЙ ПЛАСТ.....	254
Евменова Д. М. РОЛЬ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ В ОКОЛОСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА ПРИМЕРЕ ЮРСКОГО НЕФТЯНОГО КОЛЛЕКТОРА	256

- Кузнецова Д. Р., Инякина Е. И.** АНАЛИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 259
- Людкевич А. И., Репчук С. В.** ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАКАЧКИ СО₂ В ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X 262
- Петрова Д. А., Катанова Р. К., Инякина Е. И. ИВАНОВА М. С.** ОЦЕНКА ПЛАСТОВЫХ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... 265
- Протопопов К. В., Томский К. О., Инякин В. В.** ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА..... 269

СЕКЦИЯ 8. МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ, МЕТОДЫ ИХ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ

- Брагин А. Ю., Калачёва Я. А.** АПРОБАЦИЯ ВРЕМЕННОГО МЕТОДИЧЕСКОГО РУКОВОДСТВА ПО ПОДСЧЁТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ ТОЛЩИ (2017 Г) НА ПРИМЕРЕ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ КАМЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 275
- Гайфулина Е. Ф., Новокрещин А. В.** ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПРИ ПРОГНОЗЕ ПОТЕНЦИАЛЬНО ПРОДУКТИВНЫХ ЗОН В ИНТЕРВАЛЕ БАЖЕНО-АБАЛАКСКОГО КОМПЛЕКСА (КРАСНОЛЕНИНСКИЙ СВОД) 278
- Евдокимов Н. А.** ТРИЗ: СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ - ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ 282
- Захарова М. Р., Инякина Е. И., Иванова М. С., Томская В. Ф.** ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НАХОДЯЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ..... 285
- Кондрашова Е. С., Шалдыбин М. В.** КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АНОМАЛЬНО ЛЮМИНЕСЦИРУЮЩИХ ПРОСЛОЕВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА 289
- Лунёва Т. Е.** ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА КОЛТОГОРСКОГО МЕЗОПРОГИБА ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ 293
- Меренкова А. С., Карбосова З. К., Кириллина М. С., Михеев А. Н.** ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮГО-ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ..... 296
- Обухов П. В., Фомин М. А.** ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ОБЬ-ЮГАНСКОМ МЕЖДУРЕЧЬЕ..... 300
- Петров М. Н.** ВЛИЯНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ НА РАСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ..... 304

Тарачева Е. С., Межецкий В. В. О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ИМИЛОРСКО-ИСТОЧНОГО УЧАСТКА	307
Темникова Е. Ю. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ТИПЫ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ КАРТАЖА СКВАЖИН ДЛЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	311
Федосеев А. А. ЧАСТОТНАЯ ДИСПЕРСИЯ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОСНОВНЫХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ТИПОВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРТАЖА	314
 СЕКЦИЯ 9. ЭКОНОМИКА, НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА, ПЕРЕРАБОТКА И ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	
Богданович Е.С., Сизых А. В., Газалиев Р. Р. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АКТИВА	318
Бутенко В. А. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТИ (EVA)	322
Дзюба Ю. А. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНЫХ ЦЕН НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПО МАКРОРЕГИОНАМ МИРА	325
Земнухова Е. А. ГАЗИФИКАЦИЯ РЕГИОНОВ РОССИИ КАК КЛЮЧЕВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НОВОГО ЦЕНТРА ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА	328
Кожевин В. Д., Эдер Л. В. МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ВИЭ ПО КЛАСТЕРАМ СТРАН	332
Комарова А. В. НАЛОГОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ ИЗЪЯТИЯ ГОРНОЙ РЕНТЫ	335
Линк А.Э. КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ	338
Мельников П. Р., Игнатьев С. Ф. ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.	341
Мишенин М. В. ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕГИОНАХ РОССИИ	345
Немов В. Ю. УСТОЙЧИВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ: ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ АСПЕКТ	348
Ожогова Л. М., Филимонова И. В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКОНОМИКО-ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ СТРАН	352

Прворная И. В. ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ.....	355
Тагаева А. А., Прворная И. В. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РЕГИОНАХ РОССИИ ..	358
Торощина А. В. ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ БЮДЖЕТОВ РОССИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ	361
Чеботарева А. В., Филимонова И. В. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРУКТУРЫ КАПИТАЛА КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИИ.....	365
Черепанова Д. М. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ЭКОНОМИКУ СТРАН МИРА	368
Чукарева С. Б., Комарова А. В. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НАЛОГОВЫХ ЛЬГОТ ПО НДС НА ДОБЫЧУ НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	372
Шумилова С. И. ВЛИЯНИЕ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ НА РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ.....	376

**СЕКЦИЯ 1. ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ ОСАДОЧНЫХ
БАССЕЙНОВ: ТЕКТОНИКА, ЛИТОЛОГИЯ, ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ,
СТРАТИГРАФИЯ И ПАЛЕОНТОЛОГИЯ**

УДК 552.18

ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Титов Юрий Владимирович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Когалым, Россия, геолог 1 категории, titovoil@k66.ru

Галимова Гульназ Маратовна

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Когалым, Россия, геолог 2 категории, GalimovaGM@tmn.lukoil.com

Изложены результаты исследований вторичного минералообразования в составе нижнемеловых отложений Большехетской впадины (территория деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»). На основании стадийного анализа изучены вторичные преобразования с применением оптической и электронной микроскопии, рентгеноструктурного анализа.

Ключевые слова: Большехетская впадина, нижний мел, терригенные породы, аутигенные минералы, катагенез.

MANIFESTATIONS OF POST-SEDIMENTATION PROCESSES IN THE LOWER CRETACEOUS SEDIMENTS OF THE BOLSHEKHETSKAYA DEPRESSION

Titov Yury

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Kogalym, Russia, geologist of 1 category, titovoil@k66.ru

Galimova Gulnaz

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Kogalym, Russia, geologist of 2 category, GalimovaGM@tmn.lukoil.com

The results of investigations of secondary mineral formation of the lower Cretaceous sediments of the Bolshekhetskaya depression (the territory of activity of LLC LUKOIL-Western Siberia). On the basis of the stage analysis were studied secondary transformations with the use of optical and electron microscopy, x-ray diffraction analysis.

Keywords: Bolshekhetskaya depression, lower cretaceous, terrigenous rocks, autigenic minerals, catagenesis.

Нижнемеловые отложения Большехетской впадины, содержащие высокоперспективные нефтегазоносные залежи с установленной промышленной продуктивностью на Пяяхинском, Хальмерпаютинском и Южно-Мессояхском месторождениях (территория деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), характеризуются минералогическими (катагенетическими) аномалиями. Как правило, они выражаются в резком возрастании количества аутигенных минералов и их парагенетических ассоциаций, не характерных для определенной стадии изменения пород. Подобные аномальные зоны имеют значительную площадь распространения, и их развитие связано с миграцией потоков флюидов по действующим глубинным разломам, проникающим из фундамента в различные уровни осадочного чехла.

Основные типы постседиментационных изменений пород-коллекторов выделены на основании изучения kernового материала покурской, тангаловской, сортымской (заполярной) и мегионской свит в пределах Пяяхинского, Хальмерпаютинского, Северо-Хальмерпаютинского, Южно-Мессояхского и Салекаптского месторождений.

Рассматриваемые объекты находятся в наиболее погруженной части Надым-Тазовской синеклизы [2] в зоне сочленения Тазовского и Уренгойского фациальных районов [1]. На большей части этой территории развит тазовский тип разреза, где выделяются (снизу-вверх): мегийонская, заполярная, малохетская и покурская свиты, в Уренгойском районе выделены сортымская и тангаловская свиты. При этом Пякяхинское месторождение находится в переходной зоне, в пределах которой присутствуют элементы разных типов. Среди наиболее важных вторичных минералов и структур, свидетельствующих о вторичных процессах при формировании рассматриваемых пород, могут быть названы такие, как регенерация кварца, преобразование полевых шпатов, нарушение кристаллической структуры биотита, формирование различных глинистых минералов, кристаллизация цеолитов и кальцита, а также характер контактов между песчаными зернами (рис. 1).

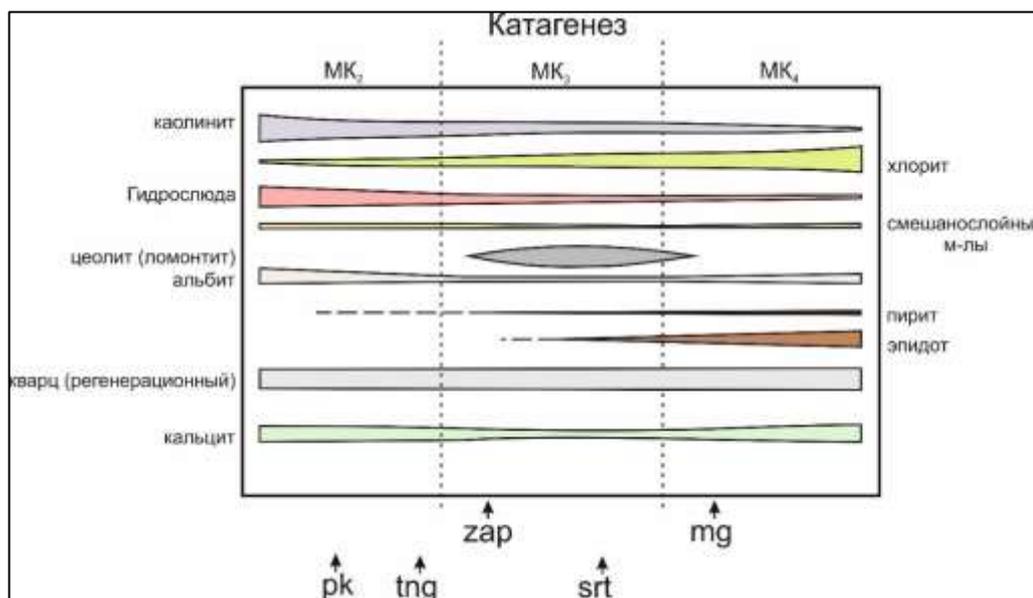


Рисунок 1 – Схема распространения аутигенных минералов на разных стадиях постседиментационных преобразований нижнемеловых песчаников Большехетской впадины (заполярная (zap), мегийонская (mg), покурская (pk), тангаловская (tng) и сортымская (srt) свиты)

Регенерация кварца развита повсеместно, но в различной степени. Чаще всего она умеренная (затронуты до 10-25 % зерен), реже слабая (до 10 %), в единичных случаях сильная (свыше 25 %).

Преобразование полевых шпатов. Интенсивной пелитизации (до 40 % зерен), серицитизации (до 15 %) и растворению (до 5 %) подверглись плагиоклазы. В результате уменьшилась прозрачность зерен до полного их затемнения с образованием глинистых минералов, в том числе мелких чешуек калиевых гидрослюдов.

Глинистые минералы, наряду с цеолитами и кальцитом, широко распространены в качестве цементирующего вещества. Чаще всего это – каолинит, выполняющий поры. В тесном парагенезисе с каолинитом присутствует гидрослюда (иллит), формирующая сплошные и прерывистые каемки вокруг зерен полевых шпатов и кварца (пленочный цемент). В качестве цементирующего минерала распространен также и хлорит. Образование аутигенного хлорита связано, в большей степени, с трансформацией гидрослюдов и смешанослойных образований с выделением Mg^{2+} и Fe^{3+} , а также Al^{3+} из каолинита [3, 4].

Гидратация биотита. В ходе этого процесса происходит нарушение кристаллической структуры минерала. При этом пластинки его деформируются, расщепляются на отдельные волокна и приобретают зеленовато-бурую плеохроирующую окраску. В песчаниках сортымской (заполярной), особенно мегийонской свиты Северо-Хальмерпаютинского, Хальмерпаютинского и Салекаптского месторождений на пластинках биотита отмечается появление рассеянной вкрапленности сидерита, иногда пирита, что в большей степени связано с выносом части K^+ из межслоевых промежутков, а также Mg^{2+} , Fe^{2+} , Fe^{3+} [4]. Распространено развитие хлорита по

отдельным волокнам биотита, сопровождающееся приобретением зеленоватой окраски и слабого плеохроизма.

Кальцит тоже занимает существенное место среди вторичных образований рассматриваемых песчаников. Он распределен неравномерно, что может быть связано с влиянием инфильтрационных либо эксфильтрационных притоков водных растворов, миграцию которых вызвали тектонические процессы.

Цеолиты имеют наибольшее значение среди новообразованных минералов. Их наличие устанавливается уже при визуальной оценке зерна, где они проявляются в виде светлых пятен полуовальной и неправильной форм, размер которых может достигать нескольких миллиметров. Иногда количество их составляет до 40 % от объема породы. В изученных образцах цеолиты представлены ломонтитом, в виде его кальциевой разновидности ($\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12}\cdot 4\text{H}_2\text{O}$). Новообразованные цеолиты во многих случаях имеют наложенный характер, причем проявляется он избирательно.

Лейкоксен, эпидот, пирит, марказит, сидерит. Выделения лейкоксена иногда образуют извилистые и прерывистые пленки вокруг обломочных зерен. По мнению О.С. Кочеткова, происхождение этого минерала рассматривается как результат стяжений TiO_2 из вмещающего углисто-глинисто-слюдистого матрикса в ходе катагенетических процессов. Аутигенный эпидот присутствует в виде мелких зерен неправильной формы и тонкоагрегатных скоплений. Первая разновидность прозрачная, слабо окрашенная в зеленовато-желтый цвет, высокое двупреломление, яркие цвета интерференции. Вторая разновидность, как уже было отмечено, развивается по зернам полевых шпатов в виде рассеянной вкрапленности. Сульфиды железа представлены парагенезисом двух полиморфных модификаций – пиритом и марказитом. Они распространены неравномерно по разрезу всех изучаемых стратиграфических подразделений. По мере нарастания степени катагенеза при трансформации слюды увеличивается количество сброшенного железа и магния, при этом формируется пелитоморфный сидерит, образуя псевдоморфозы по биотиту.

В результате проведенных исследований установлено, что для нижнемеловых алеврито-песчаных пород характерен разнообразный комплекс вторичных минералов и структур, свидетельствующих о стадии фонового катагенеза и о наложенных процессах. При этом верхняя часть разреза нижнемеловых отложений Большехетской впадины отвечает зоне среднего катагенеза (градация МК₂), характеризующейся интенсивной регенерацией кварца, внутрислойным растворением неустойчивых слюд и полевых шпатов, гидрослюдизацией, хлоритизацией и кальцитизацией. Анализ нижней части разреза (сортымская, мегионская свиты) показал, что породы преобразованы до стадии глубокого катагенеза (градация МК₃). Хорошим показателем такой степени изменения является наличие в зернах кварца прерывистых регенерационных каемок и частично восстановленных кристаллографических граней, замещение полевых шпатов, наличие ассоциации хлорит-гидрослюда, ломонтит в парагенезисе с эпидотом и кальцитом, доминирование конформных межзерновых контактов. При этом эпигенетический процесс протекал неравномерно, пульсационно, в связи с изменяющимися тектоническими условиями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Решения 5-ого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, принятым МРСС-90 14-18 мая 1990 г. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
2. Структурная схема и районирование чехла Западно-Сибирской плиты по подошве юрско-кайнозойского плитного комплекса. Масштаб 1:500000 / под ред. И.И. Нестерова, 1984.
3. Япаскурт О.В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования. Учебное пособие / О.В. Япаскурт. – М.: ЭСЛАН, 2008. – 356 с.
4. Юдович Я.Э. Минеральные индикаторы литогенеза / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис. – Сыктывкар: Геопринт, 2008. – 564 с.

УДК 551. 262

ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ И СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Грушевская Олеся Владимировна

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г. Москва, Россия, ведущий геолог, grushevskaya@vnigni.ru

Уварова Ирина Вячеславовна

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г. Москва, Россия, геолог 2-й категории, uvarovairina@vnigni.ru

Настоящая работа посвящена анализу особенностей геологического строения структур южной части шельфа моря Лаптевых и зоны их сочленения со структурами северной части Сибирской платформы, а также перспективам нефтегазоносности моря Лаптевых

Ключевые слова: шельф моря Лаптевых, перспективы нефтегазоносности, северная часть Сибирской платформы, шкала тектонических и седиментационных событий, тектоническое положение

TECTONICAL AND SEDIMENTOLOGICAL DEMARCATION OF THE SOUTH LAPTEV SEA AND THE NORTHERN SIBERIAN PLATFORM

Grushevskaja Olesia

Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, geologist, grushevskaya@vnigni.ru

Uvarova Irina

Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, geologist 2-nd category, uvarovairina@vnigni.ru

This work is devoted to analysis of geological aspects of the south Laptev Sea and the zone where marine structures are connected with structures of the northern Siberian platform, tectonical and sedimentological demarcation, hydrocarbon potential of the Laptev Sea

Keywords: Laptev Sea, hydrocarbon potential, northern Siberian platform, tectonical and sedimentological scale

Согласно последней официальной количественной оценке перспектив нефтегазоносности по состоянию на 01.01.2009 г. извлекаемый ресурсный потенциал нефти, газа и конденсата моря Лаптевых оценен в 4,1 млрд тонн условного топлива (тут), что составляет 3,6 % начальных суммарных ресурсов (НСР) Арктического шельфа Российской Федерации. В период с 2012-2019 гг. в море Лаптевых выполнены значительные объемы геолого-геофизических исследований, отработано 23000 погонных км сеймопрофилей 2D. Всего на акватории моря Лаптевых отработано более 64000 погонных км сеймопрофилей 2D. Плотность проведенных геофизических работ составляет 0,1 п.км/км², что недостаточно для завершения этапа региональных работ. Комплексные геофизические исследования в 2011-2014 г.г. проводились такими организациями как АО «Росгео» («Южморгеология», АО «СМНГ») и ОАО «МАГЭ». Слабоизученной остается зона сочленения Лаптевоморского шельфа со структурами северной части Сибирской платформы (рис.1).

Большая вероятность открытия месторождений в море Лаптевых связана с наличием прямых признаков нефтепродуктивности. Так в Хатангском заливе моря Лаптевых в 2017 г. открыто крупное Центрально-Ольгинское нефтяное месторождение, согласно Государственному балансу Российской Федерации суммарные извлекаемые запасы по категории C₁+C₂ составляют 80,4 млн тут нефти. Кроме того, на северо-востоке Сибирской платформы известен ряд месторождений

(Тигянское, Ильинское, Кожевниковское и Южно-Тигянское), приуроченных к пермским отложениям, на Нордвикской площади получена нефть из триасовых отложений, на Чайдахской площади открыта газовая залежь в отложениях нижней перми, и известен ряд скоплений природных битумов в отложениях от венда до карбона-перми (Анабарское и Оленекское битумные поля).

Перспективы нефтегазоносности южной части шельфа моря Лаптевых связаны как с наличием в разрезе солянокупольной тектоники, характерной для Таймырского побережья, установленной по комплексу геофизических данных [3], так и с мощными палеодельтовыми комплексами, развитие которых прогнозируется по палеогеографическим обстановкам окружающих районов [1,7].

Лаптевоморский регион имеет уникальное тектоническое положение. Здесь происходит сочленение активного спредингового хребта Гаккеля и впадины Евразийского суббассейна с континентальной окраиной Евразии. Со стороны материковой части регион окружен разновозрастными складчатыми поясами и древними континентальными блоками. Согласно схемам тектонического районирования Государственной геологической карты РФ листов S-49,50,51,52, в тектоническом отношении район исследования расположен в зоне сочленения разновозрастных надпорядковых тектонических структур: северной части **Сибирской древней (эпикарельской) платформы, Таймыро-Североземельской (раннекиммерийской) и Верхояно-Колымской (позднекиммерийской) складчатых областей и (эпипозднекиммерийской) Хатангско-Лаптевоморской плиты** [5].

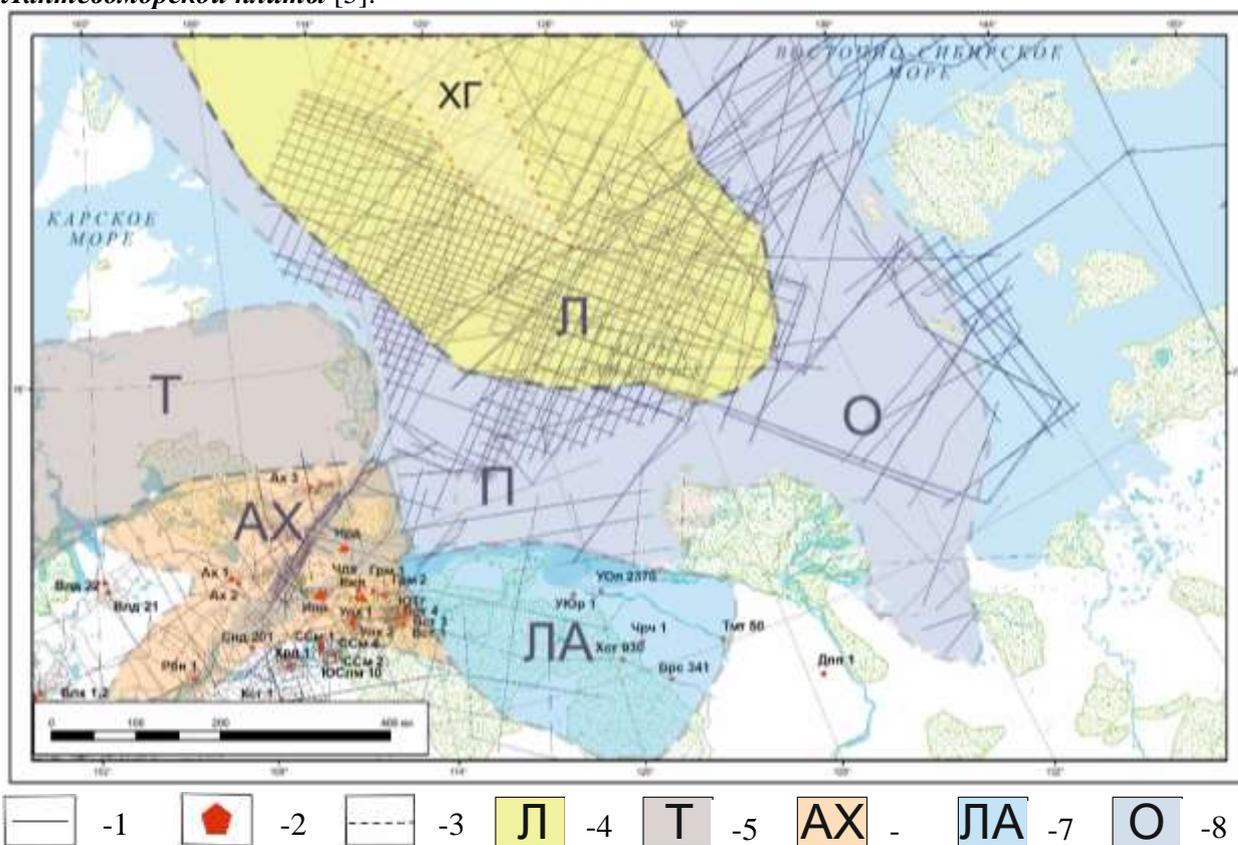


Рисунок 1 – Схема расположения тектоно-седиментационных зон моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы

Условные обозначения: 1-сейсмические профили, 2 – скважины, 3 - границы тектоно-седиментационных зон, 4- Лаптевская, 5– Таймырская, 6 - Анабаро-Хатангская, 7 - Лено-Анабарская, 8 – Омолойская

Это подтверждает сложное геологическое строение области сочленения южной части моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы. Отсутствует единое мнение о возрастном диапазоне осадочного выполнения и природы фундамента южной части моря Лаптевых.

Новые сейсмические материалы и комплексная интерпретация сейсморазведочных данных разных лет совместно по всем выделенным районам позволяет уточнить геологическое строение структур южной части шельфа моря Лаптевых и зоны их сочленения со структурами северной части

Сибирской платформы, получить дополнительную информацию по истории развития региона и сделать оценку перспектив нефтегазоносности, взяв за аналог окраинно-континентальные бассейны Арктической зоны (дельту Маккензи), а также Северного моря [5,7].

Для тектонических построений по региону фундаментальное значение имеют принципы, сформулированные Ю.Е. Погребницким, главным из которых является выделение в разрезе крупных структурно-формационных комплексов, разделённых пенепленами (поверхностями крупных несогласий, размывов и тектонических перестроек) [2,4]. Эти несогласия явились базой для структурной интерпретации сейсмических данных (выделения основных отражающих горизонтов) и выделения структурных этажей, которые представлены на шкале тектонических и седиментационных событий (рис. 2).

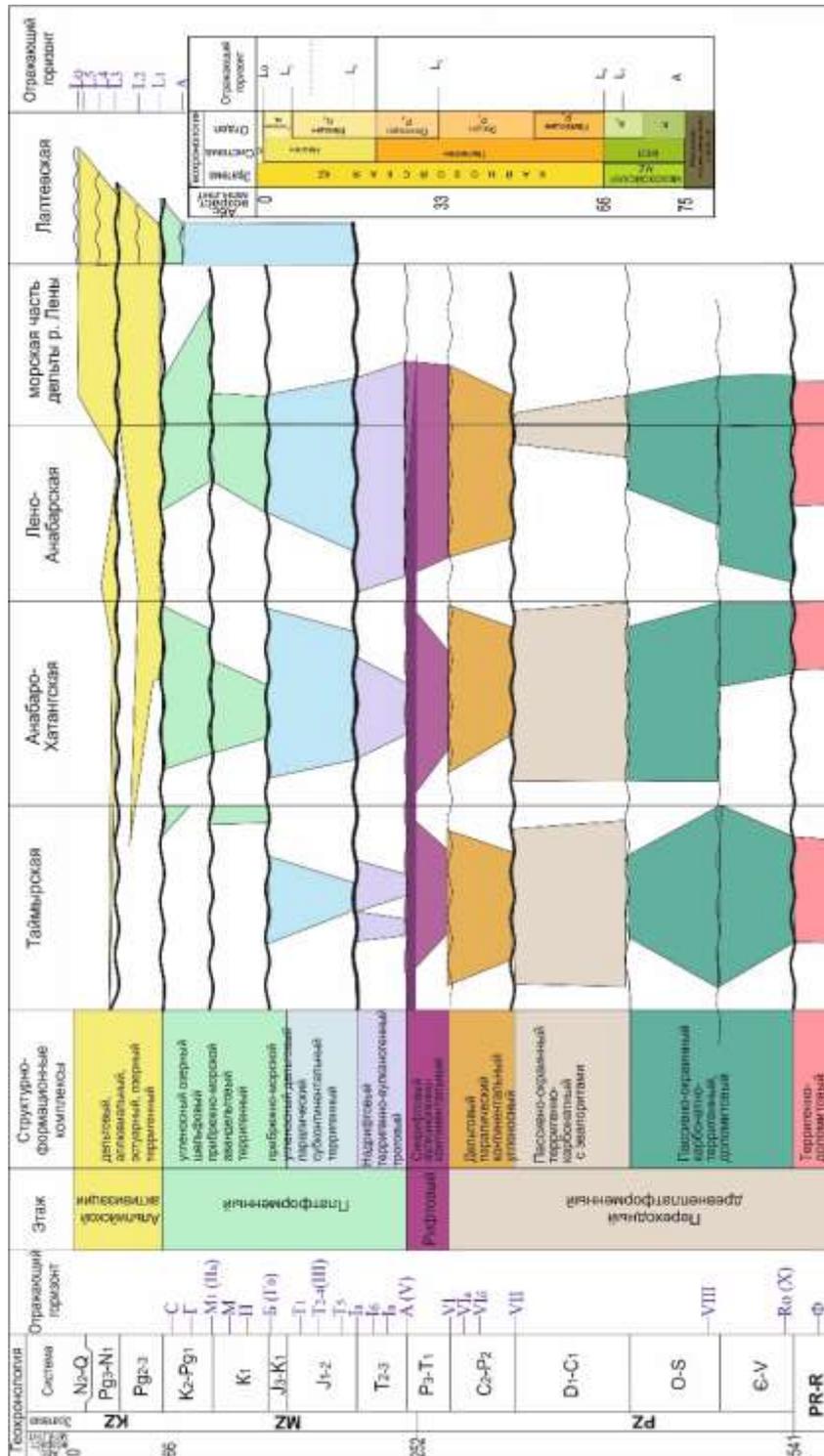


Рисунок 2 – Шкала тектонических и седиментационных событий, перерывов и структурно - формационных комплексов (Афанасенков А.П., Обухов А.Н. с дополнением [2])

На шкале тектонических и седиментационных событий представлены главные тектоно-седиментационные зоны: Таймырская, Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская, морская часть дельты реки Лены, шельф моря Лаптевых. В основу положены данные, полученные при построении новых сейсмогеологических разрезов. Эта шкала является базой для изучения истории геологического развития и выделения главных тектонических перестроек и перерывов осадконакопления. Шкала тектонических и седиментационных событий связывает весь регион в единую тектоно-седиментационную систему. Тектоно-седиментационное районирование является также основой дальнейшего уточнения нефтегазогеологического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности Центрально-Арктического региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. Масштаб: 1:7500000 и 1:5000000. / под ред. 1992 г. М.Н. Алексеева. - Геологический институт АН СССР, Робенсон групп плк, Великобритания, 1992 г.
2. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бурдюг А.В. Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных. // Геология нефти и газа - № 1 – 2018. - С. 7-27.
3. Васильева Е. А. Перспективы нефтегазоносности юго-западной части моря Лаптевых. // Геология и Геофизика. Offshore (Russia): электрон. науч. журнал. - май 2017. – С. 36-41 - Режим доступа <https://www.offshore-mag.com/index.html>
4. Геологический словарь. В трех томах. Издание третье, перераб. и доп / под ред О.В. Петров – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2012.
5. Государственная геологическая карта России. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-50 – Усть-Оленек / под ред. В.Ф. Пороскурнина, С.И. Шкарубо, Г.А. Заварзиной - СПб: ВСЕГЕИ, 2017 г.
6. Кравченко К.Н., Иванова О.В. Сравнительный анализ прогноза нефтегазоносности нефтяных бассейнов Российского Арктического шельфа. // Отечественная геология – 2004. - № 2. – С. 11-22.
7. Сенин Б.В., Глумов И.Ф. Геологические предпосылки открытия крупных скоплений нефти в морях российской Арктики. // «Нефть, газ Арктики». Международная научно-техническая конференция (27-29 июня 2006 г.): материалы конференции. - Москва, 2007. - С. 91-99.
8. Шкарубо С.И., Заварзина Г.А., Зуйкова О.Н. Результаты современного этапа изучения лаптевоморского шельфа: от гипотез к новым фактам и проблемам // Разведка и охрана недр – 2014. - №4. - С. 23-30.

УДК 552.54:551.733.3 (470.13)

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ НА ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ СИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА

Даньщикова Ирина Ивановна

Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук - обособленное подразделение ФИЦ Коми НЦ УрО РАН (ИГ Коми НЦ УрО РАН), г.Сыктывкар, Россия, младший научный сотрудник, iidanshikova@geo.komisc.ru

Приведены результаты литологических исследований силурийских отложений для мало изученной бурением области интенсивных дислокаций центральной части гряды Чернышева. Закономерности формирования отложений сопоставлены с особенностями строения емкостного пространства пород-коллекторов. Большая часть исследованных образцов ядра характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Наиболее перспективными для формирования коллекторов являются отмельные зоны, с которыми наиболее часто связаны «улучшенные» коллекторские свойства пород.

Ключевые слова: силурийские отложения, гряда Чернышева, коллектор, пористость, проницаемость.

INFLUENCE OF FORMATION CONDITIONS OF RESERVOIR OF SILURIAN ROCKS OF THE CENTRAL PART OF THE CHERNYSHEV RIDGE

Danshikova Irina

IG Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia, Research Assistant, iidanshikova@geo.komisc.ru

The lithologic researches of Silurian rocks for the field of intensive dislocations of the central part of the Chernyshev Ridge, which is a little studied by drilling, are given. Regularities of formation of deposits are compared with features of the structure of capacitive space of rocks reservoir. The most part of the studied samples of a core are characterized by low reservoir properties. The most perspective for formation of reservoir are the shallow zones with which the "improved" reservoir properties of breeds are most often connected.

Keywords: Silurian rocks, Chernyshev Ridge, reservoir, porosity, permeability.

В основу работы положены материалы, полученные при бурении глубоких скважин в центральной части гряды Чернышева. Наиболее полный разрез силура пройден в центральной части Тальбейского блока гряды Чернышева (скважины 1-, 2-Адакские, 1-Воргамусюрская). Разрезы Хоседаюского вала и Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны характеризуются меньшей стратиграфической полнотой, вследствие предтимацкого размыва. Рассматриваемые разрезы гряды Чернышева характеризуют общий фациальный фон как морские обстановки переходные от отмелей карбонатных платформ Большеземельского палеосвода к примыкающей сублиторали внутреннего шельфа Печорского палеобассейна.

Связь фильтрационно-емкостных свойств пород с обстановками осадконакопления.

Основное влияние среды седиментации определялось зависимостью характера первичных параметров пористости и проницаемости породы от ее структурно-текстурных особенностей, а именно от количества и характера слагающих ее компонентов осадка. Наилучшими свойствами в изученных разрезах обладают породы с высокой долей граноморфных (зернистых или форменных) компонентов и структурой грейстоунов-пакстоунов [1]. Породы с преобладанием микробияльного и пелитоморфного материала и структурой вакстоунов и мадстоунов характеризуются низкой пористостью. По данному параметру породы изученных разрезов обладали в целом низким, реже средним потенциалом (на это влияло высокое содержание ила, малая мощность, невыдержанность и изолированность скоплений карбонатных зерен).

Изученные осадочные толщи демонстрируют сложное сочетание вторичных преобразований, связанных с проявлениями регионального литогенеза, вызванных прогрессивным

погружением. Кроме того, породы подвергались изменениям инфильтрационного эпигенеза – гипергенеза, связанным с осушением территории и воздействием предфранского размыва, а также преобразованиям, относимым к наложенному катагенезу «катакластического типа» [2]. В разрезах, вскрывших нефтяные залежи отмечаются процессы, связанные с переформированием последних.

Реализация коллекторского потенциала и формирование пустотного пространства пород в изученных разрезах обусловлена различным сочетанием процессов выщелачивания и доломитизации, а часто и трещиноватости. Подобное сочетание процессов обычно характерно при проявлении инфильтрационного эпигенеза, как в не полностью литифицированных осадках (пресноводный диагенез), так и в толще породы при выводе их в зону влияния инфильтрационных вод во время крупных перерывов. Однако, не смотря на положительное влияние процессов выщелачивания и доломитизации на формирование пористости, отмечен ряд преобразований, снижающих этот эффект. Прежде всего, это относится к заполнению трещин и каверн продуктами выветривания – гидроксидами железа, либо продуктами глинизации отложений.

Наиболее емкие коллекторы связаны с породами, матрица которых изначально была проницаемой, подвергавшихся активному воздействию ненасыщенных по карбонатам подвижных вод при подъеме отложений к дневной поверхности в среднедевонское и позднедевонское время. Связанное с инфильтрационными процессами доломитизации и выщелачивания пустотное пространство представлено пустотами выщелачивания, кавернами, зонами трещиноватости, межзерновыми порами доломитизации и неоднородно как в структурном плане, так и по форме залегания.

Вследствие преобладающего илового состава осадков и малой доли осадков с повышенной проницаемостью порово-каверновые типы коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами для изученных разрезов не характерны и редки, а преобладающим развитием характеризуются низкоемкие сложные порово–(каверново)-трещинные типы коллекторов, отличающиеся резкой анизотропией проницаемости и других физических свойств.

Породы-коллекторы изучаемых отложений представлены сложными низко емкими типами. Геометрия пустотного пространства формируется различным сочетанием и морфологией слагающих его микротрещин и пустот различного генезиса. В зависимости от определяющего типа пустот в силурийских толщах гряды Чернышева могут быть выделены: **каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый и трещинный типы коллекторов.**

Каверново-поровый тип коллектора встречается редко. Пустотное пространство сформировано в результате постседиментационных преобразований породы – перекристаллизации, доломитизации и выщелачивания. Большинство пустот относится к порам выщелачивания, которые имеют низкую связность и не участвуют в формировании открытой пористости. Эффективными являются межзерновые поры, обеспечивающие и фильтрационные и емкостные свойства породы. Рассматриваемый тип коллектора представлен, в основном, вторичными доломитами по биогермным и зернистым биокластовым известнякам.

Трещинный и каверново-трещинный тип коллектора. Данный тип коллектора приурочен к зонам повышенной плотности трещин и имеет локальный характер. При участии трещин в качестве подводных путей агрессивных насыщенных CO_2 или H_2S вод, обеспечивающих выщелачивание породы. Такие зоны обладают хорошим коллекторским потенциалом.

Каверново-порово-трещинный тип коллектора наиболее распространен в изученном разрезе. Коллекторы этого типа развиты в карбонатных отложениях мелководного шельфа (сублитрали), имеют сложную геометрию пустотного пространства. Характерно чередование пористых участков с плотными непроницаемыми и плохо проницаемыми. Сообщаемость пористых участков матрицы и процессы фильтрации осуществляются трещинами, улучшающими фильтрационно-емкостные свойства пород.

Преобладают породы, в которых пустотное пространство матрицы представлено, главным образом, порами капиллярного и субкапиллярного размеров. Оно сформировано порами доломитизации и выщелачивания (преимущественно результат процессов доломитизации), а также трещинами прямолинейной (скола) и извилистой (отрыва) формы. Поры выщелачивания имеют низкую связность и не обеспечивают формирование открытой пористости [3]. Проницаемость пород в значительной степени обусловлена наличием субвертикальных и наклонных микротрещин, осуществляющих связь отдельных пор и участков их концентрации в бортовой зоне трещин.

Соответственно, наиболее перспективными для формирования коллекторов являются сублиторальные фации, с которыми наиболее часто связаны «улучшенные» коллекторские свойства пород. Коллекторы отдельных зон, как правило, имеют сложную геометрию пустотного

пространства, которое включает крупные каверны, пустоты выщелачивания, межкристаллические поры и микротрещины, и при невысоких значениях пористости могут обладать не плохой проницаемостью.

Доля коллекторов среди отложений карбонатной литорали также низка. Среди них преобладают коллекторы с межкристаллической (матричной) пористостью. Микробийные мелко-тонкозернистые доломиты часто сохраняют тонкопористую структуру пустотного пространства с высокой долей капиллярных и субкапиллярных пор. Размеры пор определяются тонкозернистой структурой осадка.

Большая часть исследованных образцов керна в восточной части гряды Чернышева характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают сильно перекристаллизованные вторичные доломиты и породы с высокой долей зернитости, образованные в отмельных зонах. Породы с преобладанием микробийного и пелитоморфного компонентов характеризуются более низкими значениями пористости.

Работа выполнена при частичной поддержке программы фундаментальных исследований УрО РАН, проект № 18-5-5-13 «Модели геологического строения, условия формирования и прогноз нефтегазоносности фанерозойских отложений арктических районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Даньщикова И.И. Условия формирования пород-коллекторов силурийских отложений центральной части гряды Чернышева [Электронный ресурс] / И.И. Даньщикова, Т.В. Майдль // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2019. – Т.14. – №2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/20_2019.html
2. Майдль Т.В. Роль тектогенеза в формировании коллекторов нижнепалеозойских карбонатных отложений в центральной части поднятия Чернышева/ Т.В. Майдль, И.И. Даньщикова // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2015. – №10 (250). – С. 3-10.
3. Даньщикова И.И. Микроморфология пустотного пространства в карбонатных коллекторах на севере Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] / И.И. Даньщикова, Т.В. Майдль, А.В. Журавлев, Е.О. Стеценко, В.Н. Филиппов // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2017. – Т.12. – №1 – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/5_2017.pdf

УДК 56:551.58

РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСТИТЕЛЬНОСТИ И КЛИМАТА ПО ДАННЫМ ПАЛИНОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА УРЕГ-НУР (МОНГОЛИЯ)

Жилич Снежана Викторовна

Институт археологии и этнографии, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, snezhy@yandex.ru

Настоящая работа посвящена результатам палинологического анализа донных отложений озера Урег-нур (Монголия) и реконструкции растительности и климата позднего голоцена в районе озера. Возрастной интервал вычислен на основе пяти полученных радиоуглеродных дат.

Ключевые слова: Монголия, озерные отложения, палинологический анализ, голоцен, реконструкция растительности и климата.

RECONSTRUCTION OF VEGETATION AND CLIMATE BASED ON POLLEN DATA FROM BOTTOM SEDIMENTS OF LAKE UREG-NUR (MONGOLIA).

Zhilich Snezhana

Institute of Archaeology & Ethnography of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Junior Researcher, snezhy@yandex.ru

This paper is devoted to the results of palynological analysis of bottom sediments of Lake Ureg-Nur (Mongolia) and the reconstruction of vegetation and climate of the Late Holocene near the lake. The age interval is calculated based on five radiocarbon dates obtained.

Keywords: Mongolia, lake sediments, palynological analysis, Holocene, reconstruction of vegetation and climate.

Исследования палинологических записей юга Западной Сибири и Монголии [1] показывают значительную вариабельность голоценового климата в данном регионе. Результаты палеоэкологических реконструкции предполагают разные механизмы динамики климата и ландшафтов с разных сторон Алтайских гор, служащих водоразделом и барьером на пути воздушных масс.

Для территории Монголии остро стоит проблема процессов опустынивания и деградации земель [2]. Имеющихся голоценовых палинологических записей недостаточно для убедительной реконструкции механизмов экологических изменений и установления ролей климатического и антропогенного факторов в происходящих процессах.

В данной работе представлены первые результаты исследования озерных отложений бессточного соленого высокогорного озера Монголии Урег-Нур (1425 м н.у. м.). Керн получен в 2016 г. экспедицией ИАЭТ СО РАН с глубины 42 м; координаты отбора керна 50.10342 с.ш. и 91.05726 в.д. Современная растительность представлена степными ассоциациями и лиственничными перелесками в горах, средняя температура января -22.3 °С, средняя температура июля 16 °С, уровень осадков в год 188 мм.

Выполнен палинологический анализ 62 образцов по 2 г сухого вещества. Химическая обработка образцов проводилась по методике для озерных отложений [3], включая постадийную обработку 10% раствором соляной кислоты для растворения карбонатов, 10% раствором гидроксида калия для удаления гуминовых кислот и концентрированной плавиковой кислотой для удаления силикатов. Подготовленный препарат изучался под световым микроскопом с увеличением в 400 раз, в каждом препарате насчитывалось 300-500 пыльцевых зерен. Определение пыльцы до семейств и родов проводилось с использованием эталонной коллекции Института Археологии и Этнографии СО РАН и атласов. В процессе подсчета пыльцевых зерен, также проводился учет встречаемых непольцевых палиноморф (НПП) – остатков водорослей, спор грибов, мельчайших частичек угля и др. НПП – потенциальные индикаторы изменений экологических условий в озере и в его

окрестностях, использовались в качестве вспомогательного материала при реконструкции. На диаграмме отражено процентное содержание пыльцы и спор относительно глубин разреза; за 100 % бралась сумма пыльцы древесных и травянистых растений (рисунок 1). По палинологическим данным реконструированы типы доминирующей растительности (биомы) с помощью статистического подхода, известного как метод биомизации [4] (рисунок 2). Выделено 6 палинозон.

Радиоуглеродное датирование образцов донных отложений озера Урег-Нур проводилось в лаборатории ускорительной спектроскопии Тайваньского национального института, г. Тайбей (таблица 1). Возраста границ интервалов вычислены приблизительно на основе полученных дат.

Таблица - 1 Радиоуглеродные даты, полученные из колонки донных отложений озера Урег - Нур

Губина, см	Вещество	C14 Возраст, лет	Калиброванный возраст, лет
9-10	Общее органическое вещество	1312±6	1280±10
16-17	Общее органическое вещество	1510±17	1390±15
36-37	Общее органическое вещество	1847±8	1785±35
57-58	Общее органическое вещество	2146±10	2140±10
92-93	Общее органическое вещество	3238±41	3475±55

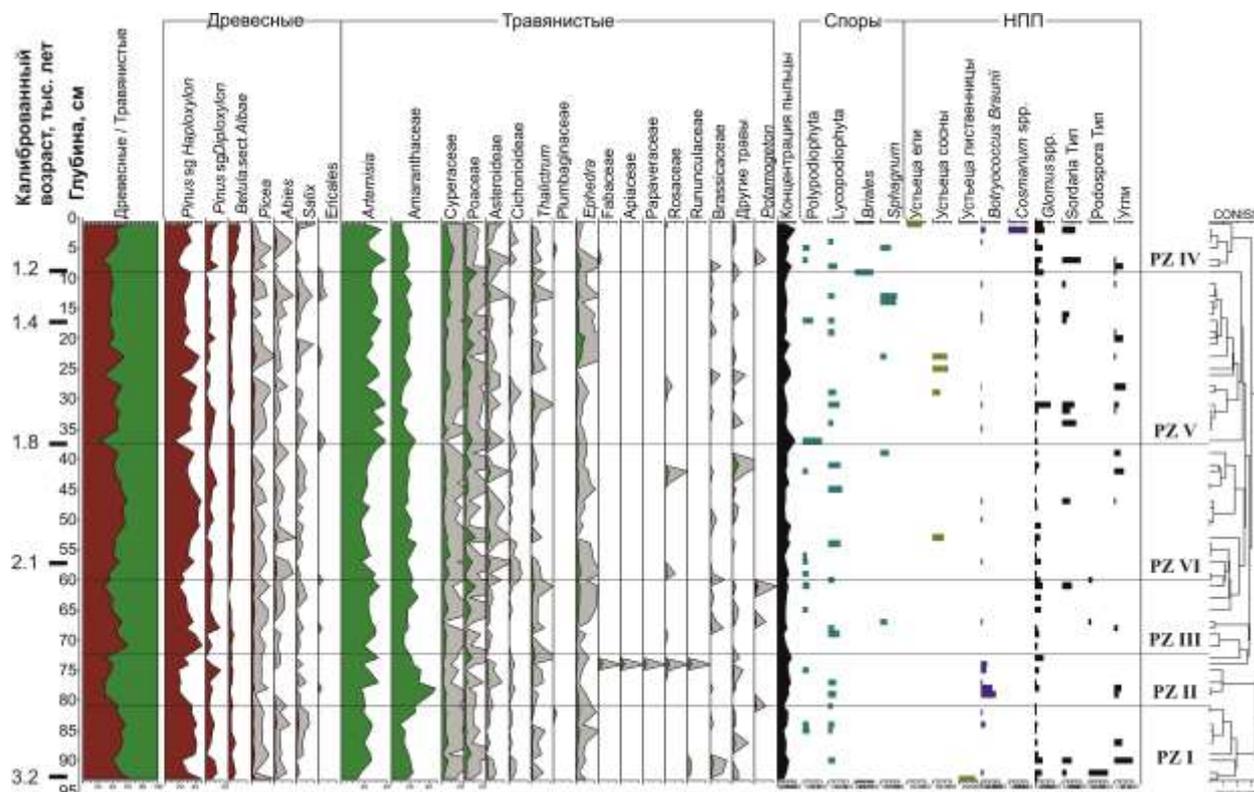


Рисунок - 1 Спорно-пыльцевая диаграмма колонки донных отложений озера Урег-Нур

PZ I (93-82см; 3.2-2.8 тыс.л.н.). Доминирует пыльца сосны сибирской (*Pinus sg Haploxyloides*), но баллы биомов степи и тайги близки по значениям. Присутствуют значительные концентрации углей и копротрофных грибов. Климат близок современному.

PZ II (82-72см; 2.8-2.6 тыс.л.н.). Резко возрастает процент травянистых, в основном за счет амарантовых (Amaranthaceae), увеличивается разнообразие трав, биом степей доминирует. Присутствует большое количество зеленых водорослей *Botryococcus braunii*, характерных для мелких заболоченных водоемов. Климат стал суше, озеро вероятно обмелело.

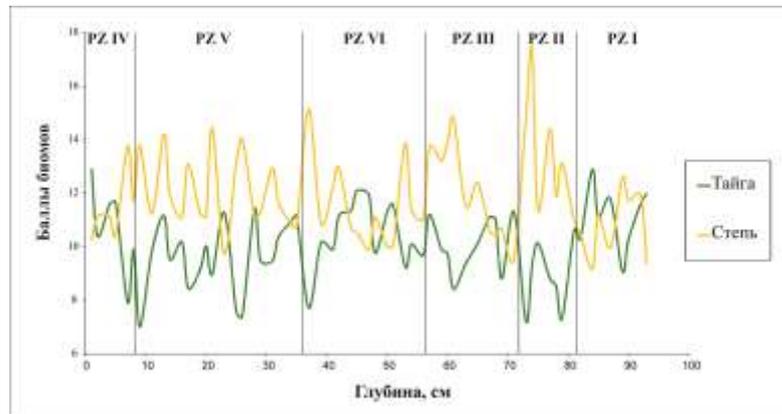


Рисунок - 2 Реконструкция типов растительности (биомов) по палинологической записи озера Урег-Нур

PZ III (72-60см; 2.6-2.2 тыс.л.н.). Снижается доля травянистых, возрастает доля сосны сибирской, практически исчезает береза. Присутствует пыльца водных растений (*Potamogeton*). Климат увлажнился.

PZ VI (60-37см; 2.2-1.8 тыс.л.н.). Доли сосны сибирской и березы увеличиваются, а полыни (*Artemisia*) и эфедры (*Ephedra*) снижается, климат еще немного увлажнился.

PZ V (37-9см; 1.8-1.2 тыс.л.н.). Снова увеличивается присутствие трав в том числе эфедры, индикатора засушливых условий, но доля сосны сибирской не сокращается. В образцах присутствуют устьица сосны (индикатор того, что сосна росла в непосредственной близости от озера) и большие концентрации спор копротрофных грибов (индикаторы активного выпаса скота в районе озера).

PZ IV (9-0см; 1.2-0 тыс.л.н.). Значения биома тайги максимальны за весь интервал (3.2 тыс. л.). Увеличивается доля сосны обыкновенной и березы, увеличивается присутствие осок, а амарантовых и эфедры значительно снижается. В зоне большие концентрации спор копротрофных грибов и почвенного гриба *Glomus* spp (индикатора эрозии). В самом верху колонки в образце присутствуют водоросли *Cosmarium* spp. Климат увлажнился.

Работа выполнена в рамках проекта НИР "Северо-восток Евразии в позднем плейстоцене – раннем голоцене: культурная динамика, геохронология, развитие природной среды" № 0329-2019-0008.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Рудая Н.А., Кривоногов С.К., Жилич С.В., Назарова Л.Б., Палагушкина О.В., Панов В.С., Папин Д.В., Фролова Л.А., Отгонбаяр Д., Баярхүү Б., Жаогалсүрэн Н. Изменения ландшафтов в голоцене юга Западной Сибири и севера Западной Монголии // Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной памяти профессора А.А.Величко (Москва, 23-25 ноября 2016 г.). – М.: Институт географии РАН, 2016 - С. 544-549.
2. Gunin P.D., Vostokova E.A., Dorofeyuk N.I., Tarasov P.E. & Black C.C. (eds). Vegetation dynamics of Mongolia. - Geobotany 26, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1999. – 239 p
3. Faegri K., Iversen J. 1989. Textbook of Pollen Analysis. Chichester: John Wiley & Sons. 328 p
4. Prentice C.I., Guiot J., Huntley B., Jolly D., Cheddadi R. 1996. Reconstructing biomes from palaeoecological data: a general method and its application to European pollen data at 0 and 6 ka // Climate. V. 12. №. 3. P. 185-194

УДК 56:630*1(571.51)

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОЖАРОВ ПО УГОЛЬНЫМ ЧАСТИЦАМ ИЗ ОЗЕРНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЭВЕНКИИ

Жилич Снежана Викторовна

Институт археологии и этнографии, г. Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, snezhy@yandex.ru

Рогозин Денис Юрьевич

Институт биофизики, г. Красноярск, Россия, ведущий научный сотрудник, snezhy@yandex.ru

По данным из озерных отложений оз. Заповедного (Эвенкия, Красноярский край), с помощью подсчета угольных частиц и других непыльцевых палиноморф в образцах подготовленных для палинологического анализа реконструирована история пожаров за 390 лет. Обнаружено два пика содержания угольных частиц, один из которых соответствует по времени "Тунгусской катастрофе".

Ключевые слова: пожары, Эвенкия, Тунгусская катастрофа, озерные отложения.

RECONSTRUCTION OF WILDFIRES BASED ON COAL PARTICLES FROM THE LAKE DEPOSITS OF EVENKIYA

Zhilich Snezhana

Institute of Archaeology & Ethnography of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Junior Researcher, snezhy@yandex.ru

Rogozin Denis

Institute of Biophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Krasnoyarsk, Russia, Senior Research Scientist, rogozin@ibp.ru

This paper presents the results of wildfires reconstruction based on data from the bottom sediments of Zapovednoe lake (Evenkiya, Krasnoyarsk Region). Counts of coal particles and other non-pollen palynomorphs were used for the reconstruction. Within the reconstructed period of 390 years two peaks of coal particles concentration were found, one of them corresponds to the "Tunguska event".

Keywords: wildfires, Evenkiya, Tunguska event, lake depositions.

В таежной зоне юга Сибири одной из важнейших проблем являются лесные пожары, основной причиной которых является не антропогенный фактор, а климатический – засушливое лето и сухие грозы. В частности, на территории заповедника «Тунгусский» (Эвенкийский район Красноярского края) частота пожаров увеличилась в последние четыре года, что коррелирует со снижением количества летних осадков в данной местности. Выяснить, происходит ли это вследствие периодического увлажнения-иссушения климата или вследствие климатических изменений, вызванных деятельностью человека, можно с помощью реконструкция частоты пожаров по озерным отложениям.

В данной работе представлено исследование ранее неизученного озера Заповедное, расположенного в зоне северной восточно-сибирской тайги, в бассейне р. Подкаменная Тунгуска (Эвенкийский район Красноярского края), в зоне вечной мерзлоты. Озеро Заповедное (60°31'с.ш., 101°43'в.д.) проточное пресное озеро, расположенное на реке Верхняя Лакура. Озеро имеет круглую форму, около 500 м в диаметре, глубина около 54 м. Донные отложения обладают тонкой слоистостью.

Район исследования также интересен тем, что находится в месте так называемой «Тунгусской катастрофы» 1908 г неизвестной природы, называемой также «Тунгусский метеорит».

Дополнительной целью было получить сведения относительно этого явления, в частности – свидетельства обширных пожаров.

Из верхней части керна длиной 38 см было отобрано 17 образцов, через каждые 2-3 см, в области 8-14 см отбирались с каждого сантиметра, т.к. эта область предполагаемой «Тунгусской катастрофы». Подготовка образцов осуществлялась по стандартной методике для палинологического анализа [1]. В результате обработки в образце остаются угольные частицы и другие палиноморфы размером от 7 до 200 мкм. Для подсчета их концентрации в образцы добавлялись споры плауна в известном количестве. Готовый образец изучался под световым микроскопом с увеличением 400 раз. Палинологические данные публикуются отдельно. Согласно возрастной модели, построенной на основе профилей ^{137}Cs , ^{210}Pb и радиоуглеродных дат, отложения с глубины 38 см, соответствуют возрасту около 390 лет.

Подсчеты угольных частиц показали, что невысокие концентрации углей присутствуют во всех образцах.

Максимальные концентрации частиц углей обнаружены на глубинах 12 и 26 см. (53 т о71 тысяч частиц на грамм, соответственно). Можно предположить, что в периоды времени соответствующие отложениям слоев с данных глубин, пожары были наиболее сильными.

Кроме частиц угля в образцах подсчитывались другие непыльцевые палиноморфы (НПП), такие как остатки водорослей, бактерий, амёб и споры грибов.

Обилие или отсутствие различных типов НПП связаны с изменением экологических условий. Так по распределению НПП (Рисунок 1), видно, что на глубинах с максимальной концентрацией углей, концентрации покоящихся спор цианобактерий (*Aphanizomenon* и *Anabaena*) наоборот минимальны. Увеличение концентрации спор цианобактерий этих родов связывают с усилением процессов эвтрофикации озера, а их отсутствие с уменьшением концентрации органических веществ в воде [2, 3].

Другие остатки водорослей *Pediastrum boryanum* и *Spirogira* spp., могут свидетельствовать об изменении различных экологических условий, таких как эрозия, химические свойства, трофность и рН воды в озере. Но чаще всего их связывают с пресноводными олиготрофными водоемами [4].

Обилие спор грибов, связано с активными процессами разложения, гниения древесины и другой органики на территории прилегающей к озеру. Можно предположить, что во время пожаров большая часть органики, вместе с грибами уничтожается и обилие спор грибов должно быть ниже.

В соответствии с возрастной моделью, глубина 12 см соотносится с годом «Тунгусской катастрофы» (1908-1910 гг.). На данной глубине расположен четко визуально различимый слой, выделяющийся большим количеством терригенного материала, как показал элементный анализ методом РФА. В данном образце отсутствуют покоящиеся споры цианобактерий и споры грибов, что свидетельствует о низком притоке органики в озеро и уменьшении процессов разложения и гниения древесины. Отсутствие водорослей *Pediastrum boryanum* и *Spirogira* spp. может свидетельствовать о загрязнении озера (неорганикой) или нагреве воды. Нулевая концентрация спор *Glomus* spp. говорит об отсутствии признаков эрозии почвы, обычно связанной с засухой.

На глубине 26 см, так же происходили экологические изменения, но они носили другой характер. Здесь присутствует значительное количество спор цианобактерий *Aphanizomenon* и цист динофитовых водорослей (динофлагеллят), спор *Glomus* spp. и других почвенных и древесных грибов. Обстановку в озере и вокруг него можно реконструировать следующим образом: засушливые условия, идут процессы эрозии почвы, в озере идут процессы эвтрофикации, но вода остается достаточно чистой. Концентрации палиноморф и реконструируема обстановка схожи с глубиной 0 см, соответствующей современности и усиленной пожароопасной обстановке наблюдаемой в районе исследования последние 4 года.

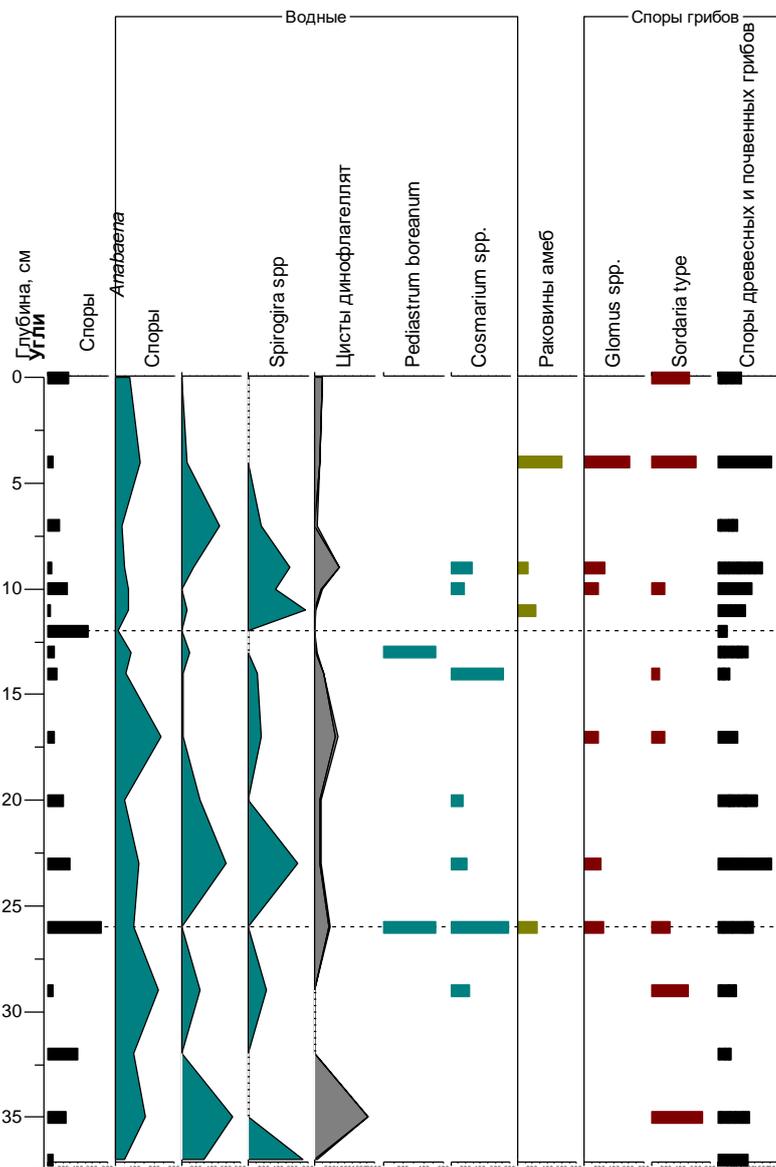


Рисунок - 1 Диаграмма озера Заповедное. Отражены концентрации частиц угля и непыльцевых палиноморф, подсчитанных в образцах

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 19-04-00320 А «Озера заповедника "Тунгусский" как палео-архивы климатических изменений и пожарной обстановки в позднем голоцене».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Faegri K. Textbook of Pollen Analysis / K. Faegri, J. Iversen // Chichester: John Wiley & Sons. –1989.– 328 p.
2. Van Geel B. Non-pollen palynomorphs //Tracking environmental change using lake sediments. – Springer, Dordrecht, – 2002. – P. 99-119.
3. Van Geel B. Fossil akinetes of Aphanizomenon and Anabaena as indicators for medieval phosphate-eutrophication of Lake Gosciadz (Central Poland) / B. Van Geel, L. R.Mur, M. Ralska-Jasiewiczowa, T. Goslar // Review of palaeobotany and Palynology. – 1994. –V. 83(1). – P. 97-105.
4. Cook, E.J., van Geel, B., van der Kaars, S., van Arkel, J. A review of the use of non-pollen palynomorphs in palaeoecology with examples from Australia / E.J. Cook, B. van Geel, S. van der Kaars, J. van Arkel // Palynology. – 2011. – V. 35 (2). – P. 155-178.

УДК 551.73

К ВОПРОСУ О ВОЗРАСТЕ ОСНОВАНИЯ ПЛИТНОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОКА ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Колесников Антон Владимирович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, anton.kolesnikov@icloud.com
Геологический институт РАН, г. Москва, Россия, старший научный сотрудник*

Бобков Николай Игоревич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, nbobkov2011@yandex.ru
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Настоящая работа посвящена оценке возраста начала формирования осадочного чехла юго-восточной части Восточно-Европейской платформы. Основной задачей исследования являлось определение точного уровня первого появления ископаемых следов *Didymaulichnus tirasensis* Palij в разрезе ашинской серии Башкирского мегаантиклинория Южного Урала, с целью проверки гипотезы о ее более молодом (палеозойском) возрасте.

Ключевые слова: Восточно-Европейская платформа, Башкирский мегаантиклинориум, Южный Урал, ашинская серия, *Didymaulichnus tirasensis*, *Palaeopascichnus linearis*

REVISITING THE SEDIMENTARY COVER AGE OF THE SOUTHEAST OF THE EAST EUROPEAN PLATFORM

Anton Kolesnikov

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Senior Researcher, anton.kolesnikov@icloud.com
Geological Institute RAS, Moscow, Russia, Senior Researcher*

Nikolai Bobkov

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Senior Researcher, nbobkov2011@yandex.ru
Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia*

This work is devoted to sedimentary cover age assessment of the southeast of the East European Platform. The main goal of the work is the determining the precise stratigraphic level of the first appearance of ichofossil *Didymaulichnus tirasensis* Palij in the Asha Group of the Bashkirian Mega-Anticlinorium in the South Urals, and testing of hypothesis of its relatively young (Palaeozoic) age.

Keywords: East European Platform, Bashkirian Mega-Anticlinorium, South Urals, Asha Group, *Didymaulichnus tirasensis*, *Palaeopascichnus linearis*

Возраст ашинской серии западного склона Южного Урала долгое время вызывал дискуссии в среде отечественных геологов. А.И. Олли, профессор, известный отечественный геолог, изначально относил осадочные комплексы ашинской серии к раннепалеозойским образованиям [1]. На раннепалеозойский ордовикский (тремадокский) возраст отложений, по его мнению, указывали палеонтологические остатки, собранные А.А. Блохиным из верхней части ашинской серии. Тем не менее, в 1945 году Н.С. Шатский впервые указал на возможный докембрийский возраст ашинской «свиты», с чем позже согласился и сам А.И. Олли. Спустя некоторое время высказывались

предположения уже о более конкретном возрасте ашинской серии – вендском [2; 3]. В составе ашинской серии предлагалось выделять меньшие по рангу подразделения – бакеевскую, урюкскую, басинскую, кукаркауksкую и зиганскую свиты [1; 4]. Позже бакеевская свита была упразднена, а ее осадочные комплексы включены в состав вышележащей урюкской свиты [6]. В пользу вендского возраста также обратились результаты изучения абсолютных оценочных возрастов глауконитов “бакеевской” (615–625 млн лет), урюкской (590 млн лет) и басинской свит (570 млн лет) [4]. Кроме того, в отложениях ашинской серии впервые были обнаружены ископаемые остатки организмов эдиакарского типа [5]. Однако, характерной особенностью ашинской серии верхнего «венда» длительное время являлось полное отсутствие классических представителей вендских мягкотелых организмов [6]. В настоящее время осадочные комплексы ашинской серии вскрываются в северо-западной, юго-западной и восточной частях Башкирского мегаантиклинория на западном склоне Южного Урада (Рис. 1).

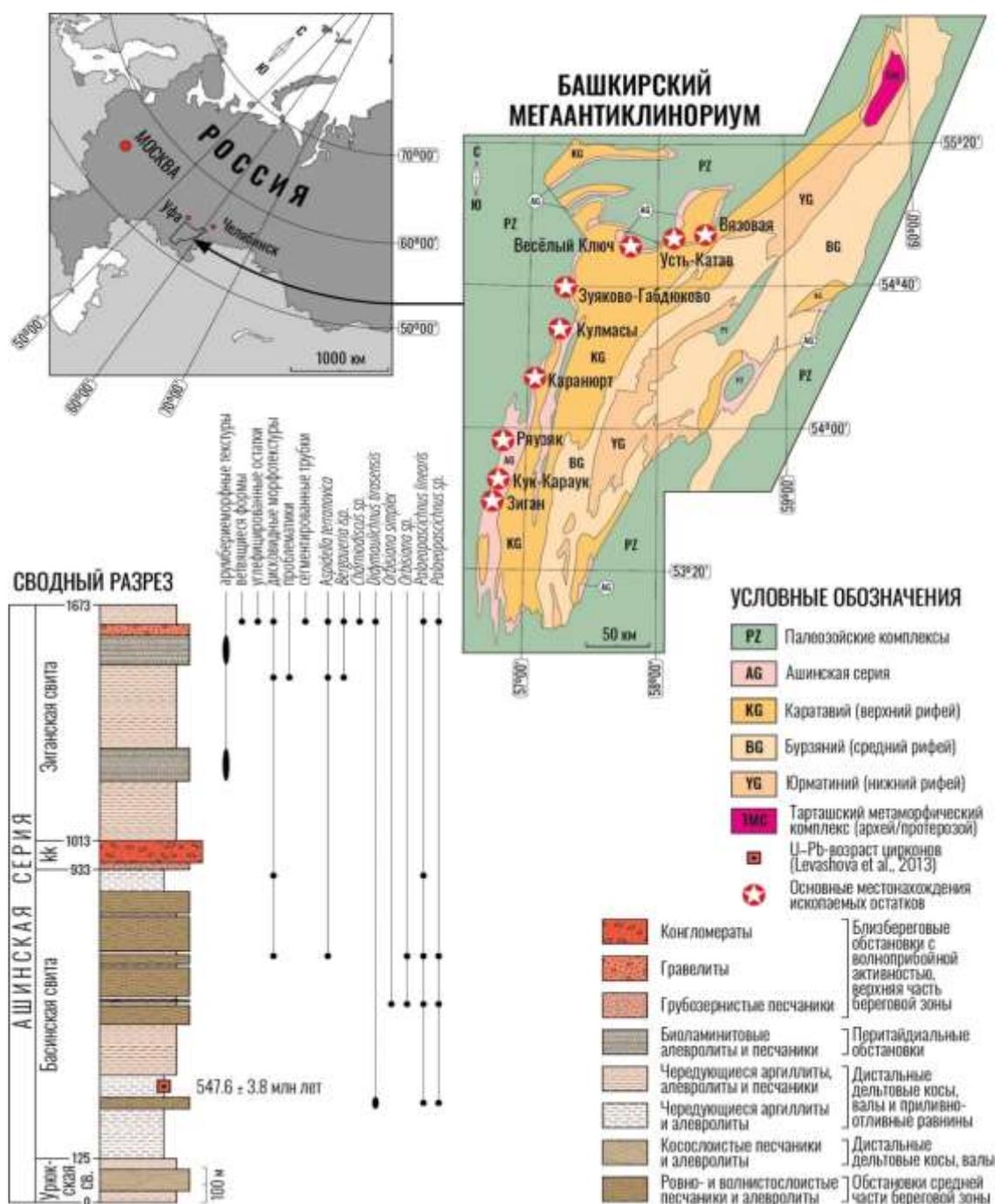


Рисунок 1 – Распределение ископаемых эдиакарских организмов по разрезу ашинской серии, уровень с первым появлением ихнотаксона *Didymaulichnus tirasensis* Palij и положение вулканических туфов датированных Н.М. Левашовой с соавторами в 2013 г.

В результате недавней ревизии ископаемых таксонов из ашинской серии было показано, что серия по своему объему могла соответствовать котлинскому или более молодым региоярусам Восточно-Европейской платформы, а отсутствие главных представителей вендских организмов связывалось с котлинским кризисом в конце венда (эдиакария) [6]. В 2013 г был получен U-Pb возраст 547 ± 3.8 млн лет цирконов из прослоев вулканических туфов [7] из ашинской серии. Точное положение туфов вызывало много вопросов: по мнению М.Л. Баженова прослой туфов были приурочены к средней части зиганской свиты в ключевом разрезе в районе г. Усть-Катав, однако, детальное переизучение данной местности показало, что в городской черте зиганская свита полностью отсутствует, и разрез ашинской серии представлен только урюкской и басинской свитами, перекрытых несогласно девонскими толщами [6]. В самой верхней части разреза ашинской серии, в зиганской свите, были встречены ископаемые следы *Didymaulichnus tirasensis* Palij, характерные для пограничных отложений позднего венда и (преимущественно) раннего кембрия. В связи с чем, появились существенные основания предполагать, что как минимум верхняя часть разреза ашинской серии «венда» Южного Урала уже могла иметь раннекембрийский возраст. Гипотеза о раннепалеозойском возрасте подкреплена новыми данными, полученными в 2017-2019 гг, о мощности разреза, корреляции отдельных обнажений, положения на разрезе ископаемых остатков и уровней с туфами. Вместе с тем, в 2018 г. в результате изучения новых разрезов басинской свиты в карьерах у г. Усть-Катав Челябинской области были выявлены существенно более низкие уровни появления ископаемых следов *Didymaulichnus tirasensis* Palij. Таким образом, к настоящему времени появляются еще более весомые аргументы предполагать, что возраст ашинской серии мог быть раннепалеозойским, а не вендским, как считалось на протяжении последних десятилетий.

Стало быть, более 70 лет назад профессор А.И. Олли был прав в своих суждениях о раннепалеозойском возрасте ашинской серии Южного Урала [1]. За более чем полувековую историю изучения данного региона между ашинской серией и рифейскими отложениями не было встречено каких-либо других осадочных комплексов пород, формирование которых тем или иным образом могло соответствовать плитной стадии развития Восточно-Европейской платформы. Иными словами, в результате подтверждения гипотезы о том, что при полном отсутствии комплексов осадочных пород вендского возраста (или даже криогения-эдиакария) можно будет сделать однозначный вывод о значительной неравномерности эволюции осадочного чехла Восточно-Европейской платформы – в отличие от других регионов, в юго-восточной части платформы и ее складчатом обрамлении на западном склоне Южного Урала формирование осадочного чехла могло начаться с задержкой на 40-50 млн лет.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ МК-310.2019.5.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Олли А.И. Древние отложения западного склона Урала – Саратов: Издательство Саратовского университета, 1948. – 400 с.
2. Соколов Б.С. Вендский комплекс (венд) и проблема границы докембрия и палеозойской группы / Международный геологический конгресс. XXII сессия // Доклады советских геологов. – М.: Недра, 1964. – С. 135-150.
3. Келлер Б.М. Рифейская группа. Геология докембрия / Международный геологический конгресс. XXII сессия // Доклады советских геологов. – М.: Недра, 1964. – С. 288.
4. Беккер Ю.Р. О выделении бакеевских отложений в стратотипическом разрезе рифея // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. – 1975. – № 6. – С. 125-129.
5. Kolesnikov A.V. Ediacaran biota in the aftermath of the Kotlinian Crisis: Asha Group of the South Urals / A.V. Kolesnikov, V.V. Marusin, K.E. Nagovitsin, A.V. Maslov, D.V. Grazhdankin // Precambrian Research. – 2015. – V. 263. – P. 59-78.
6. Levashova N.M. Paleogeography of Baltica in the Ediacaran: Paleomagnetism and geochronological data from the clastic Zigan Formation, South Urals / N.M. Levashova, M.L. Bazhenov, J.G. Meert, N.B. Kuznetsov, I.V. Golovanova, K.N. Danukalov, N.M. Fedorova // Precambrian Research. – 2013. – V. 236. – P. 16-30.

УДК 561.261:551.762.763(477.75)

ИЗВЕСТКОВЫЙ НАННОПЛАНКТОН ИЗ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО ПРИАЗОВЬЯ

Матлай Лидия Михайловна

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, младший научный
сотрудник, lidijamatlaim@gmail.com*

Настоящая работа посвящена изучению известкового наннопланктона в юрских и меловых породах Северного Приазовья. Установлены ассоциации наннопланктона раннекелловейского, аптского, альб-раннесеноманского и кампанского возраста.

Ключевые слова: известковый наннопланктон, келловей, апт, сеноман, кампан, Северное Приазовье.

CALCAREOUS NANNOPLANKTON FROM THE MESOZOIC DEPOSITS OF THE NORTH OF NEAR-AZOV REGION

Matlai Lidija

*Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine,
Junior Researcher, lidijamatlaim@gmail.com*

This work is devoted to the study of calcareous nanoplankton of Jurassic and Cretaceous deposits of the North of Near-Azov region. The associations of a calcareous nanoplankton of the Early Callovian, Aptian, Albian – Early Cenomanian and Campanian ages are defined.

Keywords: calcareous nanoplankton, Callovian, Aptian, Cenomanian, Campanian, the North of Near-Azov region.

На Северном Приазовье в ходе геолого-поисковых работ на бокситы скважинами вскрыты пестроцветные континентальные глинисто-каолинистые отложения неокома [2], прибрежно-морские песчано-глинистые породы апт-альба и морские органогенно-кремнистые образования альб-сеномана, которые с размывом перекрываются карбонатно-мергельными отложениями верхнего мела [2 – 4]. Однако на сегодняшний день остаётся актуальным вопрос наличия на этой территории юрских отложений.

Результатами многочисленных исследований М.А. Вороновой [1] палинологическим методом установлены отложения ранне-среднеюрского возраста. Но при детальной геологической съёмке Мелитопольского листа была выявлена в районе Грозновского грабена и южной части Токмакской депрессии в забое пробуренных скважин песчано-глинистая пачка юры морского генезиса с остатками пелеципод и фораминифер плохой сохранности. О присутствии морских фаций юрского возраста на данной территории свидетельствуют выявленные в образцах керна скважины 4 гк (на северо-востоке Молочанского грабена) на глубине 417,0 м комплексы наннопланктона с зональными видами *Stephanolithion speciosum* Deflandre, *S. bigotii* subsp. *bigotii* Deflandre, а также *Zeugrhabdotus erectus* (Deflandre) Reinhardt, *Triscutum* sp., *Watznaueria barnesae* (Black) Perch-Nielsen, *W. manivittiae* Bukry, *W. fossacincta* (Black) Wown, что позволяет датировать эти отложения ранним келловеем (рис. 1) [5]. Образцы из более нижних горизонтов толщи на наннопланктон не исследовались.

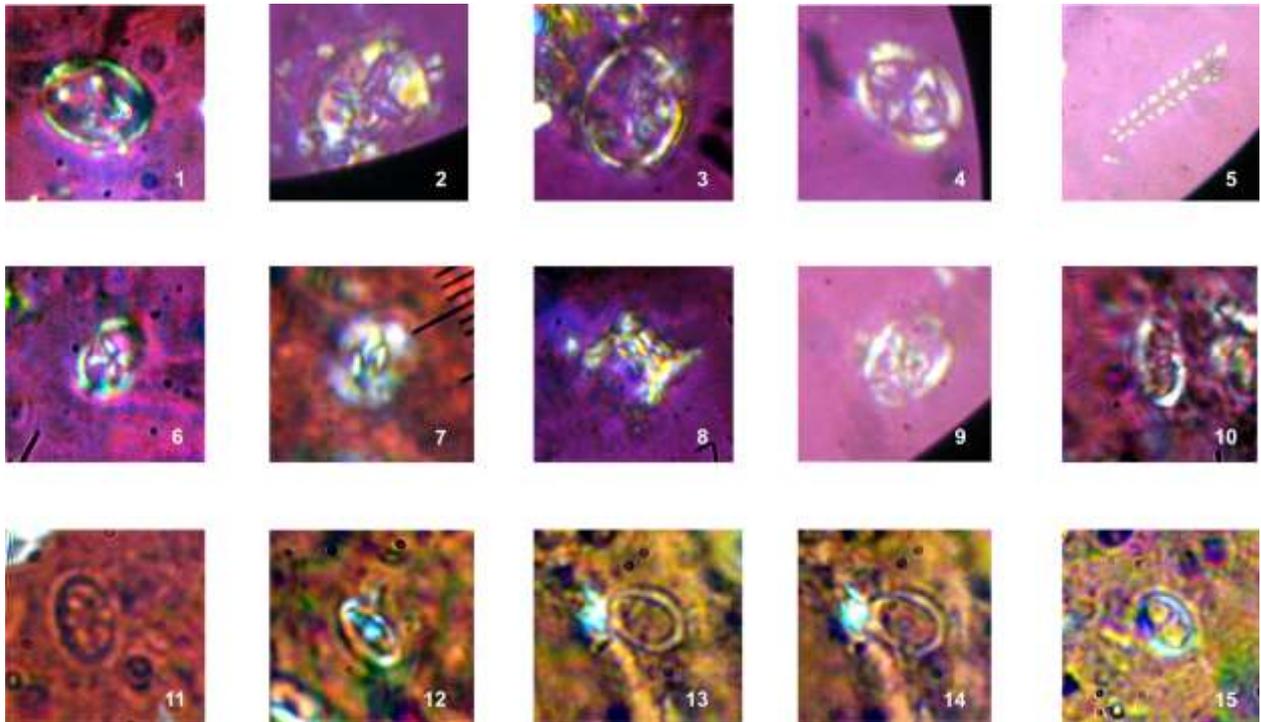


Рисунок 1 - Известковый наннопланктон из мезозойских отложений Северного Приазовья

Условные обозначения: 1 – *Gartnerago segmentatum* (Stover) Thierstein, скв. 14, гл. 312,0 м; 2 – *Eiffellithus eximius* (Stover) Perch-Nielsen, скв. 14, гл. 312,0 м; 3 – *Kamptnerius magnificus* Deflandre, скв. 14, гл. 312,0 м; 4 – *Arkhangelskiella cymbiformis* Vekshina, скв. 14, гл. 312,0 м; 5 – *Microrhabdulus belgicus* Hay and Towe, скв. 14, гл. 312,0 м; 6 – *Tegumentum stradneri* Thierstein, скв. 9, гл. 374,0 м; 7 – *Biscutum constans* (Górka) Black, скв. 4 ГК, гл. 416,0 м; 8 – *Eprolithus floralis* (Stradner) Stover, скв. 9, гл. 374,0 м; 9 – *Rhagodiscus asper* (Stradner) Reinhardt, скв. 9, гл. 374,0 м; 10 – *Rhagodiscus angustus* (Stradner) Reinhardt, скв. 4 ГК, гл. 412,0 м; 11 – *Stephanolithion* aff. *speciosum* Deflandre, скв. 4 ГК, гл. 417,0 м; 12 – *Stephanolithion* sp., скв. 4 ГК, гл. 417,0 м; 13, 14 – *Stephanolithion bigotii* subsp. *bigotii* Deflandre, скв. 4 ГК, гл. 417,0 м; 15 – *Zeugrhabdotus erectus* (Deflandre) Reinhardt, скв. 4 ГК, гл. 417,0 м.

Отложения апта, представленные глинами и песками, вскрыты скважиной 4 ГК на глубине 412,0 – 416,0 м. В них определён обедненный комплекс известкового наннопланктона: *Biscutum constans* (Górka) Black, *Zeugrhabdotus diplogrammus* (Deflandre) Burnett, *Rhagodiscus angustus* (Stradner) Reinhardt, *Discorhabdus ignotus* (Górka) Perch-Nielsen, *Rotelapillus laffitei* (Noël) Noël, виды рода *Watznaueria* и растворённые формы кокколита. Примечательно, что на глубине 416,0 м встречен вид *Stephanolithion* sp., что говорит о широком размыве юрских отложений во время меловой трансгрессии.

В пестроцветных отложениях на глубине 415,0 – 463,0 м скважины 9 (с. Тимошовка) в своде Токмакского поднятия наннопланктон не выявлено. Выше по разрезу, в мелкозернистых песчаниках с включениями кремня и остатками моллюсков (глубина 374,0 м) наннопланктон представлен видами *Eprolithus floralis* (Stradner) Stover, *Rhagodiscus asper* (Stradner) Reinhardt, *Watznaueria britannica* (Stradner) Reinhardt, *Tegumentum stradneri* Thierstein, *Biscutum constans* (Górka) Black, *Staurolithites ellipticus* (Gartner) Lambert, *Cribrosphaerella ehrenbergii* (Arkhangelsky) Deflandre и другие. По таксономическому составу комплекса возраст отложений – альб – ранний сеноман [5].

В пределах Молочанского грабена скважиной 14 (с. Новониколаевка) вскрыта песчано-углистая пачка с угловатыми зёрнами кварца, остатками обугленных растений и единичными растворёнными формами кокколита. Нижнесеноманский комплекс наннопланктона с зональными видами *Gartnerago nanum* Thierstein, *Watznaueria britannica* (Stradner) Reinhardt и *Zeugrhabdotus xenotus* (Stover) Burnett выявлено в зоне дезинтеграции коры выветривания ультраосновных пород на глубине 355,0 – 357,0 м. М.А. Вороновой [1] также отмечалось в отложениях забоя скважины 094 (глубина 435,2 – 438,0 м) одновременное присутствие в комплексах спор юрского и девон-карбонического облика. В глинах и алевролитах с глубины 269,0 – 312,0 м скважины 14 определён

многочисленный комплекс наннопланктона среднего – нижней части позднего кампана: *Gartnerago segmentatum* (Stover) Thierstein, *Eiffellithus eximius* (Stover) Perch-Nielsen, *Kamptnerius magnificus* Deflandre, *Arkhangelskiella cymbiformis* Vekshina, *Micula staurophora* Gardet, *Reinhardtites anthophorus* (Deflandre) Perch-Nielsen, *R.levis* Prins and Sissingh, *Broinsonia parca* subsp. *constricta* Hattner и другие (рис. 1) [5].

Таким образом, в разрезе осадочной толщи Северного Приазовья возможно выделить морские отложения юры, однако они имеют очень фрагментарный характер и устанавливаются только в более глубоких депрессиях кристаллического фундамента. Характер залегания меловых пород также тесно связан с блочным строением изучаемой территории.

Автор выражает искреннюю благодарность канд. геол.-мин. наук Л.Ф. Плотниковой за предоставленные образцы и канд. геол.-мин. наук В.А. Присяжнюку – за профессиональные консультации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Воронова М.А. Юрские отложения Молочанского грабена на южном склоне Украинского щита / М.А. Воронова, В.Ю. Коваленко, А.Г. Насад, Н.В. Кушинов, И.А. Соловей, Г.Г. Яновская // Геологический журнал. – 1978. – Т. 38. – № 1. – С. 147-152.
2. Геворкьян В.Х. Геология нижнемеловых отложений юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы / В.Х. Геворкьян. – Киев: Наукова думка, 1976. – 158 с.
3. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України у двох томах. Т. 1. Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України / гол. ред. П.Ф. Гожик. – Київ: ІГН НАН України. Логос, 2013. – 637 с.
4. Стратиграфія УРСР. Т. VIII. Крейда / від. ред. О.К. Каптарено-Черноусова. – Київ: Наукова думка, 1971. – 220 с.
5. Bown P. Calcareous nannofossil biostratigraphy / P. Bown. – London: Chapman and Hall, 1998. – 316 p.

УДК 565.33 551.734.5

БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОСТРАКОД ИЗ РАЗРЕЗОВ НА Р. ТОМЬ

Попов Борис Михайлович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, PopovBM @ipgg.sbras.ru

Получены новые данные по остракодам, которые позволили провести биостратиграфический анализ верхнедевонских отложений из трех эталонных разрезов на р. Томь, северо-восточной части Кузнецкого бассейна. Предложена схема биостратиграфического расчленения по остракодам среднего и верхнего франа.

Ключевые слова: Биостратиграфия, верхний девон, остракоды.

BIOSTRATIGRAPHIC ANALYSIS OF THE UPPER DEVONIAN OSTRACODS FROM THE SECTIONS ON THE RIVER TOM

Popov Boris

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, junior researcher, PopovBM@ipgg.sbras.ru

New data on ostracods were obtained, which made it possible to conduct a biostratigraphic analysis of upper Devonian sediments from three reference sections on the Tom river, the North-Eastern part of the Kuznetsk basin. The scheme of biostratigraphic separation of the ostracods of the Middle and Upper Frasnian.

Keywords: Biostratigraphy, Upper Devonian, ostracods.

Естественные выходы верхнего девона северо-западной части Кузнецкого бассейна являются ключевыми для построения стратиграфических схем западной части Алтае-Саянской складчатой области. Территориально разрезы простираются вдоль р. Томь между селом Колмогорово и поселком Известковый Кемеровской области (рис. 1).

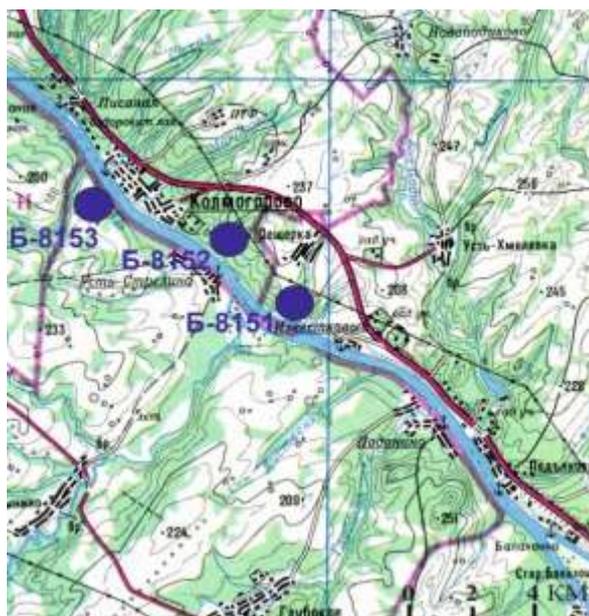


Рисунок 1 – Географическое положение разрезов [3]

Данное исследование направлено на создание биостратиграфической схемы по остракодам северо-западной части Кузнецкого бассейна. Разработанная схема в совокупности с биостратиграфическими данными по другим группам (конодонты, брахиоподы, фораминиферы и др.), позволит в дальнейшем проводить корреляции со смежными регионами.

Остракоды одна из важнейших групп ископаемых организмов, с помощью которой проводят детальное зональное расчленение верхнего девона. На территории России зональная шкала по остракодам разработана для верхнего девона Восточно-Европейской платформы [5,7] и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [5].

В изучаемом регионе остракоды включались в характеристику местных и региональных стратиграфических подразделений [1,3,10], однако собственных биостратонов по этой группе долгое время не выделялось. В итоге была разработана схема для северо-восточной и западной части Кузнецкого бассейна [4].

Общий состав изученной коллекции остракод по трем разрезам, насчитывает около 3000 экземпляров раковин и створок остракод. Предварительные определения остракод из разрезов Б-8151 и Б-8153, были опубликованы Бахаревым Н.К. [3,10]. Автором была проведена ревизия коллекции, обработаны новые образцы и впервые найдены остракоды в разрезе Б-8152.

Слои 1-2 терригенно-карбонатного разреза Б-8153 соотносятся со стрельнинской свитой, а остальная часть разреза с пожарищевской свитой (табл. 1). Комплекс остракод пожарищевской свиты (средний фран) имеет характерные виды (*Microcheilinella peculiaris* Rozhdestvenskaja, *Uchtovia cyrllinae* Polenova, *Moorites legibillis* Polenova, *Amphissites* sp.) для слоев с *Bairdia vassinoensis*, которые прослеживаются в вассинской свите (средний фран) западной части окраины Кузнецкого бассейна и в верхней части Яя-петропавловской свиты (средний фран) северо-восточной окраины Кузнецкого бассейна [4]. В результате в данном разрезе выделены слои с *Bairdia vassinoensis* (табл. 1). По стратиграфическому положению слои с *Bairdia vassinoensis* соответствуют средней части франского яруса [4].

Таблица 1 – Предлагаемая биостратиграфическая схема верхнего девона северо-восточной части Кузнецкого бассейна по остракодами

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Свита	Б-8151 Слой с остракодами	Б-8152 Слой с остракодами	Свита	Б-8153 Слой с остракодами
ДЕВОНСКАЯ	Верхний	Франский	Верхний	Соломинская	<i>Hollinella valentinae</i>	<i>Hollinella valentinae</i>	Пожарищевская	<i>Bairdia vassinoensis</i>
			Средний	Глубокинская				

На правом берегу р.Томь в 6 км юго-восточней расположена синхронная толща с другим литологическим составом, представленная массивными известняками глубокинской свиты (средний фран) в разрезе Б-8152. Выше по разрезу идет терригенно-карбонатная соломинская свита (верхний фран) [3, 10]. В результате биостратиграфического анализа, выделены слои с *Hollinella valentinae* (табл. 1). Стоит отметить, что комплекс остракод имеет такие же характерные виды

(*Hollinella valentinae* Egorov, *Amphissites irinae* Gleb. et Zasp., *Bairdiocypris* sp.), что и слои с *Hollinella valentinae* из разреза Б-081 [4].

Выше по течению реки на правом берегу расположен терригенно-карбонатный разрез Б-8151 [3, 10]. Разрез представлен непрерывной последовательностью отложений глубокинской (средний фран), соломинской (верхний фран) и пещеркинской (нижний фамен) свит, также в данном разрезе фиксируется граница франского и фаменского яруса. В глубокинской толще, остракоды обнаружены не были, тогда как в соломинской встречен характерный комплекс остракод (*Hollinella valentinae* Egorov, *Amphissites irinae* Gleb. et Zasp., *Bairdiocypris* sp., *Knoxella* aff. *domanica* Rozhdstvenskaja, *Arcyzona* sp.) для слоев с *Hollinella valentinae* [4]. В изученном разрезе выделили слои с *Hollinella valentinae* (табл. 1). По стратиграфическому положению слои *Hollinella valentinae* соответствуют верхней части франского яруса [4].

В разрезе Б-8151 и Б-8152, встречается вид *Bairdia obligua* Rozhdstvenskaja, характерный для елановского и ливевенского горизонта (верхний фран) Башкирии [7]. Также для обоих разрезов характерны виды: *Hollinella valentinae* Egorov и *Amphissites irinae* Gleb. et Zasp, которые выделены в северо-восточных районах Восточно-Европейской платформы в сирачойском горизонте (верхний фран) [2]. Таким образом представители характерного комплекса остракод, прослеживаются не только на территории изучаемого региона, но и в смежных регионах.

В результате биостратиграфического анализа были выделены три биостратона в ранге слоев с фауной в интервале средний – верхний фран, которые также прослеживаются в западной и с северо-восточной части региона [4] (табл. 1). Разработанная биостратиграфическая основа по остракодам для северо-западной части Кузнецкого бассейна, позволяет дополнить биостратиграфическую схему западной части Алтае-Саянской складчатой области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бахарев Н. К. Остракоды девона Салаира и Кузбасса // Новости палеонтологии и стратиграфии. Прил. к журн. «Геология и геофизика». – 2008. – № 10. – С. 76–77; № 11. – С. 85–87.
2. Егоров В. Г. Остракоды франского яруса Русской платформы. –Л.; М.: Гостоптехиздат, 1953. – 136 с.
3. Ключевые разрезы Рудного Алтая, Салаира и Кузбасса / Н.К. Бахарев, Н.В. Сенников, Е.А. Елкин, Н.Г. Изох и др.; отв. ред. Е.А. Елкин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 104 с.
4. Попов Б.М. Биостратиграфические данные по остракодам из опорных разрезов среднего и верхнего девона окраин Кузнецкого бассейна (юго-восток Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 2 (38). – С. 3-15
5. Региональная стратиграфическая схема девонских образований Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2012. – 43 с.
6. Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. – Л.: ВСЕГЕИ, 1990. – 39 с.
7. Рождественская А. А. Остракоды верхнего девона Башкирии. – М.: Наука, 1972. – 195 с.
8. Топографическая карта Кемеровской области. Масштаб карты 1:200000 / отв. ред. О.Л. Чикишева. – Новосибирск: Роскартография, 2006.
9. Чижова В. А. Хронозональная корреляция разнофациальных отложений фаменского яруса девона Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций // Сб. науч. тр. ВНИИнефть. – 2005. – № 132. – С. 159–178.
10. Bakharev N.K., Izokh N.G., Yazikov A.Yu. et al. Middle Upper Devonian and Lower Carboniferous biostratigraphy of Kuznetsk Basin. Field Excursion Guidebook. International Conference “Biostratigraphy, palaeogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous” (SDS/IGCP 596 Joint Field Meeting). Novosibirsk, July 20–August 10, 2011. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2011. 98 p.

УДК 553.98

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПАЛЕОЗОЙ-МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Порозов Игорь Игоревич

Красноярский отдел Новосибирского филиала ФГБУ «ВНИГНИ», г. Красноярск, Россия, геолог, IPorozov@vnigni.ru

Настоящая работа посвящена анализу палеотектонических условий формирования Анабаро-Хатангской седловины изучению геологического строения палеозой-мезозойских комплексов пород.

Ключевые слова: палеотектонический анализ, седловина, нефтегазоносность

PALEOTECTONIC FEATURES OF THE FORMATION OF PALEOZOIC-MESOZOIC DEPOSITS THE SEDIMENTARY COVER OF THE ANABARO-KHATANGA SADDLE IN CONNECTION WITH THE EVALUATION OF THE PETROLEUM POTENTIAL

Porozov Igor

Krasnoyarsk Department of Novosibirsk branch Federal state budgetary institution "All-Russian research geological oil Institute», Krasnoyarsk, Russia, geologist, IPorozov@vnigni.ru

This work is devoted to the analysis of paleotectonic conditions of formation of Anabar-Khatanga saddle to the study of geological structure of Paleozoic-Mesozoic rock complexes.

Keywords: paleotectonic analysis, saddle, petroleum potential

Восстановление геодинамической истории развития регионов с высокой тектонической активностью на протяжении своего развития, характерной, в случае с древними платформами, для перикратонных зон, помогает не только оценке углеводородного потенциала, но и пониманию о сохранности углеводородов в комплексах, что в целом повышает определенность геологоразведочного процесса.

Выбранный регион расположен на территории Анабаро-Хатангской седловины (АХС), которая является, с точки зрения геодинамического развития, одним из сложных объектов. В тектоническом отношении объект исследования расположен в северо-западной части Сибирской платформы (рис. 1). Осадочный чехол седловины представлен двумя комплексами, позднепротерозой-мезозойским, сложенным, преимущественно, терригенными породами, и позднепротерозой-нижне-среднепалеозойским, сложенным, преимущественно, карбонатными породами. Блочное строение территории, с амплитудами смещения относительно сместителя достигает сотни метров, что осложняет процесс интерпретации геофизических данных с нерегулярной сетью скважин.

Реконструкция геодинамических процессов

Образование структурного плана АХС, вероятно, следует связывать с древнекиммерийской фазой складчатости, когда наряду с консолидацией Таймырской складчатой системы (ТСС) происходило структурообразование на ее северном фланге, где в современном структурном плане находятся Киряко-Таская зона поднятий, Осиповский и Журавлиный валы, Западно- и Восточно-Апрелевская впадины (рис. 1).

В после триасовую эпоху на фоне доминирующего опускания АХС разрез нарастался мощной толщей юрско-меловых отложений (до 4000 м) с фациями морского, прибрежно-морского, дельтового генезиса. Начало формирования Нордвикского вала, Белогорско-Тиганской зоны поднятий и осложняющих их локальных структур: Нордвикской, Западно- Нордвикской,

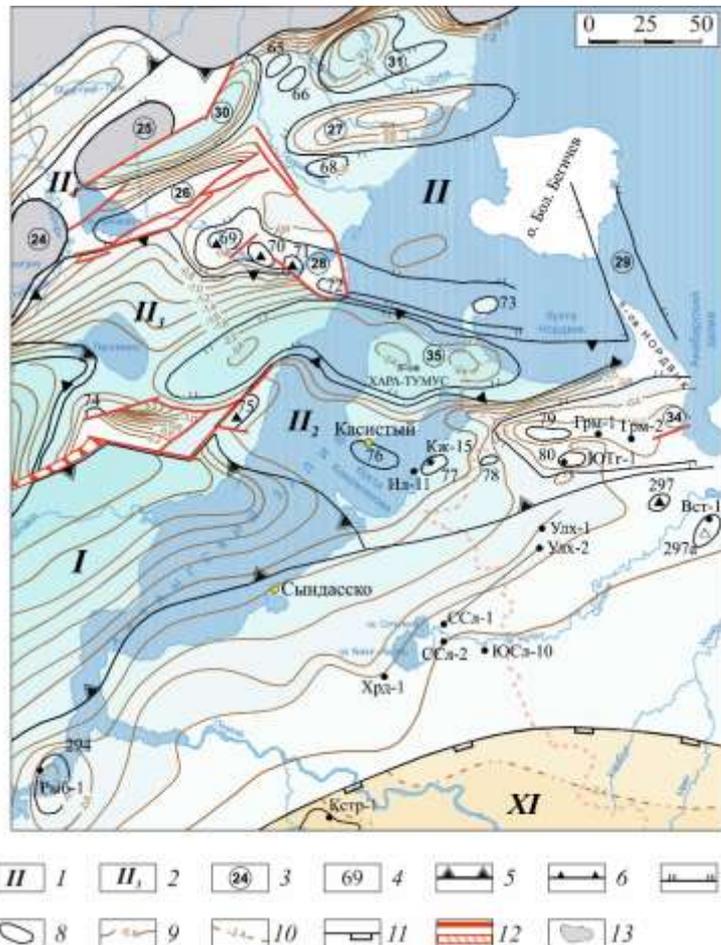


Рисунок 1 – Фрагмент структурно-тектонической карты северо-западной части Сибирской платформы (под. ред. В.А. Кренина, 2002 г.)

Условные обозначения: Структурно-тектонические элементы (1-4): 1- Надпорядковые (I -Енисей Хатангский региональный прогиб, II -Анабаро-Хатангская седловина, XI -Анабарская антеклиза), 2- первого порядка (III -Киряко-Тасская зона поднятий, II2 Белогоро-Тигянская зона поднятий, ПЗ Гусихинский структурный залив), 3- второго порядка (24 -Киряко-Тасский вал, 25 -Тулой-Кирякский вал, 26 -Осиповский вал, 27 -Журавлиный вал, 28 -Нордвикский вал, 29 -Пасхино-Бегичевский вал, 30 -Западно-Апрелевская впадина, 31 -Восточно-Апрелевская впадина, 34 -Тигяно-Анабарский вал, 35 -Харатумусская впадина), 4- локальные (69- Лабазная, 70- Ново-Лабазная, 71- Портнягинская, 72- Западно-Нордвикская, 73- Нордвикская, 74- Сопочная, 75- Белогорская, 76- Косистая, 77- Ильино-Кожевниковская, 79- Чайдахская) 80- Южно-Тигянская; границы структурно-тектонических элементов (5-8): 5- Надпорядковых, 6- первого порядка, 7- второго порядка, 8- локальных; изогипсы опорных сейсмических отражающих горизонтов (9, 10): 9- “ПБ” для районов Енисей-Хатангского регионального мегапрогиба, 10- “Б” для районов Сибирской платформы; 11- граница смены уровня структурных построений; 12- разрывные нарушения, выделенные по геолого-геофизическим данным; 13- Области отсутствия картируемых отложений

Портнягинской, Ново-Лабазной, Гуримисской, Южно-Тигянской, Кожевниковской, Ильинской, Косистой, Белогорской следует относить к проявлению новокиммерийской фазы складчатости. Названные структуры пространственно тяготеют к центральной и юго-восточной части АХС и, в отличие от структур ее северного фланга, имеют четко выраженное северо-западное простирание. В интервалах разреза мезозоя, соответствующих этому времени, на ряде структур отмечается сокращение мощности отложений средней и верхней юры, а в отдельных случаях частичный, до полного, размыв волжских отложений (яновстанская, паксинская свиты).

В течение мелового периода территория АХС испытывала дифференцированные колебательные движения. На фоне преобладающего опускания бассейна осадконакопления происходило периодическое оживление тектонической деятельности, обуславливающей поднятие и размыв окраинных прибортовых частей и сводов на отдельных структурах в пределах АХС в валанжин-готеривском, барремском, сеноманском, коньякском, кампанском веках [1].

На рубеже позднего мела и палеогена в рассматриваемом регионе произошли крупные тектонические события, которые в северо-восточных разрезах, на границе с Лаптевоморской плитой, зафиксировались перерывом в осадконакоплении и глубоким размывом отложений мезозоя и частично верхнего палеозоя. Этот исторический этап в развитии АХС, по-видимому, связан с проявлением субгерцинской фазы складчатости Тихоокеанской орогенической эры, когда произошло кардинальное обновление структурного плана седловины и прилегающих территорий Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского мегапрогибов, а последующая кайнозойская эра ознаменовалась подъемом рассматриваемой территории. Амплитуда восходящих движений некоторых структур, при этом, составила до 3000-3500 м. Произошло очередное нарушение целостности ОЧ, усиленное за счет хрупкости локализованных в нем трапповых силлов, сопровождающееся разгерметизацией гидродинамической системы в целом и нефтегазовых ловушек в том числе.

Таким образом, история онтогенеза УВ на кайнозойском этапе стали доминировать процессы разрушения залежей, рассеивание УВ по всему разрезу перекрывающих отложений вплоть до земной поверхности, продолжающееся в настоящее время.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Сакс В.Н. Мезозойские отложения Хатангской впадины. / Сакс В.Н., Грамберг И.С., Ронкина З.З., Аплонова Э.Н. // Труды научно-исследовательского института геологии Арктики. – Том 99. – Ленинград, 1959. – 226 с.

УДК 552.54

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ РИФЕЙСКОГО ВОЗРАСТА БАЙКИТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Тихонова Ксения Александровна

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, Россия, ведущий геолог, tihonovakseniya94@mail.ru

Проведен анализ литологического строения рифейских карбонатных коллекторов и условий их формирования Восточной Сибири.

Ключевые слова: рифейские отложения, доломиты, выщелачивание, геохимические индикаторы, редкоземельные элементы, Восточная Сибирь

LITHOLOGICAL PECULIARITIES OF CARBONATE ROCKS-RESERVOIRS OF THE RIPHEAN AGE OF THE BAIKIT PETROLEUM REGION

Tihonova Kseniya

LLC «RN-KrasnoyarskNIPIneft», Krasnoyarsk, Russia, lead geologist, tihonovakseniya94@mail.ru

The analysis of the lithological structure of the Riphean carbonate reservoirs and the conditions of their formation in Eastern Siberia has been carried out.

Keywords: Rifean deposits, dolomites, leaching, geochemical indicators, rare-earth elements, Eastern Siberia

Район исследования расположен в пределах Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Основными объектами, в которых сосредоточены залежи УВ являются карбонатные коллекторы каверно-трещинного типа рифейского возраста. Рассматриваемое месторождение характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным тектоническими процессами, условиями осадконакопления, постседиментационными процессами и другими факторами.

Продуктивные отложения представлены различными литотипами, выделенными по структурно-текстурным характеристикам. Наиболее распространены строматолитовые доломиты, комковато-сгустковые доломиты, интракластовые доломиты и доломитовые брекчии. В некоторых случаях идентификация пород по литотипам затруднена, так как первичные признаки отложений зачастую уничтожены постседиментационными процессами. Наиболее ярко проявлены такие процессы, как доломитизация, перекристаллизация, окремнение, сульфатизация и выщелачивание. Эти процессы влияют на формирование фильтрационно-емкостных свойств, как отрицательно – уничтожая пустотное пространство, так и положительно. Установлено, что выщелачивание является основополагающим процессом в формировании пустотного пространства.

Проведен анализ содержания химических элементов для определения условий образования осадка и интенсивности постседиментационных преобразований. Для анализа использованы результаты масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой по одной скважине. Подсчитаны значения геохимических индикаторов для определения климатических, окислительно-восстановительных условий и соленности среды осадконакопления (таблица.1).

Отношение $\Sigma\text{Ce}/\Sigma\text{Y}$ является одним из индикаторов палеоклимата и равен 2,33. Вычисленное отношение $\Sigma\text{Ce}/\Sigma\text{Y}$ подтверждает формирование осадков в аридном климате в среднерифейское время.

По отношению Sr/Ba определяется соленность вод бассейна осадконакопления. По выполненным расчетам геохимический индекс превышает 1, что соответствует морским условиям осадконакопления.

По отношению V/Cr установлено существование окислительных условий, характеризующие зону хорошо аэрируемого бассейна.

Значения Mn/Sr показывают степень измененности пород, в результате действия флюидов при постседиментационных процессах (при их воздействии происходит вынос Sr и привносятся Mn и Fe) [3]. Для доломитов принято граничное значение - Mn/Sr=2, выше которого порода считается преобразованной. По результатам расчета Mn/Sr сделан вывод о высокой степени преобразованности рассматриваемых пород.

Таблица 1 – Значения геохимических индексов

Проба	$\Sigma Ce/\Sigma Y$	Sr/Ba	V/Cr	Mn/Sr
1	2.33	3.439322	0.357219	13.65447
2		5.412722	0.295134	2.09714
3		2.752895	0.787188	1.976083
4		3.580766	0.01741	3.998321

Анализ концентраций и соотношений элементов редкоземельной группы (РЗЭ) применяется исследователями карбонатных пород для определения источника флюида, из которого образовался карбонатный минерал [2]. В работе рассматриваемые концентрации РЗЭ нормированы на стандарт PAAS (Post-Archean Australian Shale). По результатам анализа выделено 4 типа по морфологии спектров редкоземельных элементов. Первый тип приурочен к кавернозному доломиту с окремнением, проба отобрана из кровельной части рифейских отложений. Второй тип приурочен к строматолитовому доломиту. Третий тип наиболее распространен и приурочен к комковато-сгустковому доломиту с примесью терригенных зерен кварца. Четвертый тип приурочен к строматолитовому доломиту с интенсивным окремнением.

Морские фации карбонатных осадков обогащены средними лантаноидами [1], что подтверждается морфологией спектров, отраженных на рисунке 1. Все выделенные типы характеризуются положительным «пиком» Eu, хотя во втором типе значение Gd превышает значение Eu. Увеличение содержания Gd может быть связано с pH. Gd сорбируется в различной степени в зависимости от pH среды, для Gd максимум сорбции происходит при pH=8-8,5 [5]. Тип 1 и тип 4 по своей морфологии близки, но представлены различными литотипами. Пробы, характеризующиеся распределением РЗЭ типа 1 и 4, отобраны из окремненных пород. Это может говорить об образовании кремнистых минералов в период седиментации осадка с благоприятными условиями для осаждения кремния, либо о влиянии постседиментационных процессов на концентрацию РЗЭ.

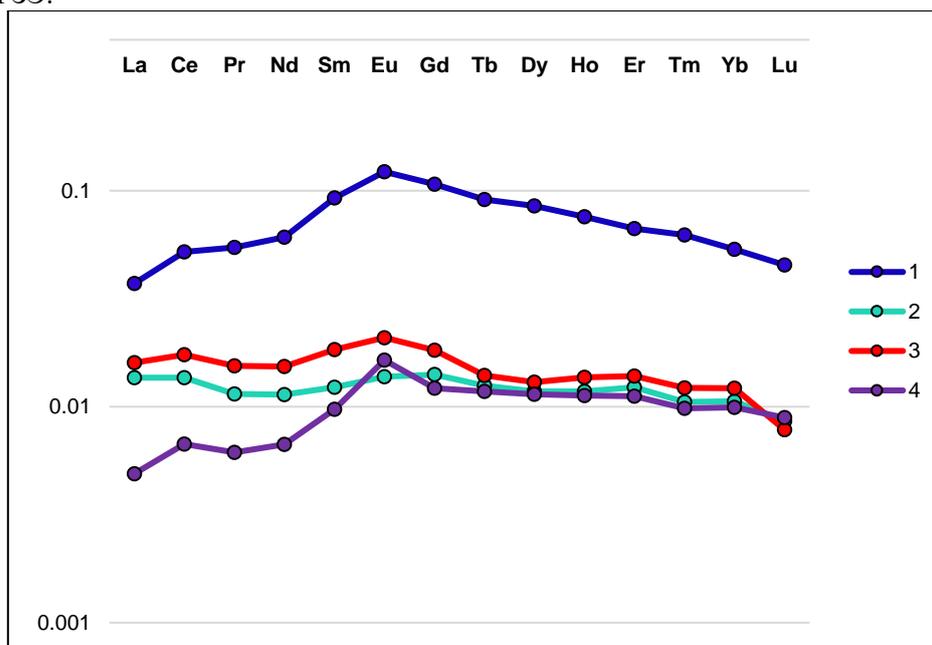


Рисунок 1 - Спектры распределения PAAS-нормированных РЗЭ

Таким образом, очевидно, что в среднерифейское время господствовал аридный климат, осадконакопление происходило в морских водах, насыщенных кислородом. Такие условия благоприятно влияли на распространение строматолитовых сообществ. Формирование пустотного пространства пород-коллекторов, которые в настоящее время являются объектами поиска, произошло благодаря гидрохимическим процессам. По значениям геохимических индикаторов подтверждена преобразованность пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Балашов Ю. А. Геохимия редкоземельных элементов / Ю. А. Балашов – М: Наука, 1976. - 267 с.
2. Васильева К. Ю. Стадийность постседиментационных изменений карбонатных пород рифея Курумбинского месторождения и ее связь с геологической эволюцией Байкитской антеклизы (юго-запад Сибирской платформы): дис. кандидата геол.-минерал. наук / К. Ю. Васильева – СПб: СПбГУ, 2017. – 137 с.
3. Ветрова Н. И. Геохимия и C-, Sr-хемотратиграфия позднедокембрийских карбонатных отложений Сибирской платформы (хорбусуонская серия и дашкинская свита): дис. кандидата геол.-минерал. наук / Н. И. Ветрова – Новосибирск: ИГМ СО РАН, 2018. – 166 с.
4. Маслов А. В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных / А. В. Маслов – Екатеринбург: изд-во УГГУ, 2005. - 289 с.
5. Шатров В. А. Лантаноиды как индикаторы обстановок осадкообразования (на основе анализа опорных разрезов протерозоя и фанерозоя Восточно-Европейской платформы): автореф. дис. док-ра геол.-минерал. наук / В. А. Шатров – Москва: Геологический институт РАН, 2007. – 50 с.

УДК 553.98

ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ АЛЕВРИТО-ПЕСЧАНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА ЗАПАДЕ ГЫДАНСКОЙ НГО

Трушкина Анастасия Евгеньевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, инженер, TrushkinaAE@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты петрографических исследований нижнемеловых алеврито-песчаных пород пластов групп БГ, ТП и ХМ одного из месторождений на западе Гыданской НГО. Установлен гранулометрический и петрографический составы, последовательность и объём постседиментационных изменений, а также седиментационные и постседиментационные факторы, благоприятные для формирования улучшенных коллекторов.

Ключевые слова: Гыданская НГО, нижний мел, породы-коллекторы, петрография, стадийный анализ

PETROGRAPHIC FEATURES OF THE LOWER CRETACEOUS SILT-SANDSTONE RESERVOIR FORMATION IN THE WEST OF GYDAN PETROLEUM REGION

Trushkina Anastasiya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Engineer, TrushkinaAE@ipgg.sbras.ru

This article presents the results of petrographic studies of the Lower Cretaceous silt-sandstone rocks of the reservoir of the BG, TP, and HM groups of one of the deposits in the west of the Gydan petroleum region. Granulometric and petrographic compositions, sequence and extent of postdepositional alterations were established. In addition, sedimentation and postdepositional factors were identified that are favorable for the formation of good quality reservoirs

Keywords: Gydan petroleum region, Lower Cretaceous, reservoir formation, petrography, stadal analysis

Гыданская нефтегазоносная область является одной из самых слабо изученных территорий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Петрографические особенности нижнемеловых отложений данной территории практически не освещены в научных публикациях. В процессе литолого-фациальных исследований керна одной из скважин на западе области автором был выполнен петрографический анализ алеврито-песчаных пород пластов групп БГ (ахская свита, нижний готерив), ТП (танопчинская свита, верхний готерив - апт) и ХМ (яронгская свита, нижний альб) в интервале 1561-2920 м.

Среди изученных пород преобладают песчаники мелкозернистые, в различной степени обогащенные алевритовым материалом, с взаимопереходами в алевропесчаники и крупнозернистые алевролиты. В некоторых пластах групп ТП и ХМ отмечены средне-мелко- и мелко-среднезернистые разновидности. Породы группы БГ характеризуются более тонкозернистым составом, с преобладанием алевропесчаников. В целом по разрезу среднее содержание среднеспесчаной фракции для пластов БГ – 0%, ТП – 11%, ХМ – 49%. Среднее содержание мелкопесчаной фракции – 60, 74 и 64%, суммы мелко- и крупноалевоитовых – 40, 28, 31% соответственно. Породы характеризуются хорошей (ТП, ХМ) и средней (БГ, ТП), реже плохой степенью сортировки обломочного материала. Наиболее хорошо отсортированными являются породы пластов нижней подсвиты танопчинской свиты (ТП₁₆, ТП₁₄).

По составу основных породообразующих компонентов изученные алеврито-песчаные породы полимиктовые: преимущественно литокластито-полевошпатово-кварцевые, реже полевошпатово-литокластито-кварцевые. Единичные образцы группы ТП характеризуются полевошпатово-кварцево-литокластитовым составом. В целом по разрезу среднее содержание кварца для пластов БГ – 43%, ТП – 45%, ХМ – 49%. Среднее содержание полевых шпатов

(преимущественно калиевых) – 28, 29, 25%, литокластов (преимущественно каркасного типа: кремнистые породы, кварциты, эффузивы) – 28, 24, 26% соответственно. Таким образом, в изученных породах снизу-вверх по разрезу в составе обломочной части наблюдается увеличение содержания кварца, и, соответственно, уменьшение литокластов, при относительно постоянном содержании полевых шпатов. Эта закономерность указывает на увеличение минералогической зрелости пород от нижележащих пластов ахской (пласты БГ (Кзр=1,4)) и танопчинской (пласты ТП (Кзр=1,5)) свит к вышележащим пластам яронгской свиты (пласты ХМ (Кзр=1,9)). В целом, степень минералогической зрелости обломочного материала изученных алевроито-песчаных пород оценивается как умеренная, редко низкая.

Содержание цемента сильно варьирует - от 1 до 52 %, его распределение по разрезу очень неравномерное. Породы пластов группы БГ характеризуются содержанием цемента от 10 до 31 %, группы ТП – от 1 до 52 % и группы ХМ – от 2 до 19%. Состав цемента полиминеральный, обычно с разным соотношением карбонатной (кальцит, сидерит, редко доломит) и глинистой (каолинит, гидрослюдисто-хлоритовый агрегат) составляющих. Реже и в незначительных количествах (обычно не превышающих 1-3%) отмечен регенерационный кварцевый, поровый цеолитовый и пиритовый цементы.

Судя по данным А.Н. Фомина (ИНГГ СО РАН) метаморфизм ОБ неокомского комплекса в районе исследования соответствует градациям МК₁¹ – МК₂, т.е. в первом приближении вмещающие отложения затронуты постседиментационными преобразованиями, соответствующими среднему-началу позднего катагенеза.

При детальном микроскопическом исследовании алевроито-песчаных пород выявлены разнообразные постседиментационные изменения, наиболее важными из которых при формировании фильтрационно-емкостных свойств коллекторов являются уплотнение обломочной части, аутигенное минералообразование, процессы выщелачивания и замещения. Изученные породы характеризуются преимущественно умеренной, реже слабой и сильной степенью уплотнения, в целом увеличивающейся сверху-вниз по разрезу. В плотных породах проявлена вторичная регенерационно-конформная структура с преобладанием вторичных прямолинейных контактов и контактов механического приспособления. Встречаются инкорпорационные, стилолитовые межзерновые контакты и контакты пластической деформации слюд и сланцев (БГ₁₁, ТП₂₇₋₁₆). В умеренно и слабо уплотненных породах преобладают прямолинейные и точечные контакты (ТП₁₄₋₁, ХМ₉₋₇).

Аутигенные минералы представлены карбонатами (кальцит трех генераций, сидерит двух генераций, незначительно доломит), кварцем, каолинитом, в меньшей степени цеолитом, пиритом, анатазом, лейкоксеном, в единичных случаях глауконитом.

Широко распространен и представлен практически во всех пластах кальцит (от первых % до 50%). В изученных породах установлено три его генерации [1]. Кальцит с размером кристаллов менее 0,01 мм (микрористаллический, скрытокристаллический) является седиментационным и/или раннедиагенетическим и характеризует первую генерацию. В стадию диагенеза и катагенеза происходит его перекристаллизация с укрупнением кристаллов, реликты микрита сохраняются в виде сгустков и пятен. Эта генерация встречается только в мелководно-морских пластах ахской свиты (БГ₁₁). Раннекатагенетический кальцит второй генерации тонко-, мелко-, редко средне-мелкокристаллической структуры образует порово-базальный и базально-поровый типы цемента, слегка корродируя обломочные зерна (пласты ТП, ХМ). Пойкилитовый кальцит третьей генерации – средне-, крупно-, реже грубокристаллический, образует поровый или базально-поровый цемент. Пространством для развития такого кальцита служили сохранившиеся после процессов уплотнения поры, также он корродирует обломочные зерна и замещает часть из них. Содержание позднекатагенетического кальцита третьей генерации может достигать 50%. Наиболее часто интенсивная карбонатизация, приводящая к формированию прослоев крепко сцементированных непроницаемых пород сливного облика, фиксировалась в пластах ТП₂₄-ТП₁₆.

Сидерит (от 0 до 5%, единично до 20%) пелитоморфный, проявлен в виде сгустков и пятен, формирующих в стадию диагенеза поровый, редко пленочный цемент. Часто концентрируется послойно, обычно совместно с растительным детритом, иногда развиваясь по нему. Кроме того, развивается по биотиту и некоторым литокластам. Помимо пелитоморфного сидерита первой генерации в изученных породах отмечаются сферолитовые выделения сидерита второй генерации (ТП₂₀) - индикатора позднего катагенеза.

В разной степени в породах проявлен аутигенный кварц, формирующий регенерационные каемки, доля которых растет с увеличением размерности кварцевых обломков. Более всего

регенерация кварца проявлена в пластах БГ₁₁, ТП₂₇, ТП₂₀, ТП₁₈. Ею охвачено от 10 до 50 %, а в отдельных случаях до 60-70 % обломков кварца. Отмечена слабая регенерация зерен кварца в участках развития кальцитового пойкилитового цемента третьей генерации, что указывает на более раннее образование каемок кварца относительно указанного типа цементации.

Аутигенный тонко-, мелко- и крупночешуйчатый каолинит порового цемента может являться результатом перекристаллизации седиментационного каолинита в диагенезе и катагенезе, а также формироваться из поровых растворов в межзерновом пространстве. Кроме того, встречается катагенетический каолинит, метасоматически замещающий участки обломочных зерен полевых шпатов. Перекристаллизация каолинита в модификацию с более упорядоченной структурой сопровождается уменьшением объема индивида (до 25-40 %) и, соответственно, увеличением свободного порового пространства. Каолинитизация полевых шпатов заметно проявлена в пластах ТП₂₅, ТП₁₄, ХМ₉.

Цеолиты отмечены в наиболее грубозернистых породах нижних пластов танопчинской свиты, сформированных во фронте дельты. Катагенетический крупно-губокристаллический пойкилитовый цеолит наблюдается в виде отдельных пятен среди более позднего базального или порового пойкилитового кальцита. Цеолиты не только отрицательно влияют на коллекторские свойства, они повышают значения удельного электрического сопротивления, что свойственно продуктивным отложениям, тем самым приводя к завышению ресурсной базы углеводородов на залежах, осложненных цеолитизацией, что нужно учитывать при поисково-разведочных работах на залежи УВ в Западно-Сибирской НГП. В изученных породах содержание цеолита незначительное – не более 1-3%.

Кроме рассмотренных, в составе ассоциации аутигенных минералов в изученных породах установлены: диагенетические пирит, анатаз, лейкоксен, глауконит, диагенетический-катагенетический хлорит, катагенетические альбит, доломит.

Пустотное пространство изученных пород представлено преобладающими остаточными седиментационными межзерновыми порами, а также вторичными порами, образующимися на разных стадиях литогенеза. Благоприятными седиментационными и постседиментационными факторами для образования хороших коллекторов являются: высокая доля песчаных фракций и каркасных компонентов в обломочной части пород, незначительное содержание синседиментационного цемента (не более 15%); процессы выщелачивания полевых шпатов и некоторых литокластов, перекристаллизации глинистых минералов, каолинитизации полевых шпатов, сопровождающиеся образованием дополнительной внутри- и межкристаллической микропористости; катаклаз полевых шпатов, увеличивающий трещинную проницаемость; образование регенерационного кварца, препятствующего уплотнению пород и тем самым способствующего сохранению пустотного пространства.

К факторам, существенно уменьшающим объём пустотного пространства, в изученных породах относится постседиментационное аутигенное минералообразование, в первую очередь карбонатизация, приводящая к уменьшению диаметров поровых каналов или их закупориванию. Например, мощные и относительно грубозернистые песчаные пласты ТП₂₇, ТП₂₅, ТП₁₈ характеризуются значительными изменениями проницаемости, так как содержат большое количество интенсивно карбонатизированных прослоев

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0021 «Основные седиментационные и постседиментационные процессы и закономерности их эволюции в протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнах Сибири»

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Вакуленко Л.Г. Аутигенные минералы алеврито-песчаных пород нижнемеловых резервуаров запада Гыданской НГО / Л.Г. Вакуленко, О.Д. Николенко, П.А. Ян // «Экзолит - 2018. Литогенез: стадийность, процессы и диагностика» (14-15 мая 2018 г.): Сборник научных материалов. – Москва, 2018. – С. 15-17.

**СЕКЦИЯ 2. РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОФИЗИКА И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАЗВЕДОЧНАЯ, СКВАЖИННАЯ И
ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА**

УДК 553.98.042

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗОВ ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮРСКО-ПАЛЕОЗОЙСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГОРИЗОНТА Ю1

Алеева Анна Олеговна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия, аспирант, rastorguevaAO_90@mail.ru

На примере геофизической характеристики разрезов 29 глубоких скважин Герасимовского месторождения и 34 скважин Крапивинского месторождения показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского осадочного разреза.

Ключевые слова: критерий прогнозирования нефтегазоносности палеозоя, юго-восток Западной Сибири.

GEOPHYSICAL CHARACTERISTIC OF THE SECTIONS OF THE GERASIMOV FIELD OF THE JURASSIC-PALEOZOIC DEPOSITS OF THE HYDROCARBONS AND THE KRAPIVIN FIELD OF THE DEPOSITS OF THE HORIZON U1

Anna A. Aleeva

Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, postgraduate student, rastorguevaAO_90@mail.ru

Using the example of the geophysical characteristics of sections of 29 deep wells of the Gerasimov field and 34 wells of the Krapivin field, it is shown that Paleozoic deposits have a unique «reflection» in the geological and geophysical parameters of the overlying Mesozoic-Cenozoic sedimentary section.

Keywords: the criterion for forecasting the oil and gas potential of Paleozoic, southeast Western Siberia.

Современное состояние геолого-геофизической изученности юго-восточных районов Западной Сибири свидетельствует о том, что фонд крупных и средних традиционных антиклинальных нефтегазоперспективных объектов горизонта Ю₁ в значительной мере исчерпан, и дальнейшее воспроизводство минерально-сырьевой базы региона зависит от открытия новых залежей, связанных с неантиклинальными и сложнопостроенными ловушками углеводородов (УВ), сосредоточенными в относительно слабоизученных нефтегазоперспективных комплексах [1].

Таковыми перспективными комплексами являются отложения нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК) и коренного палеозоя [2], залежи в которых относятся к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ) [3]. На 2018 г. в этом регионе на государственный баланс поставлено 25 месторождений с залежами, приуроченными как к промежуточному структурному этажу – НГГЗК, так и к коренным отложениям палеозоя (рис. 1).

Цель исследований – определить критерии прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на основе изучения геофизического различия разрезов юрских отложений месторождений, как с палеозойскими залежами нефти, так и месторождений только с юрскими залежами нефти. Методы исследования – статистический анализ петрофизических параметров пластов-коллекторов по данным геофизических исследований скважин, расчет интервальных времен упругих колебаний твердой фазы (минерального скелета) и оценка литологического состава коллекторов по петрофизическому критерию, сопоставительная оценка геофизической характеристики баженовской свиты Герасимовского и Крапивинского месторождений. Концепция исследования – палеозойские залежи могут иметь уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Такое «отражение» может заметно отличаться от геолого-геофизических параметров мезозойско-кайнозойского разреза месторождений, не имеющих залежей в доюрском основании.

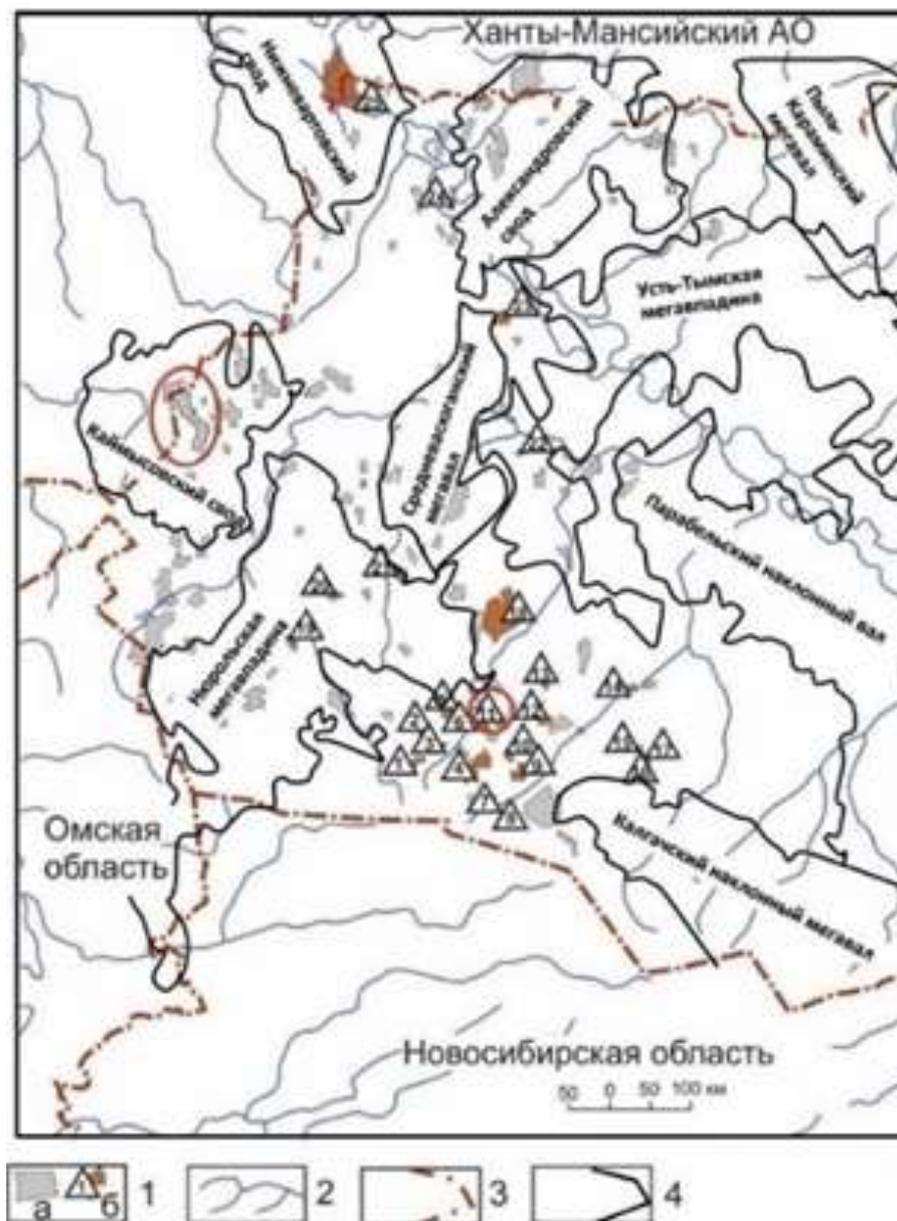


Рисунок 1 – Схематическая карта размещения месторождений углеводородов Томской области

Условные обозначения: 1 – месторождение УВ с залежами: а) в юрско-меловых нефтегазоносных комплексах (НГК), б) в доюрском НГК, условный номер: 1 – Арчинское, 2 – Урманское, 3 – Южно-Урманское, 4 – Нижнетабаганское, 5 – Тамбаевское, 6 – Южно-Тамбаевское, 7 – Южно-Табаганское, 8 – Солонское, 9 – Калиновое, 10 – Северо-Калиновое, 11 – Герасимовское, 12 – Останинское, 13 – Северо-Останинское, 14 – Селимхановское, 15 – Сатпаевское, 16 – Верхнекомбарское, 17 – Восточно-Верхнекомбарское, 18 – Лугинецкое, 19 – Средне-Глуховское, 20 – Фестивальное, 21 – Речное, 22 – Ясное, 23 – Чкаловское, 24 – Конторовичское, 25 – Советское; 2 – речная сеть; 3 – административная граница; 4 – контуры тектонических элементов I-го порядка [4]. Красными овалами обозначены Герасимовское месторождение и Крапивинское месторождение. Схема составлена по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО».

Для аргументации концепции в качестве объектов исследований выбраны Герасимовское нефтегазоконденсатное и Крапивинское нефтяное месторождения. Герасимовское месторождение отличается большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности: юра – палеозой, 11 продуктивных пластов ($Ю_1$ – $Ю_{12}$, М). При этом основные запасы УВ сосредоточены в пласте М, представленном проницаемыми интервалами в глинисто-кремнистых отложениях коры

выветривания. Промышленная нефтеносность Крапивинского месторождения связана с терригенными отложениями продуктивного горизонта Ю₁ – пластами Ю₁² и Ю₁³.

Герасимовское месторождение располагается в области схождения палеорифтов разных направлений, а Крапивинское месторождение располагается западнее наиболее протяженного Уренгойско-Колтогорского палеорифта. Как уже отмечалось [5], высокоомные коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы, а низкоомные коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

Аргументация критериев прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на основе геологического и геофизического различия месторождений герасимовского и крапивинского типов, следующая.

1. Для оценки параметров пластов-коллекторов Герасимовского и Крапивинского месторождений по данным электрических методов геофизических исследований скважин рассчитаны удельные электрические сопротивления рнп. Результаты расчетов показали (Таблица 1, Таблица 2), что юрские пласты Герасимовского месторождения отличаются от разреза юрских пластов Крапивинского месторождения существенно более высокими значениями УЭС. Юрский разрез Герасимовского месторождения, имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 7–11 ом*м при среднем значении 10 ом*м, юрский разрез Крапивинского месторождения, не имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 5–7 ом*м при среднем значении 6 ом*м.

Таблица 1 – Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_{нп} пластов Герасимовского месторождения

Пласт	*К _п , д. е.	*К _н , д. е.	*ρ _в , ом*м	Петрофизическое уравнение		Р _п , о. е.	ρ _{вп} , ом*м	К _в , д. е.	Р _н , о. е.	ρ _{нп} , ом*м
Ю ₁ ¹⁻²	0,15	0,56	0,06	P _п =0,82/K _п ^{1,82}	P _н =1,05/K _в ^{1,84}	27,1	1,63	0,44	4,8	7,8
Ю ₁ ³	0,16	0,59				24,3	1,46	0,43	5,0	7,3
Ю ₁ ⁴	0,15	0,58		26,1		1,57	0,42	5,2	8,2	
Ю ₂	0,15	0,56		P _п =2,02/K _п ^{1,39}		28,2	1,69	0,44	4,8	8,1
Ю ₁₀	0,14	0,68	0,05	P _п =3,20/K _п ^{1,21}		35,1	1,75	0,32	8,7	15,2
Ю ₁₁	0,14	0,59				35,4	1,77	0,41	5,5	9,7
Ю ₁₂	0,13	0,56				37,0	1,85	0,44	4,8	8,9
Ю ₁₄	0,14	0,63				33,9	1,69	0,37	6,6	11,2
Ю ₁₅	0,15	0,64			32,3	1,61	0,36	6,9	11,2	
М	0,18	0,55	0,04	P _п =2,65/K _п ^{1,47}	P _н =1,07/K _в ^{2,00}	34,2	1,37	0,45	5,3	7,3

*средневзвешенные значения по 29 скважинам.

Таблица 2 – Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_{нп} пластов Крапивинского месторождения

Пласт	*К _п , д. е.	*К _н , д. е.	*ρ _в , ом*м	Петрофизическое уравнение		Р _п , о. е.	ρ _{вп} , ом*м	К _в , д. е.	Р _н , о. е.	ρ _{нп} , ом*м
Ю ₁ ²	0,15	0,59	0,06	P _п =1,87 /K _п ^{1,30}	P _н =1,08/K _в ^{1,6}	22,2	1,44	0,41	4,5	6,5
Ю ₁ ^{3А}	0,16	0,53		P _п =1,24/K _п ^{1,53}	P _н =0,90/K _в ^{2,09}	20,8	1,35	0,47	4,4	5,9
Ю ₁ ^{2Б}	0,14	0,44		P _п =2,15 /K _п ^{1,31}	P _н =0,93/K _в ^{1,87}	28,3	1,84	0,56	2,8	5,1
Ю ₁ ^{3В}	0,17	0,58				21,9	1,43	0,42	4,8	6,8

*средневзвешенные значения по 34 скважинам

2. Для оценки литологического состава коллекторов Герасимовского месторождения проведен расчет интервального времени твердой фазы (ΔТ_{тв}) (Таблица 3): 160-168 мкс/м, интенсивно карбонатизированная порода, карбонатизированный песчаник. А расчет интервального времени для коллекторов Ю₁², Ю₁³ Крапивинского месторождений показывает: 175 мкс/м, слабоглинистый песчаник. Таким образом, оценка литологического состава коллекторов по акустическому каротажу установила, что коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы, а коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

Таблица 3 – Результаты расчета интервального времени твердой фазы ($\Delta T_{\text{тв}}$) пластов Герасимовского и Крапивинского месторождений

Месторождение	Пласты	Петрофизическое уравнение	$\Delta T_{\text{тв}}$, мкс/м	Прогноз литологического состава
Герасимовское	Ю ₁ ¹⁻² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴ , Ю ₂ , Ю ₁₀ -Ю ₁₂ , Ю ₁₄ , Ю ₁₅	$K_{\text{п}}=0,24\Delta T-39$	168	Карбонатизированный песчаник
	М	$K_{\text{п}}=0,23\Delta T-37$	160	Интенсивно карбонатизированная порода
Крапивинское	Ю ₁ ² , Ю ₁ ³	$K_{\text{п}}=0,2\Delta T-35$	175	Слабоглинистый песчаник

3. На примере скважины № 6 Герасимовского месторождения и скважины № 226 Крапивинского месторождения были изучены геофизические характеристики баженовской свиты [6]. Отмечено, что Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение отличается спокойным характером ПС и низким отношением КС/ГК в интервале баженовской свиты. А баженовская свита на Крапивинском нефтяном месторождении обладает противоположными признаками.

Таким образом, на примере геофизической характеристики разрезов глубоких скважин Герасимовского месторождения с палеозойскими залежами нефти и разрезов скважин Крапивинского месторождения с юрскими залежами нефти, показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Эта уникальность выражается существенно более высокими значениями УЭС и карбонатизацией интервалов юрских отложений, а также отличительной характеристикой геофизических параметров интервала баженовской свиты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири: Томская область. – диссертация на соискание степени доктора геолого-минералогических наук, г.Новосибирск. – 2000.- 446 с.
2. Лобова Г.А. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) / Г.А. Лобова, Т.Е. Лунёва, М.С. Кириллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 123–133.
3. Isaev V.I. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) / V.I. Isaev, S.G. Kuzmenkov, R. Sh. Ayupov, Yu.A. Kuzmin, G.A. Lobova, P.A. Stulov // Geophysical Journal. – 2019. – V. 41. – № 1. – P. 33–43.
4. Конторович В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
5. Расторгуева (Алеева) А.О. Сравнительная геофизическая характеристика разрезов с разными электрическими типами коллекторов горизонта Ю1 месторождений углеводородов (Томская область) // XV Уральская молодежная научная школа по геофизике. Сборник докладов – Екатеринбург: ИГф УрО РАН. – 2014. – С. 194–197.
6. Алеева А.О. Геофизические особенности верхнеюрского разреза месторождений углеводородов Томской области // Всероссийская научно-практическая Конференция с международным участием «Геофизические методы при разведке недр», посвященная 70-летию основания в Томском политехническом институте первой в азиатской части СССР кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2016. – С. 82–85.

УДК 553.98, 550.832

ИЗУЧЕНИЕ ТОНКОСЛОИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ НОВОГО ЗОНДА ИНДУКЦИОННО- ГАЛЬВАНИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Велесов Даниил Владимирович

*Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент,
VelesovDV@ipgg.sbras.ru*

Михайлов Игорь Владиславович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, научный сотрудник,
Новосибирский государственный университет, ассистент, г.Новосибирск, Россия,
MikhaylovIV@ipgg.sbras.ru*

Суродина Ирина Владимировна

*Институт вычислительной математики и математической геофизики, г.Новосибирск,
Россия, старший научный сотрудник, sur@ommfao1.sccc.ru*

Настоящая работа посвящена изучению возможностей электромагнитного зонда с тороидальными катушками для выделения электрически макроанизотропных коллекторов, широко представленных в составе пластов группы АС Приобского нефтяного месторождения.

Ключевые слова: неокомский комплекс, Приобское месторождение, тонкослоистый коллектор, индукционно-гальванический каротаж, численное моделирование, электрическая анизотропия, геоэлектрический разрез.

THE STUDY OF THIN-LAYERED RESERVOIRS OF THE PRIOBSCOYE OILFIELD FROM THE DATA OF A NEW INDUCTION-GALVANIC LOGGING TOOL

Velesov Daniil

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Student, VelesovDV@ipgg.sbras.ru

Mikhaylov Igor

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Research Officer,
Novosibirsk State University, Assistant Lecturer, Novosibirsk, Russia,
MikhaylovIV@ipgg.sbras.ru*

Surodina Irina

*Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics of SB RAS, Novosibirsk,
Russia, Senior Research Officer, sur@ommfao1.sccc.ru*

This work is devoted to the study of the possibilities of an electromagnetic logging tool with toroidal coils for the identification of electrically macroanisotropic reservoirs widely represented in the formations of the AS group of the Priobskoye oilfield.

Keywords: Neocomian complex, Priobskoye oilfield, thin-layered reservoir, electric anisotropy, induction-galvanic logging, numerical simulation, resistivity section.

Актуальной в настоящее время проблемой нефтепромысловой геологии и геофизики является то, что тонкослоистые песчано-глинистые нефтенасыщенные коллекторы при

использовании стандартных методов электрокаротажа идентифицируются как водонасыщенные или вовсе пропускаются. Коллекторы с тонким переслаиванием песчаников и глин широко представлены в клиноформном неокомском нефтегазоносном комплексе [2].

В настоящей работе в качестве изучаемого объекта рассмотрены пласты группы АС Приобского нефтяного месторождения. Месторождение входит в состав Приобского нефтегазоносного района Фроловской нефтегазоносной области и по геологическому строению – очень сложное, многопластовое. Детально изучены геологическое строение, стратиграфия, тектоника и нефтеносность Приобского месторождения. По схемам структурно-фациального районирования мезозой-кайнозойских отложений Западной Сибири построена литолого-фациальная колонка по Приобскому месторождению. Основные продуктивные пласты АС₇₋₁₂ Приобского месторождения входят в состав черкашинской свиты, представлены переслаиванием песчаников, глин и алевролитов, находятся между пимской и быстринской глинистыми пачками и относятся к пимской региональной клиноформе. Нефтеносные пласты залегают в виде обособленных линз и приурочены к разным палеогеоморфологическим элементам [2, 3].

Для рассматриваемых тонкослоистых коллекторов Приобского месторождения характерна электрическая анизотропия пород, то есть горизонтальное и вертикальное удельные электрические сопротивления ($УЭС$) различаются. В силу большого числа и малой мощности прослоев, разделение разреза по типу насыщения осуществляют, определяя значения горизонтального (ρ_h) и вертикального (ρ_v) $УЭС$ или коэффициента электрической анизотропии $\lambda = \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_h}}$ [1].

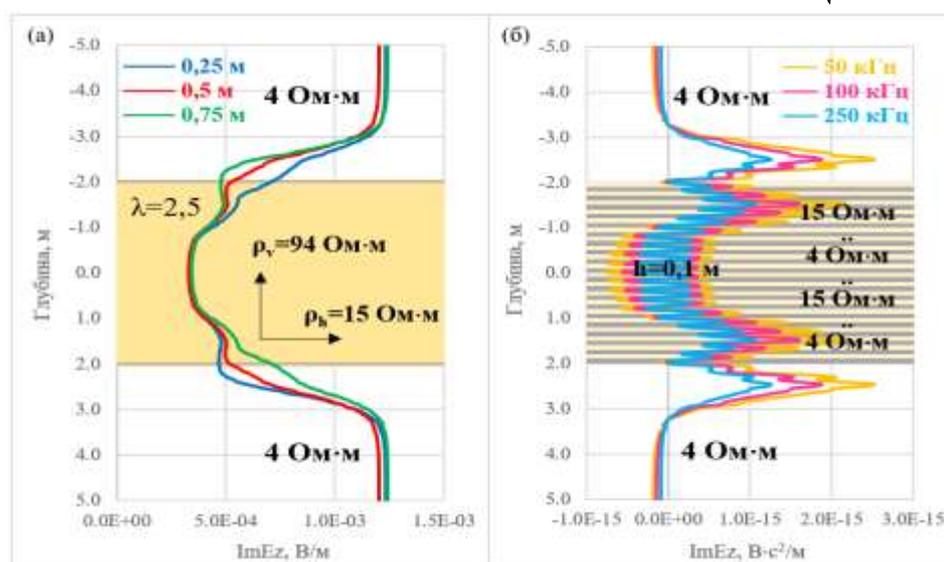


Рисунок 1 – Диаграммы сигналов ЗЭТ суммарного режима для трех зондов разных длин при частоте 250 кГц в модели однородного анизотропного нефтенасыщенного коллектора с коэффициентом анизотропии 2,5 (а) и дифференциального режима для трех частот зонда 0,5 м в модели тонкослоистого песчано-глинистого нефтенасыщенного коллектора с толщиной прослоев 10 см (б)

Для исследования тонкослоистых коллекторов в ИНГГ СО РАН разработан новый многозондовый многочастотный индукционно-гальванический каротажный прибор ЗЭТ с использованием тороидальных катушек. В данном методе используются два режима возбуждения сигнала – суммарный (токи в генераторных катушках равны между собой и сонаправлены) и дифференциальный (токи в генераторных катушках равны между собой, но разнонаправлены) [5].

Для понимания особенностей сигналов ЗЭТ в типичных для Приобского месторождения геоэлектрических моделях нефтенасыщенных коллекторов выполнено их численное моделирование с помощью программы, разработанной в ИНГГ СО РАН [4]. Получены и проанализированы диаграммы сигналов в моделях коллекторов: однородного изотропного, тонкослоистого с мощностью прослоев 10 и 20 см и однородного анизотропного (рис. 1).

На полученных диаграммах отчетливо выделяются нефтенасыщенный коллектор, его границы и тонкая слоистость. Показана значительная зависимость сигналов ЗЭТ от коэффициента электрической анизотропии, что позволяет изучать тонкослоистые коллекторы Приобского месторождения.

По скважинам № 1 и № 2 Приобского месторождения путем двумерной инверсии сигналов бокового каротажного зондирования построены их геоэлектрические разрезы. С целью выяснения возможностей ЗЭТ для выделения и оценки свойств рассматриваемых пластов, смоделированы и проанализированы сигналы мнимой составляющей вертикальной компоненты электрического поля $\text{Im}E_z$ в полученных разрезах двух скважин.

На полученных диаграммах ЗЭТ (рис. 2) наблюдаются все основные особенности разреза: как по длинам, так и частотам. В двух скважинах по электрокаротажным диаграммам проанализированы площадное распространение, эффективные мощности и свойства пластов АС₇₋₁₂.

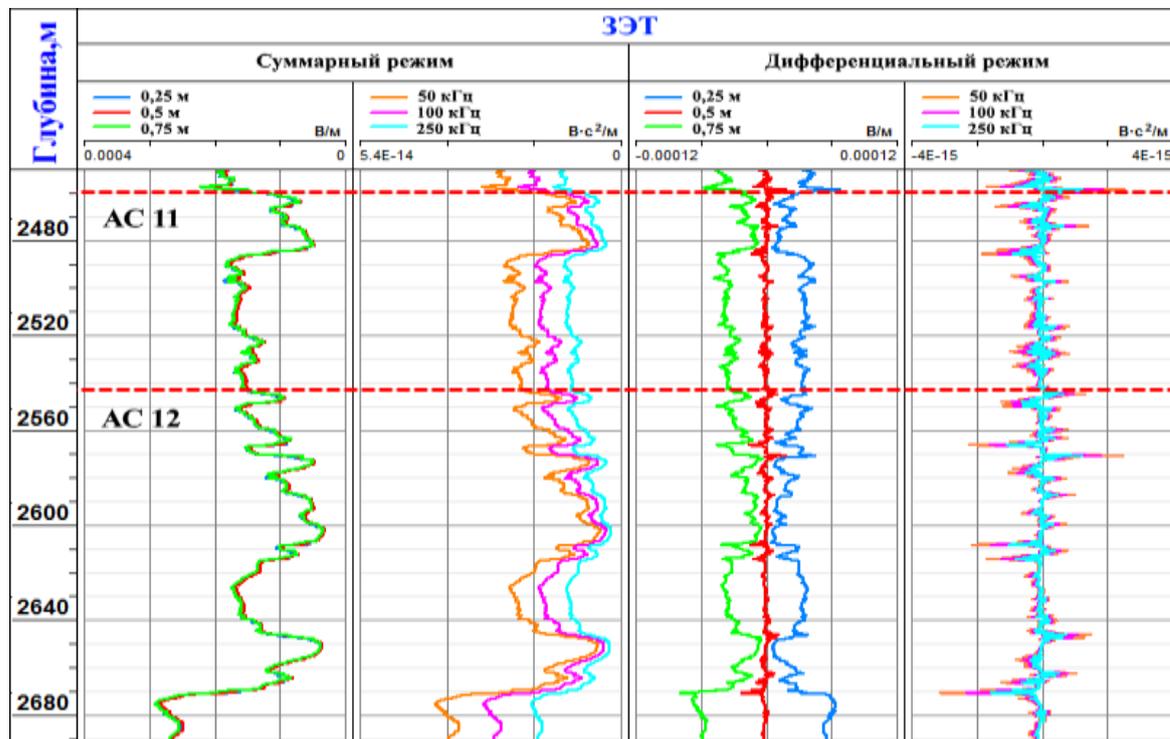


Рисунок 2 – Диаграммы сигналов ЗЭТ в продуктивных пластах АС11-12 скважины № 1

На основе анализа синтетических и практических данных зонда ЗЭТ сделан вывод о том, что он эффективен для изучения тонкослоистых песчано-глинистых коллекторов как Приобского месторождения, так и неокомского комплекса в целом.

Научные исследования выполнены при поддержке РФФИ, проект № 19-05-00595.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Kunz K.S. Some effects of formation anisotropy on resistivity measurements in boreholes / K.S. Kunz, J.H. Moran // Geophysics. – 1958. – №23. – P. 770-794.
2. Карогодин Ю.Н. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: системно-литмологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов – Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГТМ, 1996. – 252 с.
3. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2005. 19 л.
4. Суродина И. В. Математическое моделирование сигналов электромагнитного зонда с тороидальными катушками в двумерных изотропных моделях геологических сред / И.В. Суродина // XIV международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо Гео-Сибирь 2018» (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.): сборник материалов. – Новосибирск, 2018. – Т.4. – С. 162–170.
5. Эпов М.И. Новый электромагнитный зонд для высокоразрешающего каротажа: от теоретического обоснования до скважинных испытаний / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин, И.В. Михайлов, М.Н. Никитенко, С.В. Осипов, А.Н. Петров, И.В. Суродина, В.М. Яценко // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 23-27.

УДК 550.834.05(571.5-12)

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА ВЧР В УСЛОВИЯХ СКЛАДЧАТОСТИ ПРЕДПАТОМСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

Ганин Сергей Юрьевич

АО Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г.Новосибирск, Россия, ведущий инженер, sergey.ganin@sniiggims.ru

Мосягин Евгений Вячеславович

АО Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г.Новосибирск, Россия, начальник отдела, mosyagin@sniiggims.ru

Настоящая работа посвящена особенностям учета верхней части разреза в условиях сложнопостроенной ВЧР на примере Северо-Патомской площади. В частности, особое внимание уделяется различным методам расчета статических поправок для компенсации влияния верхней части разреза.

Ключевые слова: сейсморазведка, Предпатомский региональный прогиб, верхняя часть разреза, статические поправки, томография

NEAR SURFACE CONDITIONS COMPENSATION IN TERMS OF FOLDING OF THE PRED-PATOM REGIONAL TROUGH

Ganin Sergey

Corporation «Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources» (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia, Lead Engineer, sergey.ganin@sniiggims.ru

Mosyagin Evgeniy

Corporation «Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources» (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia, department head, mosyagin@sniiggims.ru

This work is devoted to near surface conditions compensation on the example of Severo-Patomskaya field. In particular, special attention is paid to various methods of calculating static corrections to compensate near surface conditions.

Keywords: seismic survey, The Pred-Patom regional trough, near surface conditions, static corrections, tomography.

Предпатомский региональный прогиб (ПРП) обрамляет с запада, севера и востока Байкало-Патомское нагорье. Он представляет собой основную область питания углеводородами (УВ) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы и частью своей является транзитной территорией, через которую осуществлялась миграция УВ из Байкало-Патомского палеобассейна [2].

В настоящей работе объектом исследования является Северо-Патомская площадь, расположенная в Нюйско-Джербинской впадине ПРП, сейсмический материал по которой поступил на переобработку с целью уточнения особенностей верхней части разреза (рис. 1). Нюйско-Джербинская впадина является одним из самых перспективных регионов востока Сибирской платформы. Наличие мощной толщи рифейских и вендских отложений, способных генерировать УВ, а наличие благоприятных условий для их миграции и аккумуляции, позволяют рассматривать данную территорию как перспективную для поисков УВ. В месторождениях, расположенных в непосредственной близости к району исследований, промышленные залежи и нефтегазопроявления установлены в рифейском, вендском-терригенном, верхневендско-кембрийском нефтегазоносных комплексах.

Задачей обработки сейсмического материала является получение кондиционных временных разрезов, позволяющих охарактеризовать геологическое строение изучаемой территории. Одним из

направлений, влияющих на точность и достоверность структурных построений при выполнении сейсмогеологических работ, является учёт влияния поверхностных неоднородностей, который напрямую зависят от корректно построенной модели верхней части разреза (ВЧР) [1]. Сложность поверхностных условий на исследуемой территории связана с неоднородным строением ВЧР, выходом на поверхность разновозрастных образований и резко-пересеченным рельефом. Последний, в свою очередь, приводит к искривлению осей синфазности отраженных волн, заметно снижающему качество суммарных разрезов. ВЧР района работ представлена песчано-глинистыми отложениями четвертичного и юрского возрастов, а также терригенно-карбонатными образованиями силурийской, ордовикской и кембрийской систем. При возбуждении упругих колебаний в породах, различных по составу и акустическим свойствам, резко изменяется частотный состав отраженных волн. Неоднородное строение ВЧР и наличие в верхней части разреза акустически жестких границ, обуславливает появление на сейсмической записи целого ряда волн-помех с широким спектром кажущихся скоростей ($V=1000-6000$ м/с). Это преломленные, обменные, поперечные, дифрагированные и боковые волны-помехи.

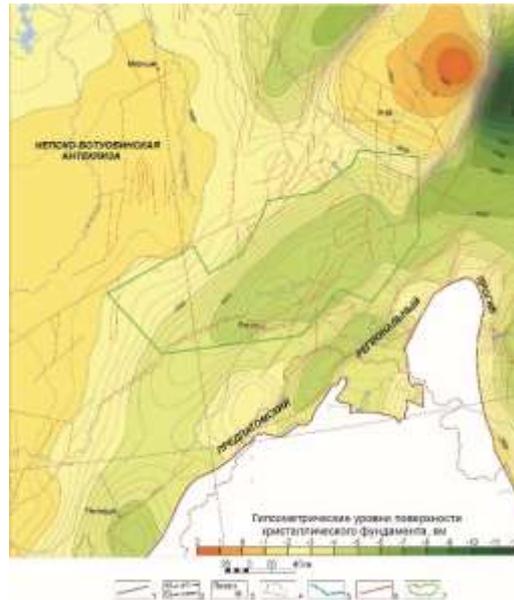


Рисунок 1 – Выкопировка из «Структурной карты по поверхности кристаллического фундамента»

Условные обозначения: 1 – Краевые швы Сибирской платформы, 2 – Изогипсы поверхности, 3 – Населенные пункты, 4 – Административные границы, 5 – Гидросеть, 6 – Тектонические нарушения, 7 – Северо-Патомский лицензионный участок

В таких условиях использование только априорной статистики за рельеф недопустимо, поскольку даст заведомо некорректный результат. Использование распространенного в Западной Сибири подхода компенсации ВЧР с использованием отраженной волны от неглубоко залегающего горизонта в большинстве случаев не представляется возможным по причине либо отсутствия такого горизонта, либо его спорадической прослеживаемости по площади, что обусловлено в большей степени причинами геологическими, нежели качеством обработки данных.

Для определения оптимального метода расчета статических поправок на плоский уровень приведения были опробованы следующие методы в рамках исследуемого объекта:

- расчет статических поправок за рельеф с постоянной скоростью замещения;
- расчет статических поправок по преломленным волнам с использованием времен сигнала в первых вступлениях, применяемых для дальнейшего получения приближенной скоростной модели среды, и использования ее в методе замещения низкоскоростного слоя в верхней части разреза высокоскоростными нижележащими породами, что в конечном итоге компенсирует скоростные аномалии, вычисляя соответствующие временные задержки;
- расчет статических поправок по преломленным волнам с помощью томографии (GeoTomo).

Алгоритм расчета статических поправок, выполненный в программном комплексе TomoPlus, использовал первые вступления преломленных волн, пропикированных по

сейсмограммам ОПВ в ручном режиме до удалений 2000 м. Работу осложняли существенные корреляционные шумы, порой не позволяющие корректно определить времена первых вступлений. Для расчета статических поправок была выбрана двуслойная модель среды. Далее, вдоль профиля с шагом 1 км в интерактивном режиме были выбраны диапазоны удалений, характеризующие соответствующие преломляющие границы, в результате чего была получена предварительная глубинно-скоростная модель (ГСМ) (рис. 2, а). Далее происходило уточнение ГСМ, итеративно (4 прохода по 10 итераций) (рис. 2, б). Путем тестирования, подошва ВЧР была выбрана в рамках обрабатываемой площади на уровне 100 м от дневной поверхности. Таким образом, были получены длинно- и короткопериодные статические поправки за ПВ и ПП до финальной линии приведения (рис. 2, в).

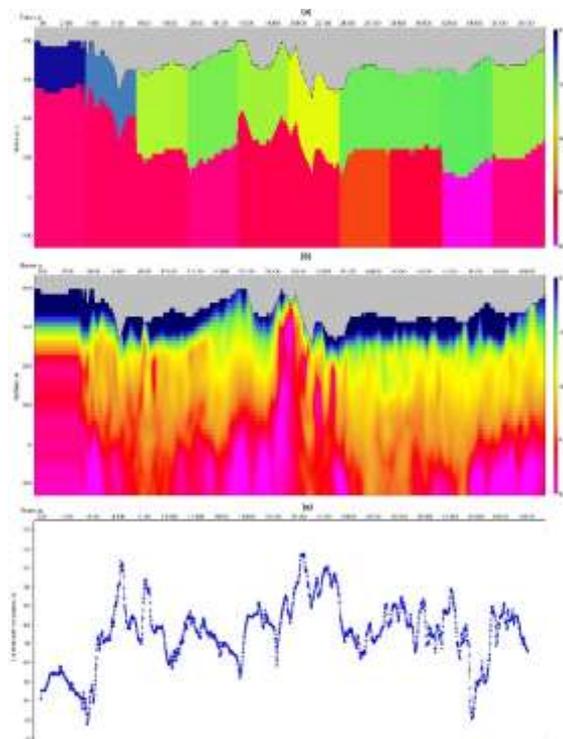


Рисунок 2 – Пример расчета статики за ВЧР (Северо-Патомская площадь, профиль 7907114)

а) исходная ГСМ; б) окончательная ГСМ; в) длинно- и среднепериодная статическая поправка за ПП до финальной линии приведения

В результате, примененная методика построения ГСМ с использованием преломленных волн, реализованная в программном комплексе GeoTomo, позволила учесть влияние скоростных неоднородностей ВЧР, устранить переходы на фазу, детализировать временные разрезы в зонах потери устойчивой корреляции ОГ, что, в свою очередь, является благоприятным заделом для дальнейшего структурного построения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Козырев В.С., Жуков А.П., Коротков И.П., Жуков А.А., Шнерсон М.Б. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке. Современные технологии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 227 с.
2. Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / [Г.Г. Шемин и др.]; отв. редактор М.И. Эпов; Рос. акад. наук, Сиб. отделение, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2018. – 315 с.

УДК 550.832.79

АНАЛИЗ СИГНАЛОВ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА МЕТОДОМ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ДЛЯ КАРТИРОВАНИЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ГРАНИЦ

Горносталев Даниил Игоревич

*Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент;
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, лаборант GornostalevDI@ipgg.sbras.ru*

Работа посвящена обоснованию метода электромагнитных импульсных зондирований применительно к задаче картирования геоэлектрических границ высокоомных пластов-коллекторов на основе масштабного математического моделирования. В рамках работы проведено математическое моделирование данных электромагнитных зондирований методом переходных процессов в типичных слоисто-однородных геоэлектрических моделях. Установлена зависимость сигналов от параметров геоэлектрической модели и зондирующей установки.

Ключевые слова: метод переходных процессов (МПП), мощность высокоомного слоя.

ANALYSIS OF SIGNALS OF INDUCTION LOGGING BY TRANSIENT ELECTROMAGNETIC METHOD FOR MAPPING THE GEOELECTRIC BOUNDARIES

Gornostalev Daniil

*Novosibirsk state university, Novosibirsk, Russia, student;
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Laboratory Assistant,
GornostalevDI@ipgg.sbras.ru*

The work is devoted to the substantiation of the method of electromagnetic impulse soundings as applied to the problem of mapping the geoelectric boundaries of high-resistive based on mathematical modeling. Modeling of electromagnetic sounding data was carried out using the transient electromagnetic method in typical layered-homogeneous models, and the dependences of the signals on the geoelectric model parameters and probing device were obtained.

Keywords: transient electromagnetic method (TEM), high-resistive layer thickness.

В настоящее время наибольшее внимание ученых обращено к изучению нетрадиционных коллекторов, содержащих огромный объем трудноизвлекаемых запасов углеводородов. К таким объектам относятся коллекторы в баженовской свите, которые имеют сложное геологическое строение и характеризуются высокими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) [1-4, 6]. К настоящему времени существующие технологии разведки и исследования этого объекта недостаточно эффективны. В представленной работе проведен анализ сигналов индукционного каротажа методом переходных процессов (МПП) для картирования геоэлектрических границ [5, 7].

Для проведения математического моделирования выбрана геоэлектрическая трехслойная модель: средний слой – высокоомный с УЭС равным 1000 Ом·м, остальные – низкоомные с УЭС равным 10 Ом·м. Мощность высокоомного слоя варьировалась от 10 м до 40 м. Зондирующая установка (ЗУ) состояла из двух катушек, одна из которых являлась источником, другая – приемником (рис. 1). Рассмотрены следующие компоненты: ZZ, XX, YY, XZ и ZX. Первая буква указывает компоненту источника, вторая – приемника. Использовался прямоугольный импульс тока, т.к. при такой форме импульса получался максимально возможный уровень сигнала. Измерения для разных расстояний от генераторной катушки до подошвы высокоомного слоя в диапазоне от 1 до 75 м. Расстояние между катушками варьируется от 1 до 200 м. Измеряемый временной диапазон от 10^{-7} до 10^{-1} с.

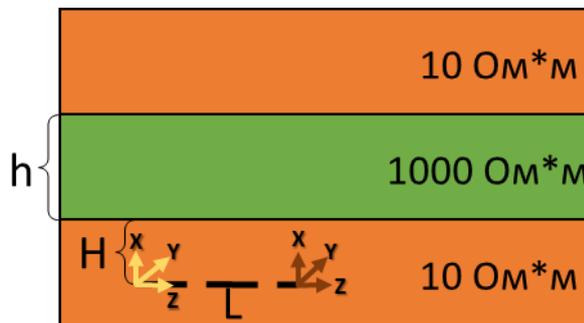


Рисунок 1 – Модель среды и система измерений

Условные обозначения: H – расстояние между ЗУ и подошвой высокоомного слоя, h – мощность высокоомного слоя, L – расстояние между катушками. Желтым цветом показана генераторная катушка, коричневым – приемная. Стрелками указано направление электромагнитного поля (x, y, z)

Выполнен анализ сигналов численного моделирования (рис 2), который показал, что кровлю высокоомного слоя возможно определить, если расстояние между катушками не превышает 190 м, а ЗУ удалена от подошвы не дальше, чем на 10 м (рис 2а). Наилучшая чувствительность к кровле установлена у ЗУ с разнесом 60 м. Она способна устанавливает положение кровли высокоомного слоя мощностью 40 м на расстоянии не более 20 м. Анализ показал, что ЗУ с компонентой XX (рис. 2б) даёт слишком маленькое различие сигналов в среде с кровлей и в среде без неё. Таким образом, данной компонентой возможно проследивать положение кровли высокоомного слоя, если его мощность не превышает 25 м.

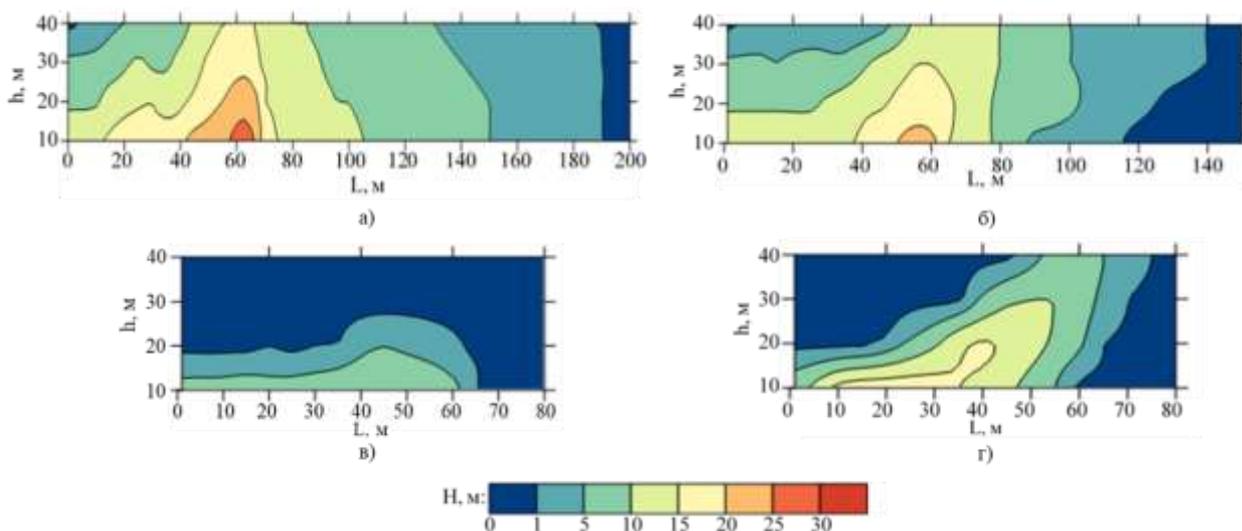


Рисунок 2 – Возможность определения положения кровли в зависимости от мощности слоя и расстояния между катушками. а – компонента YY , б – компонента ZZ , в – компонента XX , г – компонента XZ или ZX

Условные обозначения: H – расстояние между ЗУ и подошвой высокоомного слоя, h – мощность высокоомного слоя, L – расстояние между катушками.

Таким образом, установлено, что возможно проследивать изменение мощности высокоомного слоя не более 40 м методом переходных процессов.

Исследование выполнено в рамках проекта РНФ №19-77-20130 «Фундаментальные основы импульсного электромагнитного зондирования с управляемым спектром: теоретическое

обоснование инновационного геофизического метода геологоразведки с использованием высокопроизводительных вычислений на базе Сибирского суперкомпьютерного центра СО РАН».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.А. Казаненков, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – №2. – С. 1 – 8.
2. Конторович А.Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.М. Бурштейн, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, М.А. Павлова, А.П. Родченко, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2018. – Т.59. – №3. – С. 357 – 371.
3. Павлова М.А. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры / М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых». VII Международный научный конгресс «Интерэкспо ГЕО-Сибирь 2012» (17-19 апреля 2012 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 2012. – Т.1 – С. 127 – 131.
4. Павлова М.А. Модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения / М.А. Павлова, В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, А.Д. Камкина, В.Н. Глинских // Геология нефти и газа. – 2015. - №3. – С. 57 – 62.
5. Ратушняк А.Н. Физико-теоретические и экспериментальные основы индуктивных методов исследований скважин / А.Н. Ратушняк, В.К. Теплухин. – Екатеринбург: УрО РАН, 2017. – 124 с.
6. Федосеев А.А. Относительное содержание породообразующих компонентов и основные литологические типы пород баженовской свиты и её стратиграфических аналогов по данным геофизических исследований скважин и керна [Электронный ресурс]. / А.А. Федосеев, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. - №2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/15_2018.pdf
7. Dutta S.M. New Borehole Transient Electromagnetic System for Reservoir Monitoring / S.M. Dutta, A. Reiderman, L.G. Schoonover, M. Rabinovich // Petrophysics. – 2012. – Т. 53. - №3. – P. 222 – 232.

УДК 550.834.018

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УРАВНЕНИЯ ЭЙКОНАЛА ПРИ ПОМОЩИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Грубась Серафим Игоревич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г. Новосибирск,
Россия, лаборант, serafimgrubas@gmail.com*

Логинов Георгий Николаевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г. Новосибирск,
Россия, научный сотрудник, loginovgeorgy@gmail.com*

Настоящая работа посвящена изучению решения нелинейного дифференциального уравнения эйконала с помощью искусственных нейронных сетей. Уравнение эйконала используется для описания траектории и времени пробега сейсмических волн в среде. Решение этого уравнения является актуальной задачей в обработке сейсмических данных.

Ключевые слова: нейронная сеть, уравнение эйконала, функционал невязки, время пробега.

NUMERICAL SOLUTION OF THE DIFFERENTIAL EIKONAL EQUATION USING NEURAL NETWORKS

Grubas Serafim Igorevich

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Assistant, serafimgrubas@gmail.com*

Loginov Georgy Nikolaevich

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Officer,
loginovgeorgy@gmail.com*

This paper is devoted to the study of the solution of the nonlinear differential eikonal equation using artificial neural networks. The eikonal equation is used to describe the trajectory and traveltime of seismic waves in a medium. The solution of this equation is an actual problem in the seismic data processing.

Keywords: neural network, eikonal equation, cost function, traveltime.

Введение

В работе рассматривается решение уравнения эйконала с помощью искусственных нейронных сетей (ИНС). Уравнение эйконала используется для описания траектории лучей и времени пробега сейсмических волн. Например, в задаче обработки данных поверхностного микросейсмического мониторинга численное решение уравнения эйконала используется для многократного расчета времен пробега при выполнении суммирования сейсмического поля [1]. Для решения применяются численные методы, такие как: Fast Sweeping Method (FSM) [4,6], Fast Marching Method (FMM) [2]. В данной работе демонстрируется пример использования ИНС для решения уравнения эйконала в однородных скоростных моделях.

Методы

Искусственные нейронные сети представляют собой гибкий инструмент, которые используются для решения большого спектра задач [3]. ИНС позволяют строить сложные нелинейные зависимости между различными данными. В том числе, в работе [5] был рассмотрен подход с использованием ИНС для решения нелинейных дифференциальных уравнений. ИНС можно представить как последовательность нелинейных преобразований над входными данными.

Внутри преобразований присутствуют неизвестные параметры (веса), которые подбираются в процессе обучения ИНС. Обучение ИНС происходит на обучающих примерах (например, экспериментальных данных) и заключается в минимизации функционала невязки (ошибки относительно обучающих примеров). Для минимизации используются адаптивные методы градиентного спуска, которые итеративно обновляют веса ИНС так, чтобы на каждой итерации ошибка уменьшалась.

Эксперименты

Для решения уравнения эйконала при помощи ИНС, необходимо построить функционал невязки, который обеспечит сходимость к истинному решению. Для этого рассмотрим двумерное уравнение эйконала:

$$\begin{cases} 1. |\nabla\tau(x, y)|^2 = \frac{1}{V(x, y)^2}, \\ 2. \tau(x_s, y_s) = 0, \\ 3. \tau(x, y) > 0 \forall (x, y) \neq (x_s, y_s), \end{cases} \quad (1)$$

где (x_s, y_s) — положение сейсмического источника. Задача заключается в нахождении решения $\tau(x, y)$ для произвольного распределения скорости $V(x, y)$. В случае с использованием нейронных сетей задача сводится к нахождению такой функции $\tilde{\tau}(\Theta, x, y)$, которая бы удовлетворяла (1). Искомая функция $\tilde{\tau}$ представлена ИНС и дополнительными неизвестными весами Θ , которые необходимо подобрать в результате обучения.

Функционал невязки должен обеспечить сходимость к истинному решению, и, следовательно, содержать в себе все условия на решение представленные в (1). В данной работе предлагается рассмотреть следующий вид функционала невязки:

$$J(\Theta) = \sum_{i,j} \left| |\nabla\tilde{\tau}(\Theta, x_i, y_j)|^2 - \frac{1}{V(x_i, y_j)^2} \right| + \lambda_1 |\tilde{\tau}(\Theta, x_s, y_s) - \tau(x_s, y_s)|^2 + \lambda_2 \sum_{i,j} H(-\tilde{\tau}(\Theta, x_i, y_j)) |\tilde{\tau}(\Theta, x_i, y_j)|^2, \quad (2)$$

где i, j - индексы узлов расчетной сетки; H – функция Хевисайда; $\lambda_{1,2}$ – параметры регуляризации. Первое слагаемое выражения (2) отвечает за само уравнение эйконала (1.1), второе – граничное условие (1.2), третье – условие положительности решения (1.3).

Для решения использовалась ИНС с 3 скрытыми слоями и 50 нейронами на каждом слое и функцией активации *ReLU*. Скоростная модель задана в координатах $X \in [-1, 1]$ м и $Y \in [-1, 1]$ м. Размер сетки составляет 50x50 узлов. Источник расположен в центре сетки $(x_s, y_s) = (0, 0)$. Входные данные для обучения представляют собой: координатную сетку X, Y ; скоростную модель V ; граничные условия в области источника $\tau(x_s, y_s)$.

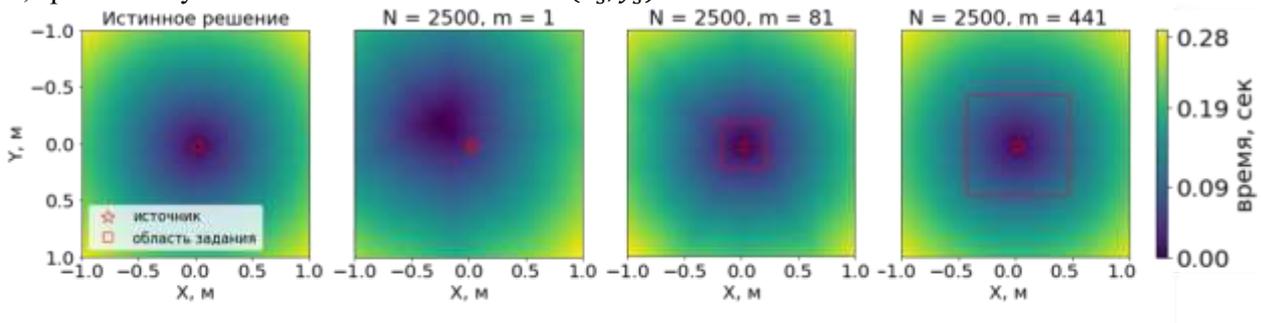


Рис. 1. Влияние количества дополнительно заданных граничных условий на обучение нейронной сети.

Условные обозначения: N – количество итераций обучения, m – количество дополнительно заданных точек (граничные условия).

Необходимо обратить внимание, что граничное условие содержит только одну точку, что составляет лишь 0.04% и вносит незначительный вклад для всей сетки 50x50 узлов. Поэтому был проведен тест влияния количества дополнительно заданных граничных условий (рис. 1) на примере однородной скоростной модели. На рисунке слева приведено истинное решение, прямоугольник – размер области дополнительно заданных граничных условий. Граничные условия представляют собой истинное решение, выполненное в

небольшой области вокруг источника. Цветом на рисунке обозначены значения $t(x, y)$ в секундах, цветовая шкала приведена справа.

Из рисунка видно, что чем больше задано условий на решение (красный прямоугольник, слева направо) вокруг источника, тем быстрее ИНС обучается и сходится к истинному решению (крайнее слева рис. 1). Согласно рисунку, если мы задаем граничное условие только одной точкой (второй рисунок слева, $m=1$), то ИНС за 2500 итераций не смогла получить правильное представление о решении, и положение источника восстановлено неправильно. Так, если область состоит из 81 точки, то решение ИНС становится очень похожим на истинное (первое слева). Тем не менее, в решении ИНС все еще остаются особенности в виде радиальных полос исходящих от источника (темно синего пятна), которые в свою очередь обуславливаются особенностями функции активации *ReLU*. При задании еще большего количества точек – 441, то ИНС получает наиболее качественное решение уравнения и принципиальных особенностей в решении уже не наблюдается. Для такого решения средняя абсолютная ошибка составила около 1 мс, что составляет менее 1% от истинного решения.

Дополнительно, данная архитектура ИНС и функционал невязки (2) были протестированы на неоднородной скоростной модели. В этом случае, ИНС сходится к истинному решению несколько медленнее и ошибки относительно истинного решения достигают 20 мс при максимальном удалении источника 1.4 км, что составляет примерно 5%. Для унификации предлагаемого подхода необходимо разработать подходящую схему обучения, которая позволит ускорить процесс сходимости. В качестве регулируемых параметров являются: количество скрытых слоев, тип слоев, тип связей между слоями, расписание процесса обучения, введение начального приближения и т.д.

Стоит также отметить, что в работе был рассмотрен пример с введением граничных условий вокруг источника. Однако их можно вводить на границах области решения на одной, двух или на всех границах. В этом случае задача сводится к восстановлению поля времен внутри области и поиском положения источника. Данный вопрос остается открытым и необходимо исследовать эту проблематику подробнее.

Выводы

Тестирование предложенного функционала невязки показало, что ИНС могут быть успешно применены для задачи решения уравнения эйконала. Также было выявлено, что количество граничных условий влияет на скорость сходимости к истинному решению и качество, получаемого решения. Для дальнейшего развития этого метода необходимо разработать оптимальную архитектуру ИНС, способную быстрее и точнее решать уравнение эйконала в неоднородных средах. В качестве дальнейшего развития предлагаемого подхода является создание ИНС для задачи времен пробега с восстановлением скоростной модели среды и положения источников. При этом выполнять инверсию с оценкой класса эквивалентных скоростных моделей с помощью использования вариационных автокодировщиков.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00412.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Artman B. Imaging passive seismic data / B. Artman // *Geophysics*. – 2006. – Т. 71. – №. 4. – С. SI177 – SI187.
2. Fomel S. A variational formulation of the fast marching eikonal solver // SEP-95: Stanford Exploration Project. – 1997. – С. 127 – 147.
3. Goodfellow I. Deep learning / I. Goodfellow, Y. Bengio, A. Courville. – Cambridge: The MIT press, 2016 – 773 с.
4. Nikitin A. A. Cache-efficient parallel eikonal solver for multicore CPUs / A.A. Nikitin, A.S. Serdyukov, A.A. Duchkov // *Computational Geosciences*. – 2018. – Т. 22. – №. 3. – С. 775 – 787.
5. Raissi M. Physics-informed neural networks: A deep learning framework for solving forward and inverse problems involving nonlinear partial differential equations / M. Raissi, P. Perdikaris, G. E. Karniadakis // *Journal of Computational Physics*. – 2019. – Т. 378. – С. 686 – 707.
6. Zhao H. A fast sweeping method for eikonal equations / H. Zhao // *Mathematics of computation*. – 2005. – Т. 74. – №. 250. – С. 603 – 627.

УДК 550.371.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТА ХОЛЛА В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ

Гурьев Владимир Андреевич

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г.Новосибирск, Россия, магистрант, v.gurev@gsu.nsu.ru*

Могилатов Владимир Сергеевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, главный научный сотрудник, mvacs@ya.ru*

Потапов Владимир Владимирович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, старший научный сотрудник, PotapovVV@ipgg.sbras.ru*

Настоящая работа посвящена выявлению влияния эффекта Холла в геологической среде на данные электроразведочных методов на примере зондирования становлением поля в ближней зоне. Большое внимание уделено аспектам проведения полевого эксперимента, а также условиям его корректности. Приведены теоретические предпосылки, результаты полевых работ, а также результаты работы с источниками информации по проблематике данной работы. Получена оценка холловской проводимости.

Ключевые слова: электроразведка, эффект Холла, зондирование становлением электромагнитного поля в ближней зоне, магнитотеллурическое зондирование.

STUDY OF THE HALL EFFECT IN THE GEOLOGICAL MEDIUM

Gurev Vladimir

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, master student, v.gurev@gsu.nsu.ru

Mogilatov Vladimir

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, chief researcher, mvacs@ya.ru*

Potapov Vladimir

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, senior researcher,
PotapovVV@ipgg.sbras.ru*

This work is devoted to the identification of the influence of the Hall effect in the geological environment on the data of electrical methods on the example of time-domain sounding in the near zone. Much attention is paid to the aspects of the field experiment, as well as the conditions of its correctness. The theoretical background, the results of field work, as well as the results of work with thematic sources of information on the problems of this work. The estimation of the Hall conductivity is obtained.

Keywords: electrical exploration, Hall effect, controlled transient electromagnetic source method, magnetotelluric sounding.

В период 8-15 июля 2018 г. сотрудниками лаборатории геоэлектрики ИНГГ СО РАН проводились полевые исследования в рамках гранта РФФИ № 17-05-00083 А, их целью было

обнаружение эффекта Холла в геологических средах, который должен проявляться во всех сигналах электромагнитных зондирований.

Исследования были выполнены методом зондирования становлением электромагнитного поля в ближней зоне (ЗСБ) и методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ), которые были выбраны из-за эффективности, дешевизны и простоты выполнения работ. Были проведены измерения методом МТЗ длительных сигналов в одной точке в течение двух суток, соосной петлей сигнала ЗСБ для определения одномерного разреза в точке исследований, четырёх радиальных линий от петли методом ЗСБ и компоненты E_{ϕ} от петли для оценки слоистости среды и контроля измерений.

Нельзя отрицать, что, в принципе, существует взаимодействие между токами, возникающими в электромагнитных полях в геологических средах и магнитным полем Земли. Такое взаимодействие является важнейшим и безусловным физическим явлением, базирующимся на эффекте Лоренца. Проблема состоит только в установлении реального проявления этого фактора в геоэлектромагнитных зондированиях. Самый первоначальный анализ [5 – 8] показывает, что это может проявляться в эффективной анизотропии проводимости горных пород, вызванной эффектом Холла (Рис. 1). Кроме того, в результате тенденции к криволинейной траектории носителей тока под влиянием силы Лоренца, возникает эффективная намагниченность геологической среды, зависящая от состояния геологической среды на микроуровне. Эти гальваномагнитные эффекты, возникающие в скрещенных электрическом и магнитном полях, хорошо известны в физике [1 – 4], но не исследовались применительно к геологической среде методами ЗСБ и МТЗ, а потому пока не учтенным образом влияют на сигналы в геоэлектромагнитных зондированиях. Авторы вполне убеждены, что гальваномагнитные эффекты в геологической среде уже проявляли себя в некоторых ситуациях в электроразведке [5 – 8]. Необходимо достоверно обнаружить эти эффекты и определить их характерные параметры. По нашему мнению, наиболее подходящим способом для этого является ЗС, как наиболее чувствительный к подобным эффектам метод.



Рисунок 1 – Появление холловской напряжённости электрического поля

По результатам теоретических выкладок и численных оценок [5 – 8] эффект Холла для геологических сред невелик, поэтому для его обнаружения необходимо добиться минимизации влияния всех факторов, которые могут исказить сигнал ЗСБ. Так, для устранения влияния прямого поля ЗСБ на результаты исследований выбиралась специфическая схема измерений (Рис. 2), которая состояла из генераторной петли Q1Q2Q3Q4 размером 500x500 м, измерительной петли для соосных измерений Q5Q6Q7Q8 размером 100x100 м, также проводились измерения в радиальных линиях MN длиной 1000 м и в линии E ϕ 2M2 (E_{ϕ}) длиной 100 м. Остальные факторы искажения сигнала напрямую зависят от места исследований, для устранения которых нужно было выбрать участок работ со следующими условиями:

1. Горизонтально-слоистая среда для исключения влияния локальных неоднородностей на сигналы;
2. Отсутствие высокой растительности и перепадов рельефа для исключения искажений в сигнале из-за неровности дневной поверхности и для возможности максимально точно расположить генераторно-измерительный комплекс на местности;
3. Удаленность от населенных пунктов и промышленных объектов для уменьшения уровня электромагнитных помех;
4. Плоская поверхность площадью 500 м² для размещения токовой петли и генераторной группы.

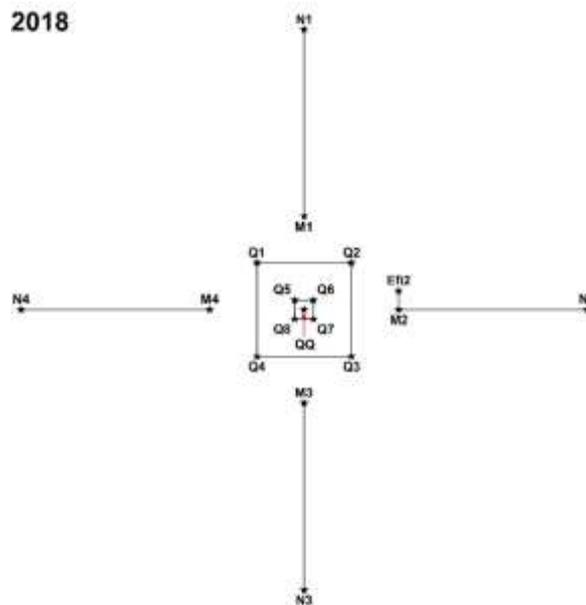


Рисунок 2 – Схема определения холловской проводимости в ЗС (вид сверху)

Результаты обработки данных МТЗ и ЗСБ позволили построить геоэлектрическую модель участка работ, которая не имеет отклонений от горизонтально-слоистой модели среды.

Благодаря измерению компоненты E_{ϕ} была получена возможность рассчитать теоретические кривые для сигналов с четырёх радиальных линий и сравнить их с полевыми. В результате анализа полученных данных было установлено отсутствие влияния многих ухудшающих результаты измерений факторов, как, например, вызванная поляризация (ВП), что могло бы, помимо эффекта Холла, вызвать отклонение полевых кривых от теоретических; а также получена оценка холловской проводимости в пределах $1\text{--}2 \cdot 10^{-3}$ См/м.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект 17-05-00083 А.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Hall E.H. On a New Action of the Magnet on Electric Currents / E.H. Hall // American Journal of Mathematics. – 1879. – V.2. – P. 287 – 292.
2. Гинзбург В.Л. Распространение электромагнитных волн в плазме / В.Л. Гинзбург. – М.: Наука, 1967. – 685 с.
3. Кучис Е.В. Гальваномагнитные эффекты и методы их исследования / Е.В. Кучис. – М.: Радио и связь, 1990. – 264 с.
4. Ландау Л.Д. Электродинамика сплошных сред / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1982. – 621 с.
5. Могилатов В.С. О влиянии геомагнитного поля на процесс установления токов в земле / В.С. Могилатов // Геофизика. – 2013. – № 4. – С. 70 – 75.
6. Могилатов В.С. Малоизученные феномены в электроразведке / В.С. Могилатов // Записки Горного института. – 2016. – Т. 222. – С. 783 – 788.
7. Могилатов В.С. Учет холловской проводимости в электромагнитных зондированиях Земли / В.С. Могилатов, В.В. Плоткин // Геомодель 2017: 19-я конф. по вопр. геологоразведки и разработки месторожд. нефти и газа (11 – 14.09.2017 г.): Тез. докл. – Геленджик, 2017. – С. 43765
8. Плоткин В. В., Могилатов В. С., Потапов В. В. Модификации метода Треффца для оценки вклада эффекта Холла при магнитотеллурическом зондировании // Геология и геофизика. – 2019. – Т.60. – №3. – С. 420 – 432.

УДК 550.34.016

ПОГЛОЩЕНИЕ ПРОДОЛЬНЫХ И ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН В ПЕСЧАНЫХ ОБРАЗЦАХ, СОДЕРЖАЩИХ ГИДРАТ МЕТАНА НЕЦЕМЕНТИРУЮЩЕГО ТИПА

Дугаров Гэсэр Александрович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, DugarovGA@ipgg.sbras.ru

Фокин Михаил Игоревич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, FokinMI@ipgg.sbras.ru

В работе приведены результаты оценки величины поглощения продольных и поперечных волн для эксперимента по формированию гидрата метана нецементирующего типа. Показано увеличение величины поглощения в 4 раза по сравнению с данными для образцов, содержащих гидрат метана цементирующего типа. Это открывает потенциальную возможность получения зависимости поглощения от гидратонасыщения образцов, содержащих газогидраты нецементирующего типа.

Ключевые слова: газовые гидраты, гидрат метана, акустические свойства, поглощение.

ATTENUATION OF COMPRESSIONAL AND SHEAR WAVES IN SAND SAMPLES CONTAINING METHANE HYDRATE OF NON-CEMENTING TYPE

Dugarov Geser

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Senior Researcher, DugarovGA@ipgg.sbras.ru

Fokin Mikhail

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, FokinMI@ipgg.sbras.ru

The paper presents the results of estimating of the attenuation coefficient of compressional and shear waves for an experiment on the formation of a methane hydrate of non-cementing type. The attenuation increased 4 times in comparison with the data for samples containing cementing methane hydrate. This opens up the potential possibility of obtaining the dependence of the attenuation on the hydrate saturation of samples containing non-cementing type of gas hydrates.

Keywords: gas hydrates, methane hydrate, acoustic properties, attenuation.

Природные газовые гидраты широко распространены в природе и рассматриваются как перспективный нетрадиционный источник газа со значительными потенциальными ресурсами [1]. Газогидраты существуют при повышенных давлениях и низких температурах [2], с чем связаны сложности извлечения и изучения реальных образцов. Поэтому в мире, в основном, изучаются физические свойства искусственных гидратосодержащих образцов, сформированных в специализированных установках [4, 6]. В данной работе рассматриваются экспериментальные исследования акустических свойств таких образцов, проведенных на подобной установке.

На акустические свойства гидратосодержащих пород сильное влияние оказывает морфология расположения гидрата в поровом пространстве. В литературе выделяют 2 основных типа гидрата – цементирующий и нецементирующий частицы породы [5]. Ранее было показано, что для данных по скоростям в образцах, содержащих гидрат метана, сформированного методом «

избытком газа», характерна модель обволакивающей цементации, а для содержащих гидрат тетрагидрофурана – нецементирующая модель [3]. При этом тетрагидрофуран представляет собой флюид, при работе с ним в образцах отсутствует газовая фаза. Поэтому для получения образцов, содержащих гидрат метана нецементирующего типа, нами также было показано, что задавив воду, насыщенную метаном, в образец, уже содержащий гидрат метана, наработанный методом «с избытком газа», можно получить гидрат метана нецементирующего типа [7]. В данной работе проводится анализ поглощения продольных Q_P^{-1} и поперечных волн Q_S^{-1} в образцах, при формировании в них гидрата метана указанным способом.

Для оценки поглощения используется метод спектральных отношений, в котором проводится анализ амплитудных спектров сигналов, прошедших через образец, по отношению к спектрам, полученным на эталонном образце. В качестве эталона использовался алюминий. Далее под величиной поглощения будет подразумеваться значение обратной добротности.

Изменение величины поглощения при наработке гидрата метана в образце показано на рис. 1. В самом начале эксперимента значения поглощения Q_P^{-1} и Q_S^{-1} совпадают и равны 0.075. Затем, с началом наработки гидрата цементирующего типа (процесс запускается понижением температуры в область стабильности гидрата метана), величина поглощения уменьшается примерно до 0.025 и 0.05 соответственно. На этапе 2 наработка гидрата цементирующего типа завершена и в образец была задавлена вода, насыщенная метаном. Далее произошло переформирование гидрата в гидрат нецементирующего типа, что сопровождалось падением скоростей продольных (P) и поперечных (S) волн, а также увеличением величины поглощения примерно в 4 раза для обоих типов волн, этап 2-3 на рис. 1. На этапе 3-4 на рис. 1 проводится разложение гидрата посредством нагрева образца. В момент выхода температуры из области стабильности гидрата метана наблюдается характерный скачок давления. При этом Q_P^{-1} после разложения практически не изменяется, а величина Q_S^{-1} падает. По величине скачка давления оценивается итоговое гидратонасыщение образца.

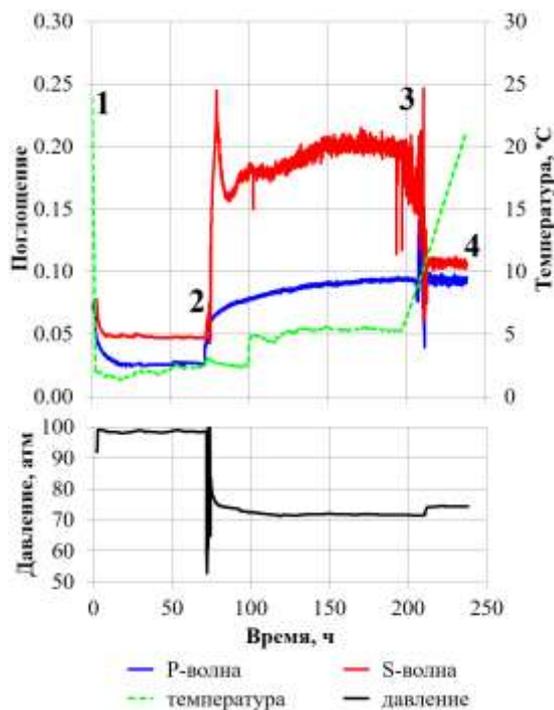


Рисунок 1 – Изменение скоростей P- и S-волн, температуры образца и давления в контуре подвода газа в процессе эксперимента: 1-2 – наработка гидрата цементирующего типа, 2-3 – задавливание воды и наработка гидрата нецементирующего типа, 3-4 – разложение гидрата повышением температуры

Сравнение полученных оценок величины поглощения с данными ранее проведенных экспериментов приведено на рис. 2 [8]. До начала этапа формирования гидрата нецементирующего типа значения Q_P^{-1} и Q_S^{-1} находятся в хорошем соответствии с ранее полученными данными, где для Q_P^{-1} и Q_S^{-1} не наблюдается зависимости от гидратонасыщения. При этом сами величины поглощения

в этом случае достаточно малые, что приводит к большой погрешности их оценки. Переформирование гидрата в нецементирующий тип показало существенное увеличение величины поглощения. Это открывает потенциальную возможность определения зависимости поглощения Р- и S-волн от гидратонасыщения образцов, в которых содержится гидрат нецементирующего типа.

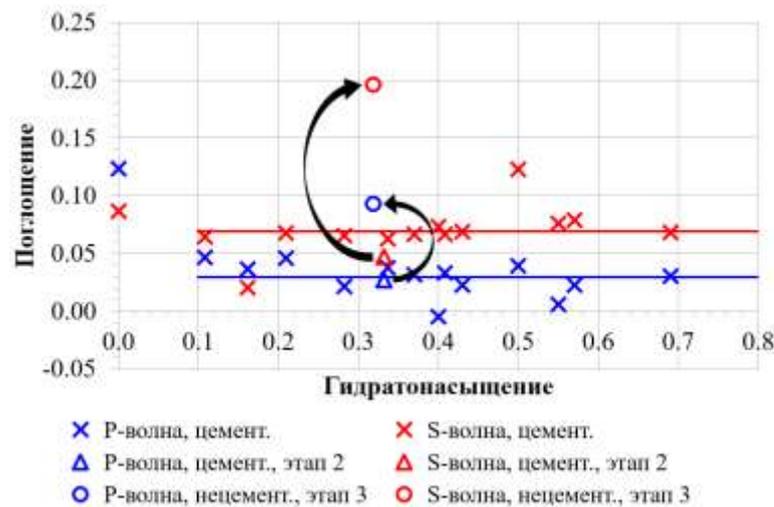


Рисунок 2 – Поглощение продольных и поперечных волн в образцах с различным гидратонасыщением, а также различным типом расположения в поровом пространстве

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ МК-2647.2019.5.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Chong Z.R. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges / Z.R. Chong, S.H.B. Yang, P. Babu, P. Linga, X.-S. Li // *Applied Energy*. – 2016. – V. 162. – P. 1633–1652.
2. Collett T.S. Energy resource potential of natural gas hydrates / T.S. Collett // *AAPG Bulletin*. – 2002. – V. 86. – No. 11. – P. 1971–1992.
3. Dugarov G.A. Laboratory validation of effective acoustic velocity models for samples bearing hydrates of different type / G.A. Dugarov, A.A. Duchkov, A.D. Duchkov, A.N. Drobchik // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2019. – V. 63. – P. 38–46.
4. Priegnitz M. A cylindrical electrical resistivity tomography array for three dimensional monitoring of hydrate formation and dissociation / M. Priegnitz, J. Thaler, E. Spangenberg, C. Rücker, J.M. Schicks // *Review of Scientific Instruments*. – 2013. – Vol. 84. – 104502.
5. Waite W.F. Physical properties of hydrate-bearing sediments / W.F. Waite, J.C. Santamarina, D.D. Cortes, B. Dugan, D.N. Espinoza, J. Germaine, J. Jang, J.W. Jung, T.J. Kneafsey, H. Shin, K. Soga, W.J. Winters, T.-S. Yun // *Reviews of Geophysics*. – 2009. – V. 47. – RG4003. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1029/2008RG000279>
6. Winters W.J. GHASTLI – determining physical properties of sediment containing natural and laboratory-formed gas hydrate / W.J. Winters, W.P. Dillon, I.A. Pecher, D.H. Mason // *Natural gas hydrate in oceanic and permafrost environments* – Springer, 2000. – Chapter 24. – P. 311–322.
7. Дугаров Г.А. Лабораторное исследование песчаных образцов, содержащих гидрат метана нецементирующего типа / Г.А. Дугаров, А.А. Дучков, А.Д. Дучков, А.Ю. Манакон, К.Э. Купер, М.И. Фокин, А.Н. Дробчик // *Геофизические технологии*. – 2018. – №2. – С. 41–50. Режим доступа: <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-2-4>
8. Дучков А.Д. Лабораторные исследования скорости и поглощения ультразвуковых волн в песчаных образцах, содержащих воду/лед, гидраты метана и тетрагидрофурана / А.Д. Дучков, Г.А. Дугаров, А.А. Дучков, А.Н. Дробчик // *Геология и геофизика*. – 2019. – Т. 60. – №2. – С. 230–242.

УДК 550.8.08

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ МИКРОСТРУКТУРЫ И АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ И МЕРЗЛЫХ ОБРАЗЦОВ

Дробчик Аркадий Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, DrobchikAN@gmail.com

Лемзяков Алексей Георгиевич

Институт ядерной физики им. Г.И. Будкера, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, lemzyakov89@gmail.com

Была разработана камера для формирования гидратосодержащих образцов и проведения акустического просвечивания образца с одновременным проведением рентгеновской компьютерной томографии. Приводятся результаты испытаний разработанного оборудования. Данная установка в дальнейшем позволит провести эксперименты для исследования взаимосвязи акустических свойств газовых гидратов с микроструктурой газового гидрата в зависимости от условий их формирования.

Ключевые слова: газогидраты, акустические измерения, высокоразрешающая рентгеновская компьютерная томография, микроструктура

LABORATORY SETUP FOR STUDYING THE MICROSTRUCTURE AND ACOUSTIC PROPERTIES OF HYDRATE-BEARING AND FROZEN SAMPLES

Drobchik Arkadiy

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, DrobchikAN@gmail.com

Lemzyakov Alexey

Budker Institute of Nuclear Physics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (BINP SB RAS), Novosibirsk, Russia, lemzyakov89@gmail.com

The laboratory setup for the formation of hydrated samples with acoustic transmission of the sample and x-ray tomography was created. Test results of the developed equipment are presented. The setup will carry out experiments to study the relationship between acoustic properties and the microstructure of gas hydrate depending on the conditions of their formation.

Keywords: gas hydrates, acoustic measurements, high-resolution X-ray computed tomography, microstructure

Природные газовые гидраты являются нетрадиционным источником углеводородов. Они распространены как на суше, так и на море – там, где выполняются термобарические условия стабильности для газовых гидратов, а также присутствует в необходимом количестве вода и газ гидратообразователь. Потенциальные запасы газа заключенного в гидратах превышают $1,5 \times 10^{16} \text{ м}^3$ [1].

Для исследования газовых гидратов создаются установки, позволяющие формировать газогидраты в лабораторных условиях и в дальнейшем проводить их комплексные исследования. Ранее в России уже была создана специализированная установка, позволяющая формировать искусственные гидратосодержащие образцы и изучать их акустические свойства [2]. В ходе экспериментов были получены данные зависимости акустических свойств от гидратонасыщения. По результатам интерпретации данных зависимостей был сделан вывод, что на физические свойства

влияет не только количество газового гидрата, но и тип заполнения пор. Например, для гидрата в песчаных образцах в перечисленных экспериментах использовалась модель цементирующего типа, load-bearing [3]. Для более надежной интерпретации акустических измерений и определения связи со структурой гидрата в пористом образце актуальной является задача проведения одновременных акустических измерений и построения изображений микроструктуры пористого пространства в процессе гидратообразования.

Для детального исследования микроструктуры газового гидрата был привлечен метод вычислительной рентгеновской томографии (ВРТ) выполнялись на станции синхротронного излучения «Микроскопия и томография» ВЭПП-3 ИЯФ СО РАН. Это потребовало разработки новой камеры. В первую потребовалось уменьшение камеры и переход на рентгеностойкие и рентгенопрозрачные материалы. Был найден оптимальный размер и материал камеры (РЕЕК 1000). Диаметр образца был уменьшен до 10 мм, при таком размере песчаного образца достигается необходимый контраст и обеспечивается необходимое пространственное разрешение при томографической съемке. При этом качество акустического просвечивания остается приемлемым, так как уменьшение образца ведет к уменьшению площади пьезодиска и соответственно его чувствительности.

Основные элементы системы: ячейка из двух обтюраторов и образца между ними, обжатая термоусадкой из витона; камера высокого давления; система охлаждения; набора фильтров, обрезавших низкоэнергетическую компоненту спектра синхротронного излучения; сцинтиляционный экран и ПЗС матрица. Схема камеры и фото установки приведены на (рис.1).

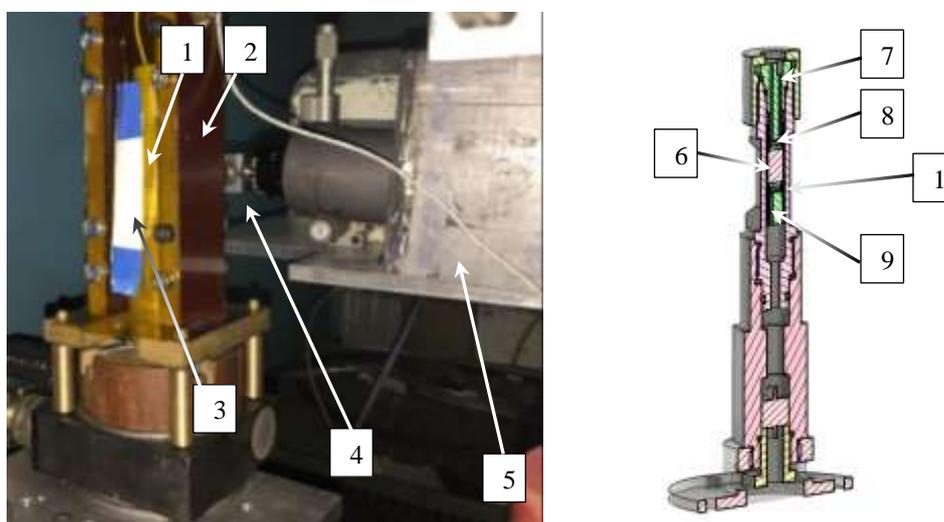


Рисунок 1 – Фото рабочего пространства станции синхротронного излучения (слева) и модель камеры для формирования гидратосодержащих образцов в разрезе (справа).

Условные обозначения: 1- трубка из рентгенопрозрачного пластика, 2 - тубус для концентрации холодного воздуха, 3 – мишень для определения положения пучка, 4 – сцинтилляционный экран, 5 – ПЗС матрица, 6 – образец, 7 - канал для подвода газа; 8, 9 - акустические датчики.

Для регистрации набора рентгеновских изображений необходимых для восстановления трехмерной структуры образца методом ВРТ, использовались тонкоплёночные сцинтилляционные экраны и высокоразрешающая ПЗС матрица. Для достижения максимального контраста томографических изображений были подобраны толщины рентгеновских фильтров и сцинтилляционных экранов. Толщина рентгеновских фильтров определяет спектр и интенсивность синхротронного излучения, используемого в эксперименте. При этом, толщина фильтра должна была быть достаточной, для удаления низкоэнергетической части спектра, а с другой стороны минимально возможной, чтобы обеспечить, высокую интенсивность излучения и минимизировать время экспозиции при регистрации высокоразрешающих изображений. Пример ВРТ сухого кварцевого песка приведен на (рис. 2, слева).

Была разработана и испытана на эталонах новая конструкция пьезокерамических акустических преобразователей. Система охлаждения была собрана на базе генератора холодного

воздуха, что исключило необходимость в охлаждающей рубашке, что необходимо для получения качественных томографических изображения. Была доработана система автоматизированного проведения эксперимента с учетом применения нового оборудования. Проверка акустической системы проводилась совместно с системой охлаждения путем тестовой заморозки/разморозки песчаного образца, содержащего воду. При заморозке наблюдается характерный скачок скоростей Р-волны (рис. 2, справа). Оцененные значения скоростей в замороженном и размороженном состоянии соответствуют значениям из данных экспериментов, проводимых на другой специализированной установке по формированию и изучению акустических свойств гидратосодержащих образцов (диаметром 30 мм и высотой 40-50 мм) без возможности проведения томографии.

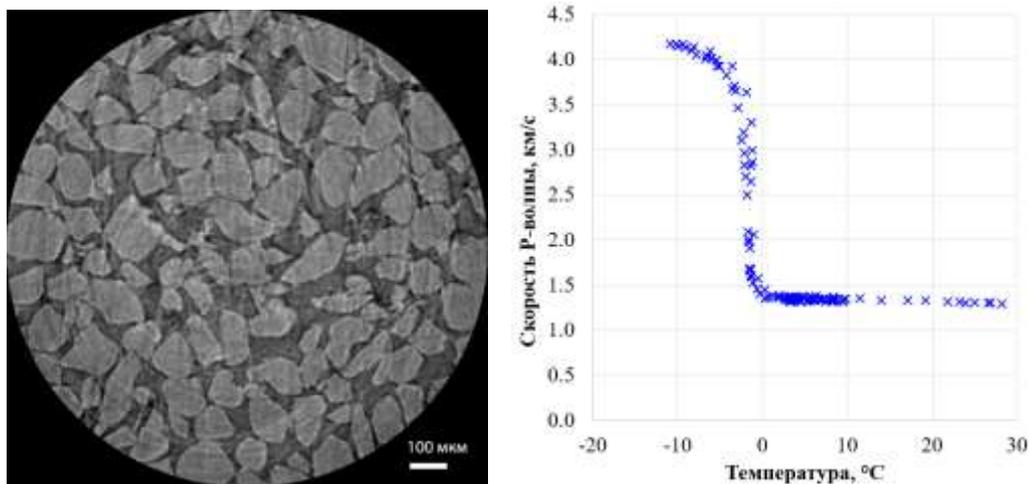


Рисунок 2 – Результаты испытания новой камеры: томографическое изображение песка фракции 0.1–0.2 мм (слева); зависимость изменения скорости продольной волны в ходе промораживания песчаного образца фракцией 0.1–0.2 мм (справа)

В ходе работ были выполнены исследования и расчеты, позволившие спроектировать и изготовить камеру для формирования гидратосодержащих образцов и проведения акустических измерений одновременно с рентгеновской томографией с использованием синхротронного излучения. Были получены тестовые снимки образцов песка методом ВРТ, проведена проверка акустического просвечивания на эталонах и на влажном песчаном образце в ходе заморозки. Таким образом, были проведены все необходимые тесты, которые показывают готовность камеры к изучению акустических свойств и микроструктуры порового пространства гидратосодержащих и мерзлых пород.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №18-32-00647.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Makogon, Y.F. Commercial gas production from Messoyakha deposit in hydrate conditions / Y.F. Makogon, R.Y Omelchenko // Journal of Natural Gas Science and Engineering – 2013 – V.11. - Pp1–6.
2. Дучков А.Д., Лабораторные измерения акустических свойств гидратосодержащих песчаных образцов (аппаратура, методика и результаты) / А.Д. Дучков, А.А. Дучков, М.Е. Пермяков, А.Ю. Манаков, Н.А. Голиков, А.Н. Дробчик // Геология и геофизика. – 2017.- Т.58. - № 6. - С. 900–914.
3. Dvorkin, J. Introduction to physical properties and elasticity models (Chapter 20) / J. Dvorkin, M.B. Helgerud, W.F. Waite, S.H. Kirby, A. Nur // In: Max, M.D. (Ed.), Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 2000 - Pp. 245–260.

УДК 553.98

ОБЪЕМНАЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА В РАЙОНЕ СКВ. ВИЛЮЙКАНСКАЯ-1 ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ

Иванова Ирина Игоревна

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г.Новосибирск, Россия, вед. инженер, IrinaIgorевнаIvanova888@gmail.com

Белая Анастасия Александровна

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г.Новосибирск, Россия, зав. лабораторией, n.zabortseva@gmail.com

Махнач Елена Николаевна

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г.Новосибирск, Россия, нач. отдела, elenamakhnach@ya.ru

Тригубович Георгий Михайлович

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г.Новосибирск, Россия, главный науч. сотрудник, mail@aerosurveys.ru

В работе рассматривается современный подход к совместной 3D-интерпретации данных электроразведки МТЗ и ЗСБ с целью изучения геологического строения ниже–среднекембрийских рифогенных образований в районе места заложения параметрической скважины Вилюйканская 1

Ключевые слова: 3D-ЗСБ, МТЗ, объемная геоэлектрическая реконструкция, параметрическая скважина

CREATION OF A VOLUME MODEL OF THE NEAR-WELLBORE SPACE IN THE AREA OF THE PARAMETRIC WELL VILYUYKANSKAYA 1 BY ELECTRICAL EXPLORATION RESULTS

Ivanova Irina

*Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS),
Novosibirsk, Russia, Lead Engineer, IrinaIgorевнаIvanova888@gmail.com*

Belaya Anastasia

*Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS),
Novosibirsk, Russia,
Head the laboratory, n.zabortseva@gmail.com*

Makhnach Elena Nikolaevna

*Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS),
Novosibirsk, Russia,
Head of Division, elenamakhnach@ya.ru*

Trigubovich Georgy Mikhailovich

*Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS),
Novosibirsk, Russia,
Head the laboratory, head researcher, mail@aerosurveys.ru*

The report considers a modern approach to the joint 3D-interpretation of the MT and TEM electrical prospecting data with the aim of the research the geological structure of the Lower – Middle Cambrian reef formations near the location of the Viliuykanskaya 1 parametric well

Keywords: electromagnetics, exploration, magnetotelluric sounding, TEM

Вилуйканская площадь имеет сложное геологическое строение, обусловленное большим количеством разрывных нарушений и траповых интрузий. Изучение рифовых систем в связи с нефтепоисковыми работами стало вполне традиционным направлением, для некоторых стран они являются главнейшим и весьма богатым источником углеводородов [4]. Вилуйканская параметрическая скважина 1 закладывается с целью выделения и прослеживания ниже–среднекембрийских рифовых образований. Они имеют специфическое строение: между субпараллельными горизонтами лежит толща, которая не только закономерно изменяется по мощности и по составу, но имеет отчетливое клиноформное строение, со значительно более крутым, чем в перекрывающих и подстилающих отложениях, падением слоев в направлении внутренней области некомпенсированного прогиба [5]. Выше лежит толща отложений аналогов эвенкийской свиты. Четко выраженная фациальная зональность кембрийских рифовых комплексов позволила разработать геологическую модель, которая была взята за основу при интерпретации данных электроразведки и сейсморазведки.

Для работ на данной площади применялся комплекс геофизических методов, хорошо зарекомендовавший себя при ограниченных ресурсах на проведение исследований. Ядро комплекса методов составляет 3D–электроразведка МТЗ [1] и ЗСБ [2] с использованием высокоточной системы математического моделирования электромагнитных полей при поддержке мониторинговых наблюдений сейсмической эмиссии и КАГС - комплексной двухметодной вертолетной аэрогеофизики [3] (магниторазведка, аэроэлектроразведка с ЭМ - каналом высокой грунтопроникающей способности в режиме становления поля).

В результате реконструкции объемной модели околоскважинного пространства по данным электроразведки получены геоэлектрические разрезы вдоль электроразведочных профилей. На рисунке 1 приведен геоэлектрический разрез вдоль профиля 7, полученный по результатам 3D - интерпретации данных электроразведки через скважину Вилуйканская 1. На фоне относительно низкого сопротивления выделяются локальные объекты повышенного сопротивления (до сотен Ом·м), объединяющиеся в зоны, которые интерпретируются как купола и крупные органогенно-обломочные массивы. Сверху косослоистый комплекс среднего-верхнего кембрия перекрывают терригенные отложения эвенкийской свиты и ее аналогов, с сопротивлением 10 – 100 Ом·м. Подстилается комплекс отложениями зеленоцветной и оленекской свиты, которые картируются аномалиями повышенной проводимости.

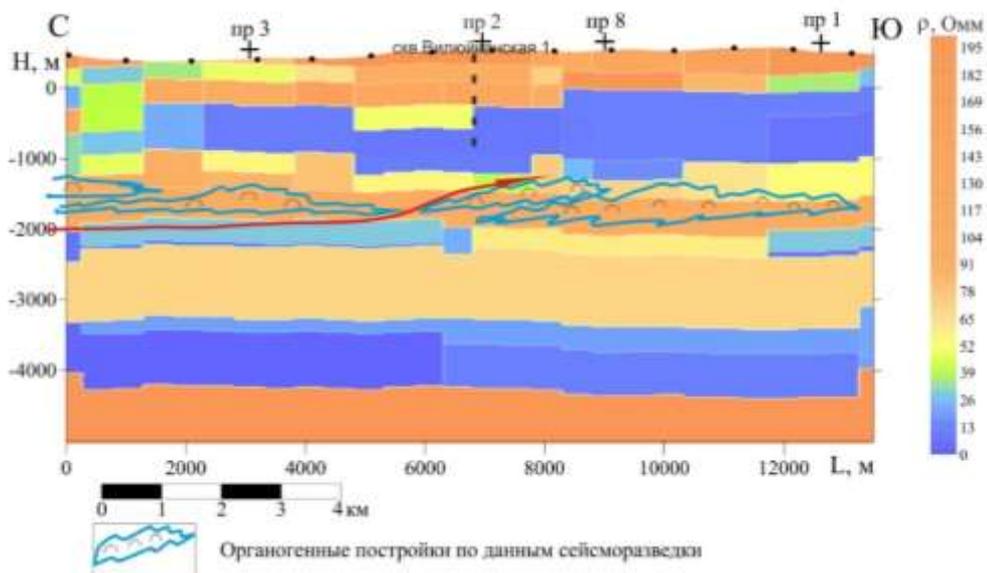


Рисунок 1 – Геоэлектрический разрез вдоль профиля 7 (Вилуйканская площадь), полученные по результатам 3D интерпретации данных электроразведки

Рифовый комплекс, представленный чукукской свитой, располагается внутри косолистой толщи, выделяемой на сейсмических разрезах по характерному рисунку записи [6]. Во время ее формирования происходило заполнение топографической впадины глинисто-карбонатными отложениями, которые выделяются повышенными значениями суммарной проводимости, составляющими 50-100 См. На фоне таких значений выделяются локальные аномалии интенсивностью 25 См и ниже, которые интерпретируются как разобщенные органогенные постройки (отдельные купола и органогенные массивы, их фрагменты).

В результате выполнения работ получена объемная модель в виде распределения электромагнитных и сейсмических параметров (Рис. 2). Она позволила выделить и оконтурить распознанные органогенные постройки, а также спрогнозировать их насыщение и качество покрышек над ними. По данным сейсмической эмиссии выделены зоны трещиноватости, с ними может быть связана миграция УВ-газов и флюидов. Совместная интерпретация методов позволила уточнить место заложения проектной скважины, которое оценивается как благоприятное для решения поставленных геологических задач.

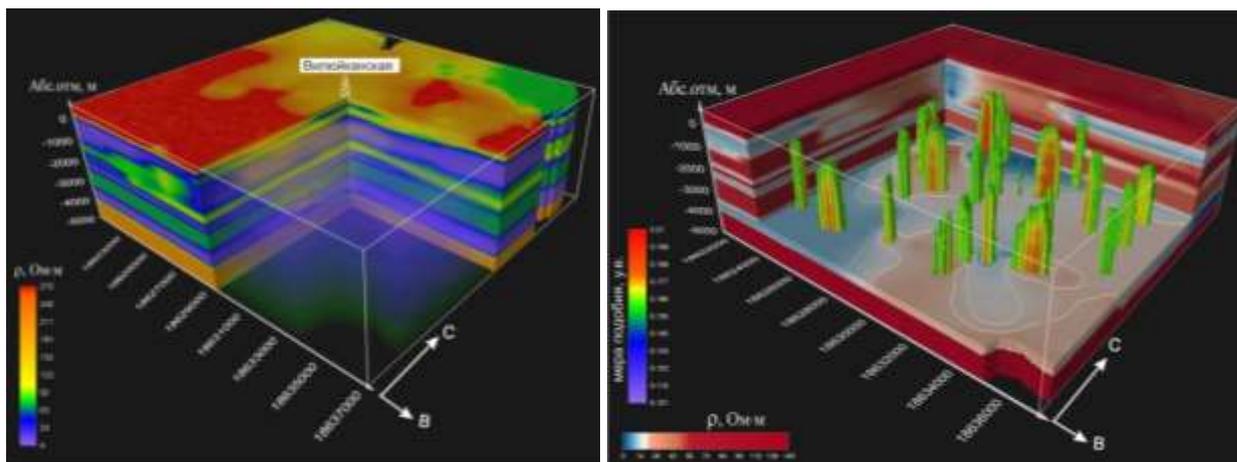


Рисунок 2 – Итоговая трехмерная объемная модель по данным ЗСБ и МТЗ. Куб электромагнитных данных (слева) и срез объемной геоэлектрической модели на глубине 3500 м, совмещенной с данными сейсмоэмиссии (справа) Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бердичевский М.Н. Модели и методы магнитотеллурики / М.Н. Бердичевский, В.И. Дмитриев. - М.: Научный мир, 2009. - 679 с.
2. Тригубович Г. М. 3D-электроразведка становлением поля / М.Г. Персова, Ю.Г. Соловейчик. – Новосибирск : Наука, 2009. – 214 с.
3. Kamenetsky F.M. Transient Geo-Electromagnetics / F.M. Kamenetsky, E.H. Stettler, Trigubovich G.M. / L-M University of Munich, Germany, 2010. - p. 306
4. Асташкин В.А. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы / В.А. Асташкин, Варламов А.И., Губина Н.К. и др. / Труды СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1984, 181 с.
5. Сухов С.С. Фациально-стратиграфическая модель Далдыно-Мархинской банки – иллюстрация закономерностей карбонатонакопления на Сибирской платформе. – Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений /Сухов С.С.// Материалы второго Всероссийского симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. Сыктывкар: Геопринт, 2001, с. 237 – 239.
6. Соболев П.Н. Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности верхнекембрийских и кембрийских отложений Северо-Алданской нефтегазоносной области. // Дисс. канд. геол.-мин. наук. Новосибирск., 1987. – 139 с.

УДК 550.832

ВЛИЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕ-ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ГЛИН ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Крошка Елена Сергеевна

Омский государственный педагогический университет, г. Омск, Россия, научный сотрудник, smallermoon@mail.ru

Родионова Ольга Васильевна

Омский государственный педагогический университет, г. Омск, Россия, старший научный сотрудник, olga_vk07@list.ru

Репин Андрей Владимирович

Омский государственный педагогический университет, г. Омск, Россия, старший научный сотрудник, repinrew@mail.ru

В работе приведены результаты диэлектрических измерений каолиновой и бентонитовой глин, насыщенных водо-нефтяной эмульсией при положительных и отрицательных температурах. Показано, что при отрицательных температурах спектры комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) глин существенно различаются. Рассмотрены физические механизмы, обуславливающие различие в спектрах.

Ключевые слова: диэлектрическая проницаемость, связанная вода, каолиновая глина, бентонитовая глина, отрицательные температуры, водо-нефтяная эмульсия.

EFFECT OF HYDROCARBONS ON ELECTROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF OIL-WATER-SATURATED CLAYS AT NEGATIVE TEMPERATURES

Kroska Elena

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Researcher, smallermoon@mail.

Rodionova Olga

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Researcher Officer, olga_vk07@list.ru

Repin Andrey

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Researcher Officer, repinrew@mail.ru

The paper presents the results of dielectric measurements of kaolin and bentonite clays saturated with oil-water emulsion at positive and negative temperatures. It is shown that at negative temperatures, the spectra of complex dielectric constant (CDP) of clays differ significantly. Physical mechanics causing differences in spectra are considered.

Keywords: dielectric constant, bound water, kaolin clay, bentonite clay, negative temperatures, water-oil emulsion.

Данные о комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) $\epsilon^* = \epsilon' - j\epsilon''$ сред в широком диапазоне частот необходимы для решения задач по зондированию коллекторов электромагнитными импульсами и при интерпретации данных индукционного и диэлектрического каротажа [3]. В работах [2, 6] показано, что спектры КДП в мегагерцовом диапазоне частот имеют сложный вид, что связано с различным минеральным составом сред, а также с наличием поверхностей раздела между различными фазами. Авторами работы [2] выяснено, что при

появлении воздуха в водонасыщенных песках в мегагерцовом диапазоне часто возникает дополнительный релаксационный процесс, обусловленный, по-видимому, поляризацией на границе вода–воздух. В работе [5] показано, что КДП в нефтенасыщенных глинах существенно зависят от температуры. Это связано с тем, что при увеличении температуры изменяются диэлектрические характеристики компонентов насыщающего флюида (дизельного топлива и воды).

Нами было проведено исследование двух типов глин, насыщенных эмульсией дизельное топливо – вода (в различных пропорциях), в диапазоне температур от 25 °С до –15 °С. Целью исследования было выяснение типов релаксационных процессов, возникающих при отрицательных температурах при фазовом превращении воды в твердую фазу и их влияние на КДП.

Были проведены диэлектрические измерения каолиновой и бентонитовой глин. Удельные площади поверхности глин были измерены методом адсорбции азота. Удельные площади поверхности равнялись 17 м²/г для каолина и 70 м²/г для бентонита. В качестве насыщающего флюида была выбрана эмульсия, т.к. в работе [4], показано, что очередность добавления углеводородов или воды существенно влияет на результат измерения. Образцы насыщались эмульсией дизельное топливо – вода в пропорциях 100/0, 75/25, 50/50 и 25/75 по объему.

Измерения проводились в одной ячейке с использованием векторного анализатора цепей RONDE&SCHWARZ ZNB8 и измерителя импедансов KEYSIGHT TECHNOLOGIES E4990. Применение этих приборов позволяет получить спектры в диапазоне частот от 1 кГц до 8,5 ГГц. Методика измерения подробно изложена в [1]. Для температурных измерений использовалась климатическая камера ТН-МЕ-25 с рабочим диапазоном температур от -20 до 80 °С, с погрешностью установки температуры 0,3 °С. Измерения были проведены при температурах 25, 1, –5, –10, –15 °С. Установка температуры в образце контролировалась по показаниям векторного анализатора цепей ZNB8.

На рис. 1. представлены значения действительной ϵ' части КДП для каолиновой глины при различных температурах. Хорошо заметно, что по мере возрастания доли воды значения действительной части КДП растут (рис. 1а). При уменьшении температуры значения ϵ' уменьшаются. В образце с высоким содержанием воды (кривая 4) наблюдается резкое уменьшение значений, что говорит о превращении воды в лед (рис. 1б).

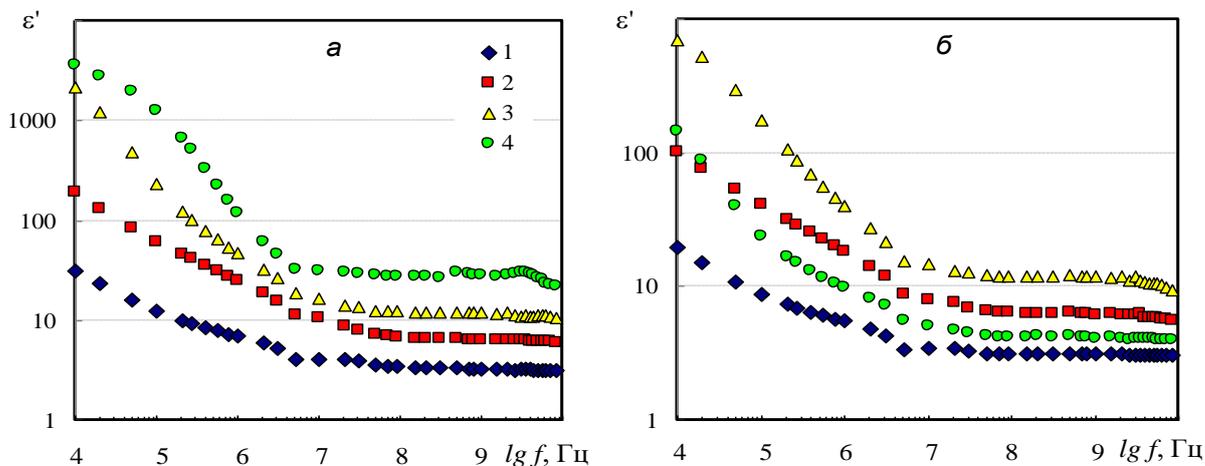


Рисунок 1 – Зависимость действительной части КДП ϵ' от частоты для каолиновой глины насыщенной эмульсией при температурах 25 °С (а) и -5 °С (б)

Отношение объема дизельного топлива к объёму воды в эмульсии: 1 – 100/0, 2- 75/25, 3 – 50/50, 4 – 25/75.

Аналогичное поведение наблюдается в образцах с бентонитовой глиной. Сравнение двух типов глин показывает (рис. 2), что значения ϵ' в бентонитовой глине значительно выше, из-за большего количества воды и большей удельной поверхности. Анализ зависимости тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta = \epsilon''/\epsilon'$ говорит о том, что при положительных и отрицательных температурах проявляются различные релаксационные механизмы (рис. 2б). При положительных температурах на частотах порядка 1-4 ГГц проявляется релаксация, вызванная ориентационной поляризацией молекул воды. В мегагерцовом диапазоне появляется релаксация, вызванная поляризацией границы дизтопливо-вода. В килогерцовой области проявляется низкочастотная

релаксация, которую связывают релаксацией на границе вода–минерал. При отрицательной температуре релаксация, вызванная ориентационной поляризацией молекул воды, исчезает, т. к. вода переходит в твердую фазу. В диапазоне частот от 50 МГц до 2 ГГц появляется релаксация, вызванная поляризацией на границе дизтопливо–лед. А в килогерцовой области, проявляется релаксация, которая может быть обусловлена поляризацией на границе, дизтопливо–воздух, либо воздух – лед. Низкочастотная релаксация, проявляется в диапазоне ниже 1 кГц.

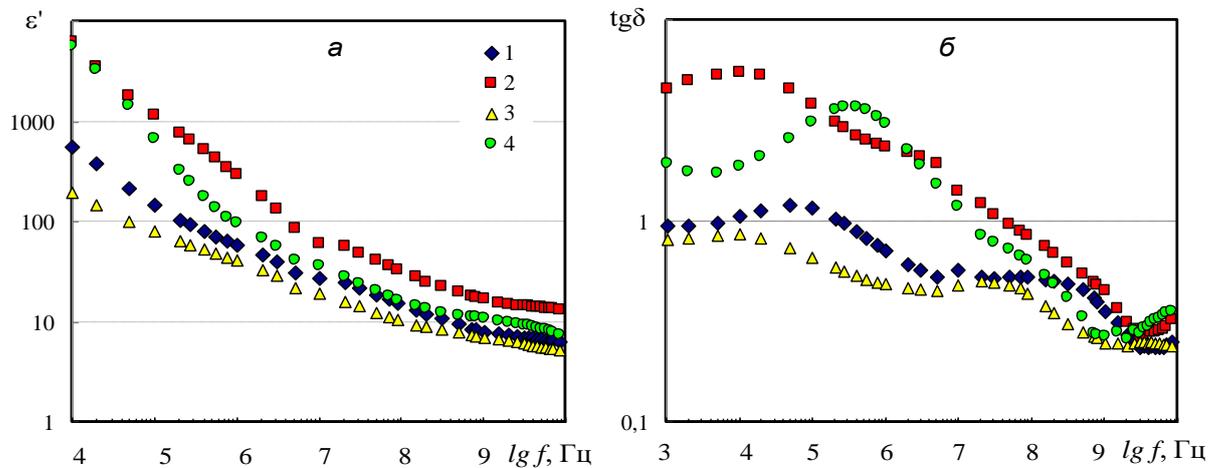


Рисунок 2 – Зависимость действительной части КДП (а) и тангенса угла диэлектрических потерь (б) от частоты для каолиновой глины (1, 3) и бентонитовой глины (2,4) насыщенных эмульсией при температурах 25 °С (1,2) и -5 °С (2,4)

Таким образом, очевидно, что в различных типах глин, при положительных и отрицательных температурах проявляются различные поляризационные механизмы. Для их физической интерпретации необходимо провести дополнительные измерения и выполнить моделирование.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 18-35-00284 мол_а).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Bobrov P. P. Wideband Frequency Domain Method of Soil Dielectric Properties Measurements / P. P. Bobrov, A.V. Repin, O.V. Rodionova // IEEE Trans. Geosci. Remote Sens. – May 2015. – Vol. 53. – №5. – P. 2366–2372.
2. Lapina A.S. Electromagnetic Waves Attenuation in the Sandstones with Grains of Different Size at Imbibition and Drying / Lapina A.S., Bobrov P.P. // Progress in Electromagnetics Research M. – 2016. – Vol. 45– P. 9–16.
3. Аксельрод С. М. Новые тенденции в диэлектрическом каротаже / С.М. Аксельрод // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. – 2012. – Вып. 4. – С. 78–112.
4. Бобров П.П. Спектры комплексной диэлектрической проницаемости нефте- водонасыщенных рыхлых карбонатных пород / П.П. Бобров, А.С. Лапина // Известия высших учебных заведений. Физика. – 2012. – Т. 55. – №8/3. — С. 117 – 119.
5. Эпов М.И. Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах / М.И. Эпов, П.П. Бобров, В.Л. Миронов, А.В. Репин // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – №9. – С. 1302–1309.
6. Эпов М.И. Исследование диэлектрической проницаемости нефтесодержащих пород в диапазоне частот 0,05–16 ГГц / М.И. Эпов, В.Л. Миронов, П.П. Бобров, И.В. Савин, А.В. Репин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 5. – С. 613-618.

УДК 550.34

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ДЛЯ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Магомедов Антон Юрьевич

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, Россия, ведущий специалист,
aymagomedov@tnc.rosneft.ru*

В работе представлены результаты объектно-ориентированного подхода к обработке сейсмических данных с целью повышения разрешающей способности и надежности прослеживаемости целевого объекта.

Ключевые слова: надежная прослеживаемость, целевой объект, горизонт, турон.

EXPERIENCE OF APPLICATION OF AN OBJECT-ORIENTED APPROACH FOR PROCESSING SEISMIC MATERIAL

Magomedov Anton

*LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia, Leading Specialist,
aymagomedov@tnc.rosneft.ru*

The paper presents the results of an object-oriented approach to seismic data processing in order to improve the resolution and reliability of the target object traceability.

Keywords: reliable traceability, target object, horizon, Turon.

При обработке сейсмического материала важно получить результат с максимально возможной разрешенностью и надежным прослеживанием целевых отражающих горизонтов. При этом одним из обстоятельств, затрудняющим достижение такого результата, является то, что внимание специалиста-обработчика распределяется на весь разрез с целью получения результата одинакового уровня на всем временном интервале, а также то, что зона интереса может измениться и возможно потребуется обратить более пристальное внимание уже на другой горизонт или интервал. Кроме этого нам заранее неизвестно, удастся ли полностью устранить влияние проблем, которыми осложнен наш целевой объект и насколько успешно в итоге будут решены все поставленные геологические задачи. В связи с этим возникает необходимость в переобработке сейсмических данных, но уже с учетом знания на каком времени находится целевой интервал и с какими сложностями в ходе его выделения придется столкнуться.

В нашем случае возникла необходимость в переобработке сейсмических данных с прицелом на горизонт, приуроченный к турону. На исследуемом нами участке этот горизонт характеризуется тем, что при стандартной обработке, как правило, не выдержан по площади исследования и трудно прослеживаем [1].

Итак, цель исследования - получить максимальную разрешенность и надежную прослеживаемость горизонта, приуроченного к турону.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи в ходе обработки сейсмического волнового поля:

- подавление помех различного типа
- расчет и тестирование параметра компенсации поглощения
- подготовка данных для расчета оптимальных фильтров деконволюции, для обеспечения максимально возможной разрешенности
- тестирование нескольких различных алгоритмов деконволюции
- сохранение соотношений амплитуд отражений
- тестирование и выбор оптимального способа регуляризации данных
- подбор и тестирование параметров миграции до суммирования
- многоканальная спектральная балансировка

Надо отметить, что в ходе переобработки граф отличался от того, что использовался при первичной обработке. Существенным отличием стало:

- обратная Q фильтрация до деконволюции
- жесткое шумоподавление данных для расчета операторов деконволюции
- регуляризация по классам удалений. Шаг по удалениям специально подбирался для данных условий

- применение вычитания кратных волн по сейсмограммам до миграции
- частотно-зависимая коррекция остаточных временных сдвигов после миграции
- динамическая коррекция со спектральной декомпозицией

Применение этих процедур стало одним из главных факторов, влияющих на положительный результат, а именно улучшение прослеживаемости горизонта приуроченного к турону. Однако мы смогли прийти к такому результату, благодаря тому, что точно знали на какой временной интервал ориентироваться, чтобы сравнивать результаты применения разных подходов и уже заранее могли оценить те осложнения, которые могли препятствовать достижению результата [2].

На рисунке 1 приведены результаты предыдущей обработки и переобработки. Видно, что в результате переобработки удалось обеспечить надежное прослеживание горизонта, приуроченного к турону (рис. 1).

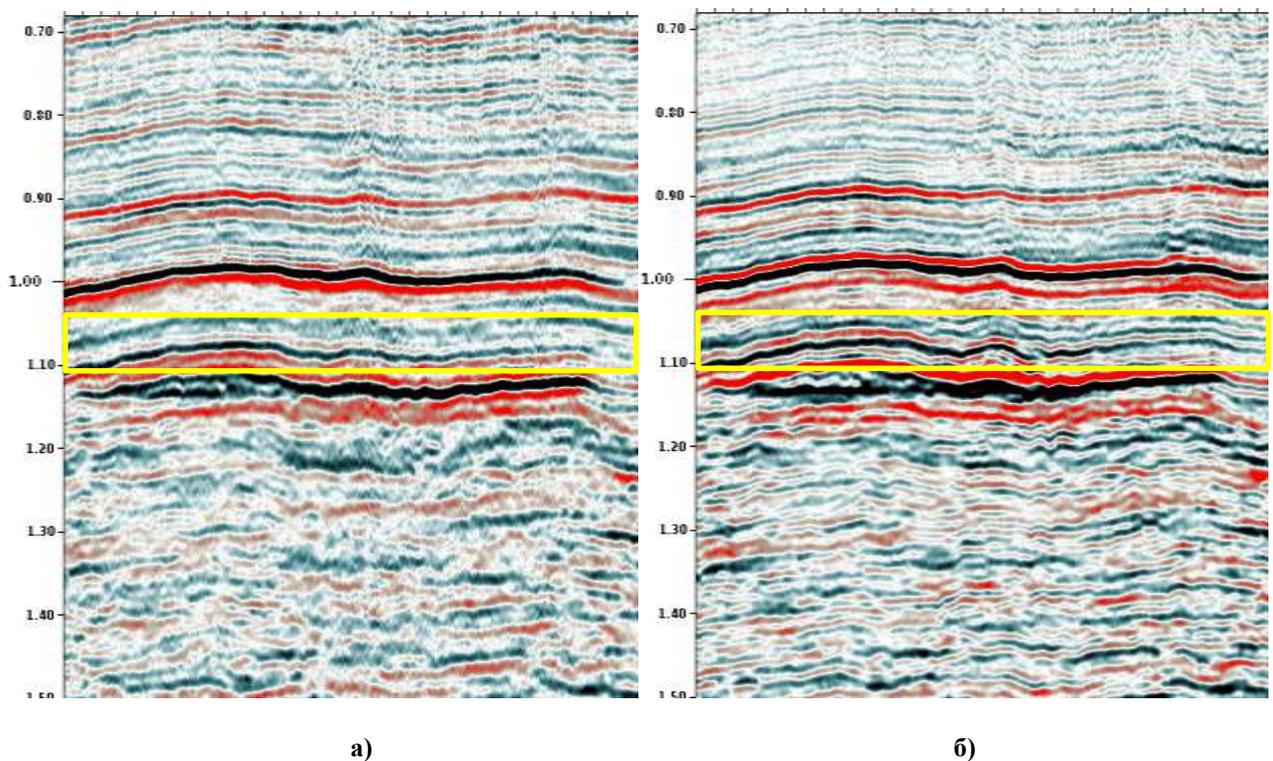


Рисунок 1 – а) Результат первичной обработки; б) Результат переобработки

 - Целевой горизонт

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию / Н.Н. Пузырев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 1997. - 301 с.
2. Поздняков В.А. Объектно-ориентированная технология построения сейсмических изображений среды: автореф. дис. док-ра геол.-минерал. Наук / В. А. Поздняков – Красноярск, 2005. - 344 с.

УДК 550.832

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД (АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР)

Мезин Андрей Алексеевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, MezinAA@ipgg.sbras.ru

Работа посвящена анализу отечественной и зарубежной научной литературы, направленной на изучение методов определения диэлектрической проницаемости образцов горных пород и ее поведения в зависимости от частоты для дальнейшего определения водо- и нефтенасыщения.

Ключевые слова: диэлектрическая проницаемость, горные породы, водо- и нефтенасыщенность, экспериментальная ячейка.

THE METHODS FOR DETERMINING THE DIELECTRIC PERMITTIVITY OF ROCKS (ANALYTICAL REVIEW)

Mezin Andrey Alekseevich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, MezinAA@ipgg.sbras.ru

The work is devoted to the analysis Russian and foreign scientific literature, aimed at studying methods for determining the dielectric constant of rock samples and its behavior depending on the frequency for further determination of water and oil saturation.

Keywords: dielectric permittivity, rocks, water and oil saturation, experimental cell.

Изучение диэлектрических свойств вещества в зависимости от частоты, температуры и других факторов является одной из актуальных задач для научного и технического применения. Такие исследования дают возможность получить некоторые закономерности строения молекул, которые позволяют разрабатывать необходимые изоляционные материалы с заданными свойствами. Исследование диэлектрических свойств материалов началось с того, как П. Друде предложил метод определения диэлектрических свойств на высоких частотах. Методики определения диэлектрических свойств разных материалов необходимы для контроля качества продукции в промышленности, для диагностического применения в области биомедицины, в дистанционном радиозондировании, в диэлектрическом каротаже нефтяных и газовых скважин, а также для определения многочастотных релаксационных процессов образцов горных пород.

Для изучения релаксационных процессов необходимо проводить измерения диэлектрической проницаемости в широком частотном диапазоне с высокой точностью. В существующих методиках используются разные экспериментальные ячейки и измерительные приборы для разных веществ и частотных диапазонов. В статье [6] использовалась коаксиальная экспериментальная ячейка. Погрешность измерения действительной части комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) на частоте 3 ГГц около 1% (соответствует отношению длины волны к длине ячейки около 5), и 5% – на частоте 50 МГц (соответствует отношению около 12). Таким образом, погрешность измерения диэлектрических свойств веществ с проницаемостью около 3-5 отн.ед. (нефть) на ячейках, длина которых обычно составляет около 10 см, в низкочастотной части спектра (<100 МГц) становится неприемлемо большой. Поэтому в низкочастотной области традиционно используют экспериментальную ячейку конденсаторного типа.

Многие авторы в своих работах отмечают факт влияния электродной поляризации, которая проявляется в диапазоне частот до 10^5 Гц [5]. в литературе можно найти разные приемы и методики, позволяющие ослабить или устранить эффект электродной поляризации. Некоторые авторы

добавляют дополнительный слой между электродами и образцом (фильтровальную бумагу, насыщенную слабым электролитом; полимерную пленку; воздушный зазор), а также применяют 2-х и 4-х контактные методы измерения, наиболее подробно описанные в [4]. По результатам, представленным в литературе, можно сделать вывод, что 4-х контактный метод лучше работает на частотах до 10 кГц, а 2-х контактный – при более высоких частотах (до 100 кГц).

Таким образом, можно сделать вывод, что для определения водо- и нефтенасыщенности образцов горных пород следует использовать коаксиальную ячейку в виде цилиндрического конденсатора. Данный тип измерительной ячейки позволит изучать КДП образцов керна, шлама и водонефтяных эмульсий в широком диапазоне частот без существенного изменения параметров эквивалентной цепи. Результаты таких исследований позволят разработать методику определения водо- и нефтенасыщенности образцов в лабораторных условиях и в короткие сроки. Возможно, даже в непосредственной близости от места разработки месторождения.

Еще одним перспективным методом определения петрофизических параметров пород-коллекторов является ЯМР-релаксометрия. Методы измерения КДП и ЯМР-характеристик имеют разную природу взаимодействия электромагнитного поля с гетерогенной средой, однако описываются близкими механизмами этого взаимодействия. Так, например, ЯМР-данные слабо зависят от минерализации и сильно от вязкости насыщающего флюида, в то время как зависимость диэлектрических параметров обратная.

В статьях [1-3] авторы экспериментально показали возможность определения петрофизических параметров используя метод ЯМР-релаксометрии. Из полученных данных видна зависимость ЯМР-параметров от глинистости песчано-алевритовых образцов, а также изменение ЯМР-характеристик не только от количества и типа глин, но и от размера зерен и свойств алевритовых частиц.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Шумскайте М.Й., Глинских В.Н. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 10. – С. 1911 – 1918.
2. Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Голиков Н.А. Определение петрофизических параметров терригенных пород-коллекторов методом ЯМР-релаксометрии (аналитический обзор) // Каротажник. – 2018. – №12 (294). – С. 110 – 124.
3. Шумскайте М.Й., Глинских В.Н. Анализ влияния объемного содержания и типа глинистых минералов на релаксационные характеристики песчано-алевритовых образцов керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 35 – 38
4. Bona N. Electrical measurements: considerations on the performance of 2- and 4-contact systems // Symposium of the Society of Core Analysts held in Abu Dhabi. 2008. P. 1–12.
5. Gomez-Sanchez J.A. Description of corrections on electrode polarization impedance using isopotential interface factor / J.A. Gomez-Sanchez, C.J. Felice // Journal Electrical Bioimpedance. – 2012. – Vol. 3. – P. 29 – 35.
6. Gorriti A. Comparison of the different reconstruction techniques of permittivity from S-parameters / A. Gorriti, E. Slob // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 2005. – V. 43 – № 9. – P. 2051 – 2057.

УДК 553.98

ИЗМЕНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОГО ОТКЛИКА ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПРИ НАСЫЩЕНИИ CO₂

Новиков Михаил Александрович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, младший научный сотрудник, NovikovMA@ipgg.sbras.ru*

Лисица Вадим Викторович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, заведующий лабораторией, LisitsaVV@ipgg.sbras.ru*

Хачкова Татьяна Станиславовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, младший научный сотрудник, KhachkovaTS@ipgg.sbras.ru*

В работе представлен численный анализ влияния растворения карбонатов под воздействием насыщения трещиновато-пористого резервуара CO₂ на сейсмические волновые поля, возникающие в нем. По томографическим изображениям реальных образцов известняка до и после взаимодействия с углекислотой выполнена численная оценка изменения его физических свойств. На основе оценок параметров смоделирован пороупругий материал для заполнения трещин в моделях трещиновато-пористой флюидонасыщенной среды. С помощью численного моделирования распространения волны в рассматриваемых средах получены оценки дисперсии скорости волны и затухания, вызванных индуцированными волной потоками флюида.

Ключевые слова: компьютерная томография, растворение карбонатов, пороупругость, распространение волн.

SEISMIC RESPONSE CHANGE OF FRACTURED POROUS CARBONATES DUE TO CO₂ SATURATION

Novikov Mikhail

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant,
NovikovMA@ipgg.sbras.ru*

Lisitsa Vadim

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Head of laboratory,
LisitsaVV@ipgg.sbras.ru*

Khachkova Tatiana

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, KhachkovaTS
@ipgg.sbras.ru*

We present a numerical study of the effect of carbonate dissolution due to CO₂ sequestration on the seismic wavefields in fractured porous reservoir. A numerical estimation of the physical properties changes at the microscale is performed using CT-scans of a limestone before and after dissolution. These estimations are used to model a poroelastic material, which we use as a fracture-filling material for fractured-porous fluid-saturated media model.

We perform numerical modeling of wave propagation within considered media to obtain the estimates for velocity dispersion and attenuation due to wave-induced fluid flow.

Keywords: CT scan, carbonate dissolution, poroelasticity, wave propagation.

При насыщении трещиновато-пористого резервуара раствором CO_2 вследствие химической реакции с вмещающим известняком происходит значительное изменение физических свойств породы. В настоящее время эти свойства оцениваются как с помощью лабораторных измерений [1], так и методами вычислительной физики горных пород. Например, отмечается значительное ослабление материала [4], рост пористости и проницаемости [1]. С другой стороны, численные эксперименты показывают, что рост проницаемости материала во флюидонасыщенной среде приводит к росту сейсмического затухания, вызванного потоками флюидов, индуцируемых сейсмическими волнами [3]. Однако при растворении материала под действием CO_2 меняется не только его проницаемость, поэтому необходимо более подробное изучение данного эффекта.

Микромасштаб – численный анализ томографических изображений

Прежде всего выполняется численный анализ КТ-изображений неоднородного оолитового известняка до и после химической реакции с раствором CO_2 в пластовых условиях [1], отсканированных с разрешением 3.43 мкм на воксель (рис. 1). Сопоставление полученных оценок пористости, проницаемости, извилистости и упругих параметров породы (таблица 1) с экспериментальными данными показывает высокую степень достоверности результатов.

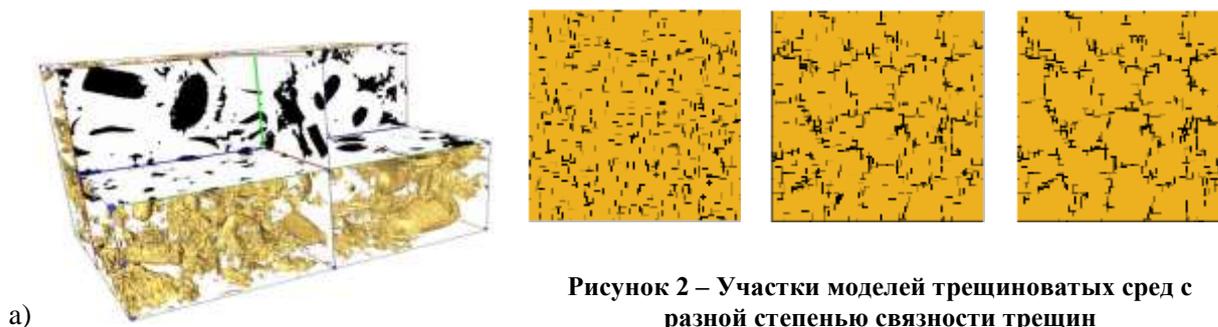


Рисунок 2 – Участки моделей трещиноватых сред с разной степенью связности трещин

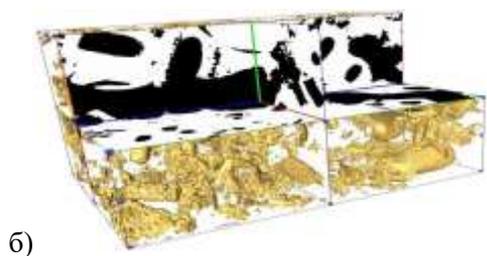


Рисунок 1 - КТ-изображения известняка до насыщения CO_2 (а) и после (б). Черным цветом показано поровое пространство, белым – скелет, желтым – поверхность раздела.

Таблица 1 - Физические параметры материалов

Параметр	Вмещающая порода	До растворения	После растворения
Пористость, %	5	14.25	22.5
Модуль объемного сжатия, ГПа	46	28.3	17
Модуль сдвига, ГПа	28	19.9	11.5
Плотность, кг/м^3	2615	2458	2318
Проницаемость, Д	0.001	0.53	141.4
Извилистость	1.83	1.83	1.17

Растворение части породы под воздействием CO_2 приблизительно в 1.5 раза увеличивает пористость, уменьшает упругие модули и существенно изменяет транспортные свойства пористого материала.

Мезомасштаб – численное моделирование волновых полей

Для оценки влияния изменения свойств материала на сейсмическое затухание, вызванное индуцированным волной потоком флюида (от англ. Wave-induced fluid flow, WIFF), выполняется численное моделирование распространения продольной плоской волны в трещиновато-пористой флюидонасыщенной среде. Сначала генерируется набор трещиноватых моделей с разной степенью связности трещин (рис. 2) - 10 реализаций по 6 разным длин перколяции. Все трещиноватые системы формируются двумя наборами мелких трещин (горизонтальных и вертикальных), представленных прямоугольниками с размерами 3 x 0.4 см. Связанные системы трещин получают методом

имитации отжига на основе максимизации вероятности перколяции. Объемная концентрация трещин в моделях – 15%. После чего в построенных трещиноватых моделях моделируется распространение волны на основе конечно-разностной аппроксимации уравнений динамики Био [2]. В качестве материала в трещинах используются две полученные модели известняка до и после растворения. Вмещающая среда также пороупругая и флюидонасыщенная, однако обладает значительно меньшей пористостью и проницаемостью. Вся среда заполнена флюидом с модулем объемного сжатия 2.25 ГПа, плотностью 1090 кг/м³ и вязкостью 0.001 Па·с. В связи с наибольшей интенсивностью потоков флюида в трещинах на высоких частотах доминирующая частота исходного сигнала (импульса Рикера) варьируется от 1 до 10 кГц.

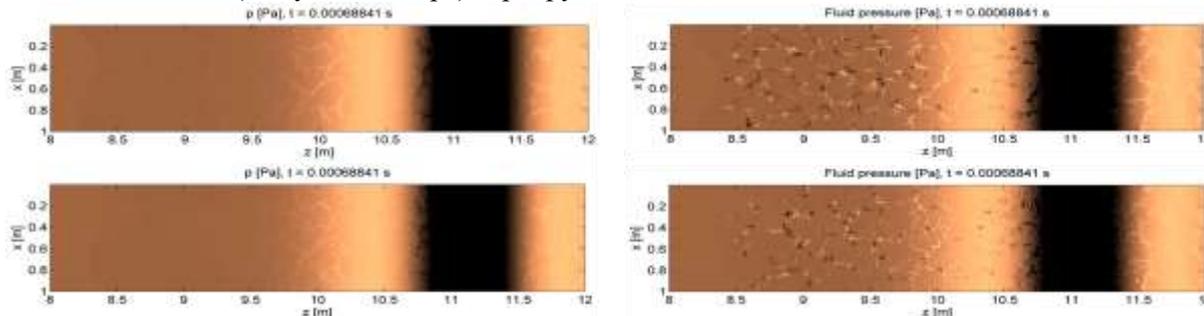


Рисунок 3 – Поля давления жидкости в трещиноватых моделях до (слева) и после (справа) воздействия CO₂. Длина перколяции в модели на верхних изображениях меньше, чем на нижних.

На рис. 3 представлены волновые поля давления флюида для трещиноватых моделей с разной степенью связности и разным материалом, заполняющим трещины. В связи с очень низкой проницаемостью вмещающей породы перепадов давления вне трещин практически не наблюдается. В трещинах же наблюдается контраст давления, который указывает на потоки флюида, причем в растворенном материале потоки значительно интенсивнее. При этом связность трещин слабо влияет на волновые поля. Стоит отметить, что во всех случаях потоки флюида между трещинами остаются локальными при росте связности трещин.

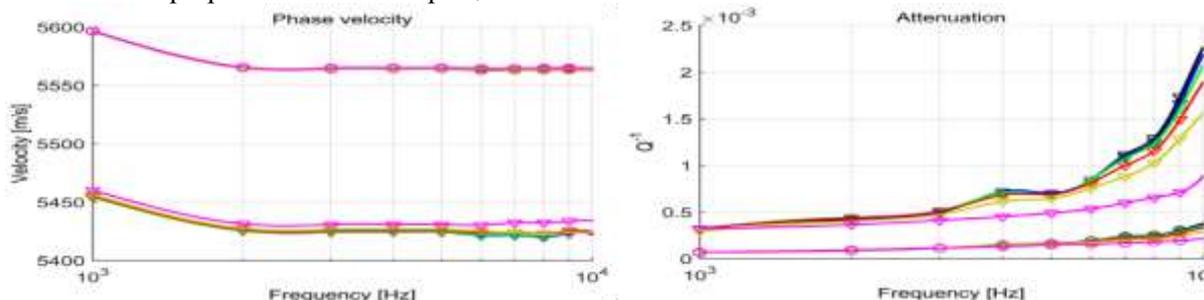


Рисунок 4 – Оценки фазовой скорости и затухания волны для двух моделей материала трещин

Линии с кружками соответствуют оценкам для материала до растворения CO₂, с треугольниками – после влияния CO₂. Цвета соответствуют убыванию длины перколяции в следующем порядке: черный, синий, зеленый, красный, желтый, розовый.

На основе сигналов, записанных до и после прохождения через трещиноватую среду, получены оценки скорости сейсмической волн и затухания, представленного величиной, обратной добротности (рис. 4). Скорость волны для двух рассматриваемых моделей материала отличается, хоть и незначительно, но практически не изменяется с ростом связности трещин. При этом затухание волны после растворения материала в трещинах возрастает, причем рост наблюдается в этом случае также при изменении связности трещин. Кроме того, одинаковое положение пиков затухания вблизи 4 кГц свидетельствует о строгой локальности флюидопотоков, ограниченных в масштабе отдельных трещин. Однако, поскольку для всех проведенных экспериментов добротность имеет порядок 10⁻³, то флюидопотоки внутри трещин, возникающие при растворении материала, остаются слабо различимыми.

Численное моделирование проводилось при поддержке проекта ФНИ 0331-2019-0008, анализ микротомографических изображений породы проводился при поддержке гранта РФФИ 18-05-00031.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Lebedev M. Carbon geosequestration in limestone: Pore-scale dissolution and geomechanical weakening / M. Lebedev, Y. Zhang, M. Sarmadievaleh, A. Barifcani, E. Al-Khdheawi, S. Iglauer // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2017. – Т.66. – С. 106 – 119.
2. Masson Y.J. Finite-difference modeling of Biot's poroelastic equations across all frequencies / Y. J. Masson, S. R. Pride // Geophysics. – 2010. – Т.75. – №2. – С. N33 – N41.
3. Rubino J.G. Seismoacoustic signatures of fracture connectivity / J.G. Rubino, T. M. Müller, L. Guarracino, M. Milani, K. Holliger // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2014. – Т.119. – №3. – С. 2252 – 2271.
4. Sim C.Y. [2016] Are changes in time-lapse seismic data due to fluid substitution or rock dissolution? A CO₂ sequestration feasibility study at the Pohokura Field, New Zealand / C.Y. Sim, L. Adam // Geophysical Prospecting. – 2016. – Т.64. – №4. – С. 967 – 986.

УДК 550.38

ПРИМЕНЕНИЕ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ АНАЛИЗЕ ПЕРИОДИЧНОСТЕЙ ГЕОМАГНИТНЫХ ВАРИАЦИЙ НА ОБСЕРВАТОРИЯХ «МИХНЕВО», «БОРОК» И «ИРКУТСК»

Рябова Светлана Александровна

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт динамики геосфер Российской академии наук, г. Москва, Россия, младший научный сотрудник, riabovasa@mail.ru

Настоящая работа посвящена определению и анализу особенностей периодических вариаций магнитного поля Земли в условиях средних широт на основе развивающегося и популярного метода вейвлет-преобразования. В качестве исходных данных используются данные Геофизических обсерваторий «Михнево» и «Борок» и Магнитной обсерватории «Иркутск». В работе определены основные периодичности геомагнитного поля, как в суточном, так и в часовом диапазоне. Применение вейвлет-преобразования позволило не только выделить периоды вариаций магнитного поля Земли, на его основе стало возможным проанализировать динамику выделенных периодичностей. Отмечены особенности динамики периодичностей геомагнитных вариаций в средних широтах: 1) фрактальный характер, 2) спорадический по интенсивности характер.

Ключевые слова: фрактальность, вейвлет-анализ, геомагнитное поле, динамика

APPLICATION OF WAVELET TRANSFORMATION IN THE ANALYSIS OF THE PERIODICITY OF GEOMAGNETIC VARIATIONS ON THE OBSERVATORIES "MIHNEVO", "BOROK", "IRKUTSK"

Riabova Svetlana

Institute of Geosphere Dynamics of Russian Academy of Sciences (IDG RAS), Moscow, Russia, Research Assistant, riabovasa@mail.ru

This paper is devoted to the definition and analysis of the features of periodic variations of the Earth's magnetic field in mid-latitude conditions based on the developing and popular wavelet transform method. The data of the Mikhnevo and Borok Geophysical Observatories and the Irkutsk Magnetic Observatory are used as initial data. In the work, the main periodicities of the geomagnetic field are determined both in the daily range and in the hourly range. The use of the wavelet transform not only made it possible to single out periods of variations in the Earth's magnetic field, and on its basis it became possible to analyze the dynamics of the selected periodicities. The features of the dynamics of the periodicity of geomagnetic variations in mid-latitudes were noted: 1) fractal character, 2) sporadic character in intensity.

Keywords: fractality, wavelet analysis, geomagnetic field, dynamics

Вейвлет-преобразование временного ряда представляет собой обобщение спектрального анализа [2]. Термин «вейвлет» в переводе с английского – «маленькая» (короткая) волна [3]. Вейвлеты имеют вид коротких волновых пакетов с нулевым средним значением, локализованных по оси аргументов (независимых переменных), инвариантных к сдвигу и линейных к операции масштабирования (сжатия/растяжения) [5]. По локализации во временном и частотном представлении вейвлеты занимают промежуточное положение между гармоническими функциями, локализованными по частоте, и функцией Дирака, локализованной во времени [7].

В настоящей работе при анализе периодичностей временных рядов компонент магнитного поля Земли $x(t)$ используется непрерывное вейвлет-преобразование, которое задается соотношением [1, 11]:

$$W_x(a,b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t)\psi(t,a,b)dt,$$

где $\psi(t)$ – вещественная вейвлетобразующая функция, часто называемая просто вейвлетом; a – параметр масштабирования; b – параметр сдвига.

Вейвлет-преобразование анализируемых рядов проводится следующим образом: для выбранного значения масштабного параметра a производится свертка временного ряда с вейвлетом для всего диапазона значений сдвига. Таким образом, вейвлет с заданным значением a как бы «пробегают» по всему исследуемому ряду, в результате на выходе получается массив вейвлет-коэффициентов, длина которого равна количеству отсчетов исходного ряда. Далее выбирается следующий масштабный коэффициент и процедура повторяется. Полученные в результате преобразования вейвлет-коэффициенты отражают степень схожести анализируемого ряда на вейвлет в конкретный момент времени, то есть при определенном значении b [4].

К главным достоинствам непрерывного вейвлет-преобразования можно отнести возможность исследования локальных особенностей сигнала и наличие широкого выбора вейвлетобразующих функций.

Для анализа сигналов удобно использовать следующие их характеристики [11]: амплитуда $|W_x(a, b)|$, фаза $\tan^{-1}[\text{Im}W_x(a, b)/\text{Re}W_x(a, b)]$ и глобальный вейвлет-спектр:

$$\bar{W}^2 = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} |W_x(a, b)|^2.$$

При использовании вейвлет-преобразования в настоящей работе принималось во внимание наличие краевых эффектов (конус влияния), связанных с «обрезанием» вейвлета при свертке его с исходным сигналом в начальной и конечной областях [9].

В качестве материнского вейвлета в работе использовался комплексный вейвлет Морле, обеспечивающий близость формы выбранной функции к форме зарегистрированных непрерывных рядов данных инструментальных наблюдений за геомагнитным полем и позволяющий разделить фазовые и амплитудные компоненты результатов вейвлет-преобразования [6, 10]. Во временной области вейвлет Морле представляет собой комплексную экспоненту, модулируемую функцией Гаусса:

$$\psi(\eta) = \pi^{-1/4} e^{i\omega_0 \eta} e^{-\eta^2/2},$$

где ω_0 – безразмерная частота (в работе использовалась равной 6), в частотной области имеет форму гауссовского окна:

$$\Psi(a\omega) = \pi^{-1/4} H(\omega) e^{-(a\omega - \omega_0)^2/2},$$

где $H(\omega)$ – ступенчатая функция Хейвисайда, $H(\omega) = 1$, если $\omega > 0$, иначе $H(\omega) = 0$ [8].

Выделение периодичностей геомагнитных вариаций и анализ их особенностей выполнялись с привлечением данных нескольких среднеширотных обсерваторий: Геофизической обсерватории «Михнево» Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института динамики геосфер Российской академии наук, Геофизической обсерватории «Борок» Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института физики Земли им. О.Ю.Шмидта Российской академии наук, Магнитной обсерватории «Иркутск» Института солнечно-земной физики Сибирского отделения Российской академии наук. Использовалась географическая система координат.

Анализ результатов вейвлет-преобразования инструментальных наблюдений за магнитным полем Земли, выполненных в разных пунктах, позволил выделить основные периодичности геомагнитного поля, как в суточном, так и в часовом диапазоне. Применение вейвлет-преобразования позволило не только определить периоды вариаций магнитного поля, но также оценить особенности временной динамики периодичностей геомагнитных вариаций. В качестве первой особенности отмечается непостоянство во времени периодических вариаций. Периоды, характеризующиеся высокоамплитудными вариациями, перемежаются с периодами, характеризующимися слабо выраженными периодичностями. Отмеченная особенность геомагнитных вариаций представляет определенный интерес для дальнейших исследований и свидетельствует о сложных процессах формирования и деградации источников геомагнитных вариаций на средних широтах. Другой особенностью периодичностей геомагнитных вариаций является их фрактальный характер. Однако следует отметить, что выполненный в работе анализ

самоподобных свойств геомагнитного поля носил, в основном, качественный характер, в дальнейшем планируется провести количественный анализ скейлинга.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Астафьева Н.М. Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения / Н.М. Астафьева // Успехи физических наук. – 1996. – Т. 166. – № 11. – С. 1145 – 1170.
2. Витязев В.В. Вейвлеты и их использование / В.В. Витязев – СПб: Изд-во СПбГУ, 2001. – 58 с.
3. Добеши И. Десять лекций по вейвлетам / И. Добеши – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2001. – 464 с.
4. Дремин И.М. Вейвлеты и их использование / И.М. Дремин, О.В. Иванов, В.А. Нечитайло // Успехи физических наук. – 2001. – Т. 171. – № 5. – С. 465 – 501.
5. Малла С. Вейвлеты в обработке сигналов / С. Малла – М.: Мир, 2005. – 671 с.
6. Рябова С.А. Особенности геомагнитных вариаций на средних широтах Восточно-Европейской платформы / С.А. Рябова, А.А. Спивак // Геомагнетизм и аэрономия. – 2017. – Т. 57. – № 2. – С. 217 – 225.
7. Яковлев А.Н. Введение в вейвлет-преобразования: Учебное пособие / А.Н. Яковлев – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 104 с.
8. Chui C.K. An introduction to wavelets / C.K. Chui, J.M. Lemm, S. Sedigh – San Diego: Academic Press, 1992. – 264 p.
9. Meyer Y. Wavelets and operators / Y. Meyer – Cambridge: Cambridge University Press, 1992. – 244 p.
10. Riabova S. Application of wavelet analysis to the analysis of geomagnetic field variations / S. Riabova // Journal of Physics Conference Series. – 2018. – 1141:012146.
11. Torrence C. A practical guide to wavelet analysis / C. Torrence, G.P. Compo // Bulletin of the American Meteorological Society. – 1998. – Vol. 79. – No. 1. – P. 61 – 78.

УДК 550.361+550.362

РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СРЕД С ПОМОЩЬЮ ДВУХИГОЛЬЧАТОГО ТЕПЛООВОГО ЗОНДА.

Фадеева Ирина Игоревна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, FadeevaI@ipgg.sbras.ru

В работе представлены результаты измерений с помощью двухигольчатого теплового зонда теплопроводности и температуропроводности сред импульсным методом, описанным в работе [2] и предложенным в этой работе методом нагрева постоянной мощности. Теплопроводность в предложенном методе определяется согласно методике линейного источника [5], по термограмме нагревательной иглы (первая игла зонда), а температуропроводность по термограмме второй иглы, расположенной параллельно на фиксированном расстоянии от первой, при известных мощности нагревателя, расстояния от нагревателя и измеренной теплопроводности среды.

Ключевые слова: теплопроводность, температуропроводность, объемная теплоемкость, импульсный метод, линейный источник.

DEVELOPMENT OF THE TECHNIQUE FOR DETERMINATION OF THE MEDIA THERMOPHYSICAL PARAMETERS WITH A TWO-NEEDLE HEAT PROBE HELP

Fadeeva Irina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research associate, FadeevaI@ipgg.sbras.ru

The paper presents the results of media thermal conductivity and thermal diffusivity measurements using a two-needle probe by heat pulse method described in [2] and by the proposed in this paper method of heating by constant power. In the proposed method, thermal conductivity is determined by well-known needle-probe method [5] by approximation the thermogram of heating needle (the first needle of the probe), and thermal diffusivity at known heater power, distance from the heater and measured thermal conductivity is determined by approximation the thermogram of second needle, located at a fixed distance from the first.

Keywords: thermal conductivity, thermal diffusivity, volumetric heat capacity, pulse method, linear source.

Существует множество методов определения тепловых свойств разного рода сред [9-11], тем не менее исследования в этой области остаются актуальными так как надежность их определения зависит от того насколько точно математическая модель описывает процесс в тепловом эксперименте. На практике широко используются цилиндрические тепловые зонды – одноигольчатый зонд для определения теплопроводности среды [5], двухигольчатый зонд для определения температуропроводности [2]. Историческое развитие методов линейного источника тепла подробно описано в работах Ассаэла и де Уайлда [1, 7]. Выделяют два этапа: на первом с помощью одноигольчатого зонда определялась теплопроводность, на втором, для измерения тепловых свойств был создан двухигольчатый зонд, который состоял из двух параллельных цилиндрических иголок, жестко фиксированных на определенном расстоянии друг от друга. В одной из иголок располагался линейный нагреватель, во второй - температурный датчик. На нагреватель подавался короткий тепловой импульс и температурный датчик фиксировал изменение температуры в среде, которое далее на основе аналитического решения уравнения теплопроводности с граничным условием мгновенного теплового импульса использовалось для определения теплоемкости почв [3]. Клютенберг и др., однако, заметили, что предположение о мгновенности испускаемого линейным источником импульса приводит к ошибке в определении теплоемкости, и исследовали влияние длительности короткого импульса на измерения тепловых свойств [4].

Учитывая длительность короткого импульса в работе [2], тем не менее, не рассматривается случай плохого теплового контакта зонда с исследуемой средой, что также может привести к ошибке в определении тепловых свойств при его наличии.

При определении теплопроводности сред одноигольчатым зондом плохой тепловой контакт не учитывается так как не влияет на относительное изменение температуры зонда на относительно больших временах. Если таким же образом рассмотреть термограмму изменения во времени температуры второй иглы, расположенной на некотором расстоянии от нагревательной (первая). Тогда при известных постоянной тепловой мощности нагревателя, расстояния от нагревателя до датчика второй иглы и уже измеренной теплопроводности среды можно определить температуропроводность согласно теории идеального линейного источника постоянной мощности:

$$T(r,t) = T_0 + \frac{Q}{4\pi\lambda} \cdot E_1\left(\frac{r^2}{4at}\right). \quad (1)$$

Предложенный метод был опробован в определении тепловых свойств льда. Двухигольчатый зонд замораживался в дистиллированной воде при атмосферном давлении и термостатировался при разных температурах (-20°C, -15°C, -10°C, -5°C). Для каждой из температур определялись теплопроводность классическим методом [6] (по термограмме первой иглы) и температуропроводность, при описании термограммы второй иглы зонда уравнением (1). На рис. 1 представлены характерные экспериментальные (сплошная голубая линия) и теоретические (штриховая розовая линия) термограммы. Экспериментальная термограмма T1 измерена датчиком, расположенным в игле с линейным нагревателем, термограмма T2 измерена датчиком, расположенным во второй игле двухигольчатого зонда (рис. 1).

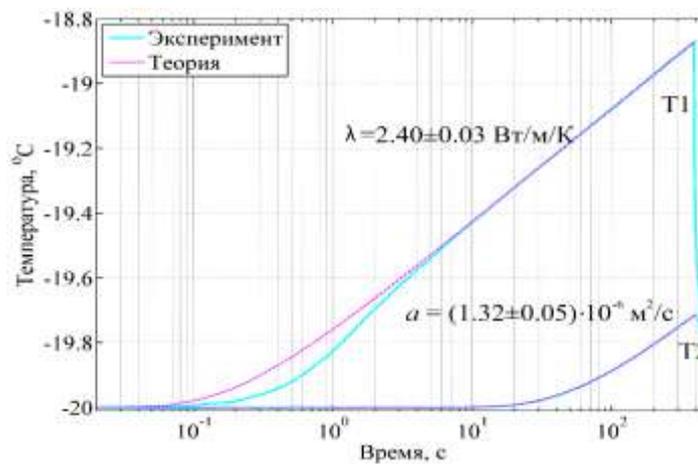


Рисунок 1 – Экспериментальные и теоретические термограммы замороженного в лёд двухигольчатого зонда

Результаты измерений тепловых свойств льда двухигольчатым зондом по предложенному в этой работе методу хорошо совпадают со справочными данными [8] (см. таблицу 1). Было проведено несколько десятков измерений тепловых свойств сыпучих образцов. Некоторые результаты измерений тепловых свойств образцов по формуле из работы [2] (Impulse), и предложенному методу (Const) представлены в таблице 2.

Таблица 1 - Тепловые свойства дистиллированного льда при атмосферном давлении

Температура, оС	λ , Вт/м/К		$a \cdot 10^6$, м ² /с	
	Справ. данные [11]	Измеренные данные	Справ. данные [11]	Измеренные данные
-5	2.25	2.25	1.21	1.17
-10	2.30	2.31	1.25	1.21
-15	2.34	2.35	1.29	1.27
-20	2.39	2.40	1.34	1.32

Таблица 2 – Тепловые свойства сыпучих образцов в разных Т-Р условиях

Св-ва среды:	Способ измерения:		Const	Impulse
	Измер-ая среда:			
λ , Вт/м/К	Сухой песок (пористость – 0.43) T=3 °C, P=1 атм		0.21	0.23
$a \cdot 10^7$, м ² /с			1.71	1.85
ρ , кг/м ³			1500	1500
C, Дж/кг/К			831	828
λ , Вт/м/К	Влажный песок (пористость – 0.43, доля воды в порах – 0.2) T=24 °C, P=1 атм		1.30	1.37
$a \cdot 10^7$, м ² /с			8.36	8.62
ρ , кг/м ³			1309	1309
C, Дж/кг/К			1217	1217
λ , Вт/м/К	Смесь 4 масс сухого песка и 1 массы сухой каолиновой глины (пористость – 0.36) T=22 °C, P=1 атм		0.26	0.31
$a \cdot 10^7$, м ² /с			2.07	2.72
ρ , кг/м ³			1533	1533
C, Дж/кг/К			828	741
λ , Вт/м/К	Влажный песок (пористость – 0.43, доля воды в порах – 0.2) T=22 °C, P=20 атм		1.20	1.17
$a \cdot 10^7$, м ² /с			7.18	7.39
ρ , кг/м ³			1309	1309
C, Дж/кг/К			1217	1210

Тепло- и температуропроводность, полученная импульсным методом (Impulse, см. таблицу 2) при плохом тепловом контакте зонда со средой выше тепло- и температуропроводности полученной методом Const, теплоемкости, однако, в пределах погрешности совпадают.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Assael M. J. Historical evolution of the transient hot-wire technique / M. J. Assael, K. D. Antoniadis, W. A. Wakeham // International Journal of Thermophysics. – 2010. – Т.31. – №6. – С. 1051 – 1072.
2. Bristow K. L. Measurement of Soil Thermal Properties with a Dual-Probe Heat-Pulse Technique / K.L. Bristow, G.J. Kluitenberg, R. Horton // Soil Science Society of America Journal. – 1994. – Т.58. – №5. – С. 1288 – 1294.
3. Campbell G.S. Probe for measuring soil specific heat using a heat-pulse method / G.S. Campbell, C. Calissendorff, J.H. Williams // Soil Science Society of America Journal. – 1991. – Т.55. – №1. – С. 291 – 293.
4. Kluitenberg G. J. Error analysis of the heat pulse method for measuring soil volumetric heat capacity / G. J. Kluitenberg, J. M. Ham, K. L. Bristow // Soil Science Society of America Journal. – 1993. – Т.57. – №6. – С. 1444 – 1451.
5. Standard Test Method for Determination of Thermal Conductivity by Thermal Needle Probe Procedure. // ASTM D 5334-00, 2000.
6. Von Herzen R. The measurement of thermal conductivity of deep-sea sediments by a needle-probe method. / R. Von Herzen, A.E. Maxwell // Journal of Geophysical Research. – 1959. – V.64. – I.10. – pp. 1557 – 1563.
7. de Wilde P. Validation of data analysis routines for a thermal probe apparatus using numerical data sets / P. de Wilde, R. Griffiths, S. Goodhew // Building Simulation. – 2008. – Т.1. – №1. – С. 36 – 45.
8. Богородский В. В. Лёд / В. В. Богородский, В. П. Гаврило. – Л.: Гидрометеиздат, 1980. – 384 с.
9. Гаврильев Р.И. Теплофизические свойства горных пород и напочвенных покровов криолитозоны / Р.И. Гаврильев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1998. – 280 с.
10. Дмитриевич А.Д. Определение теплофизических свойств строительных материалов. / А.Д. Дмитриевич. – М.: Госстройиздат, 1963. – 204 с.
11. Шашков А.Г. Методы определения теплопроводности и температуропроводности / А.Г. Шашков, Г.М. Волохов, Т.Н. Абраменко, В.П. Козлов. – М.: Энергия, 1973. – 336 с.

УДК 551.467; 551.321.62

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА ПО ЗАПИСЯМ АКУСТИЧЕСКИХ ШУМОВ

Федин Константин Владимирович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, старший преподаватель, Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия, доцент кафедры геофизических систем, FedinKV@ipgg.sbras.ru

Колесников Юрий Иванович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, главный научный сотрудник, KolesnikovYI@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена определению толщины ледяного покрова водоемов по зарегистрированным на поверхности льда акустическим шумам. Показано, что по частотам генерируемых шумами в слое льда стоячих волн сжатия-растяжения можно определять толщину льда, а также тип подстилающей среды (мерзлый грунт или вода).

Ключевые слова: ледяной покров, определение толщины льда, стоячие волны, акустические шумы.

DETERMINATION OF THE ICE COVER THICKNESS ACCORDING TO ACOUSTIC NOISE RECORDS

Fedin Konstantin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Researcher, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Senior Lecturer, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia, Associate Professor of the Department of Geophysical Systems, FedinKV@ipgg.sbras.ru

Kolesnikov Yuri

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Chief Researcher, KolesnikovYI@ipgg.sbras.ru

This paper is devoted to determining the thickness of the ice cover of reservoirs from acoustic noise recorded on the ice surface. It is shown that the ice thickness, as well as the type of underlying medium (frozen ground or water), can be determined from the frequencies of compressional standing waves generated in the ice layer by the noise.

Keywords: ice cover, determination of ice thickness, standing waves, acoustic noise.

Настоящая работа посвящена измерению толщины образующегося над водной поверхностью при отрицательных температурах ледяного покрова. Кроме водоемов, иногда представляет интерес и оценка толщины льда, образовавшегося на суше, например, для оценки запасов ледниковой воды [1]. Среди методов определения толщины ледяного покрова самым точным, но и самым трудоемким, является прямой метод, предполагающий бурение лунок и измерение толщины льда ледомерной рейкой. При мониторинговых работах такие измерения проводят дистанционными методами, например, с использованием авиации [2] или космических аппаратов [3], но точность этих методов относительно невысока.

Для оценки возможностей применения для определения толщины льда пассивного акустического метода, основанного на выделении стоячих волн из акустического шума, в конце

января – начале февраля 2019 г. были проведены натурные эксперименты на двух водоемах в районе новосибирского Академгородка – на р. Зырянка и на пляже «Звезда» на Обском водохранилище. Регистрация шумовых записей проводилась на линейных профилях с шагом 1 м. На реке профиль длиной 20 м был ориентирован вдоль берегов и находился примерно в ее средней части, причем заведомо над водой, так как из-под льда отчетливо было слышно ее журчание. На пляже «Звезда» профиль наблюдений был примерно перпендикулярен к береговой линии и располагался частично над водой, частично над мерзлым песком.

Регистрация акустических шумов производилась с помощью цифрового осциллографа В-423 с частотой дискретизации 100 кГц. В качестве приемника использовался широкополосный пьезокерамический датчик поршневого типа с вертикально направленной осью максимальной чувствительности, который при измерениях устанавливался непосредственно на очищенную поверхность льда. Общая длительность шумовых записей в каждой точке составляла 30 секунд при наблюдениях на р. Зырянка и 2 минуты на пляже «Звезда», где течение практически отсутствует, и уровень шума, соответственно, был значительно ниже.

При обработке записи разбивались на фрагменты длительностью по 8192 отсчетов (примерно 82 мс), после чего проводилось накопление амплитудных спектров этих фрагментов. Частоты выделяемых на осредненных амплитудных спектрах резонансных пиков использовались для определения толщины ледяного покрова в точках наблюдений. При этом предполагалось, что скорость продольных волн V_p для льда известна и в разных точках наблюдений меняется незначительно. Поэтому при расчетах использовалось значение $V_p = 4090$ м/с, определенное импульсным методом на керне льда, полученном при бурении контрольной лунки в районе пляжа «Звезда».

На рис. 1 приведены примеры осредненных спектров шумовых записей, зарегистрированных на двух участках наблюдений. Как можно видеть, даже при относительно малой длительности регистрации шумов на их спектрах можно уверенно выделить несколько регулярных резонансных пиков. Регулярность пиков на амплитудных позволяет идентифицировать эти пики как резонансы на частотах стоячих волн.

Действительно, если лед покрывает более низкоскоростную относительно него среду, то эти пики расположены на оси частот через одинаковые интервалы, равные частоте первого пика. Например, на рис. 1, а частоты первых четырех мод стоячих волн равны 17.4 кГц, 34.8 кГц, 52.1 кГц и 69.5 кГц. В то же время над мерзлым песком (рис. 1, с) интервалы между пиками равны удвоенной частоте первого пика, что говорит о его большей акустической жесткости в сравнении со льдом.

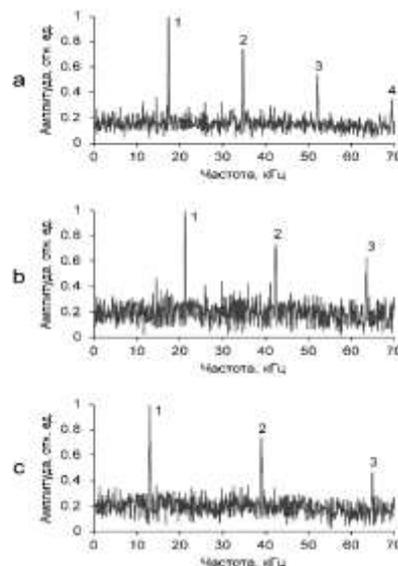


Рисунок 1 – Примеры нормированных осредненных амплитудных спектров шумовых записей, зарегистрированных на ледяном покрове р. Зырянка (а) и возле береговой линии Обского водохранилища на льду над водой (б) и над мерзлым песком (с)

Частоты трех низших мод для всех точек наблюдений двух экспериментов приведены на рис. 2 (а). На этом рисунке хорошо видно, что для наблюдений на р. Зырянка частоты

второй и третьей мод превышают частоту первой моды в 2 и 3 раза, соответственно. Такая же закономерность наблюдается для измерений, выполненных на пляже «Звезда», но только для участка профиля 9-15 м. На части профиля от 0 до 8 м частотный интервал между соседними модами равен удвоенной частоте низшей моды. Из этого следует, что от 0 до 8 м профиль проходит над мерзлым песком, от 9 до 15 м – над водой, а между отметками 8 и 9 м находится граница этих зон.

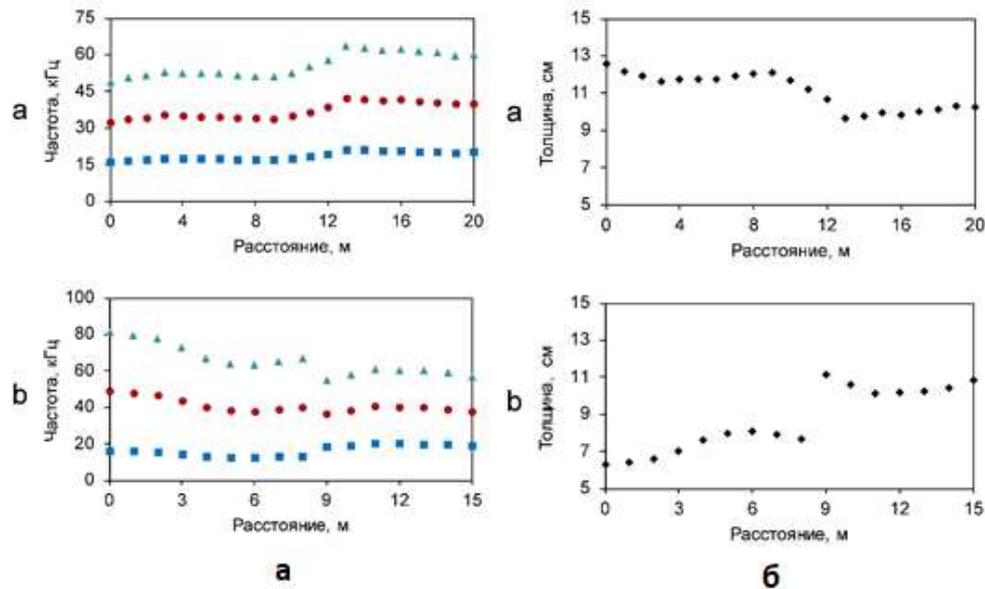


Рисунок 2 – (а) Частоты первой (квадратные маркеры), второй (круглые маркеры) и третьей (треугольные маркеры) мод стоячих волн сжатия-растяжения для профилей наблюдений на р. Зырянка и на пляже «Звезда», (б) Распределение толщины льда вдоль профилей наблюдений на р. Зырянка и на пляже «Звезда»

И, наконец, на рис. 2 (б) показано распределение толщины льда вдоль профилей, на которых были выполнены шумовые измерения. Как можно видеть, на р. Зырянка толщина льда составила в среднем около 11 см, изменения на профиле в основном не превышают 3 см. На Обском водохранилище (возле пляжа «Звезда») толщина льда над водой примерно такая же – порядка 10-11 см. Но в зоне береговой линии наблюдается ее резкое снижение, связанное, по-видимому, с резким уменьшением наклона дна.

Резюмируя, можно отметить, что проведенные эксперименты показали эффективность использования акустических шумов для определения толщины ледяного покрова водоемов, а также для оценки типа подстилающей среды (вода или мерзлый грунт), на которой лежит слой льда.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Singh S.K. Estimation of glacier ice thickness using Ground Penetrating Radar in the Himalayan region / S. K. Singh, B. P. Rathore, I. M. Bahuguna, A. L. Ramnathan Current Science. – 2012. – Vol. 103, No. 1. – P. 68–73.
2. Финкельштейн М. И. Радиолокационные аэроледомерные съемки рек, озер, водохранилищ / М. И. Финкельштейн, Э. И. Лазарев, А. Н. Чижов – Л.: Гидрометеиздат, 1984. – 112 с.
3. Смирнов В. Г. Спутниковый мониторинг морских льдов / В. Г. Смирнов, А. В. Бушуев, И. А. Бычкова, Н. Ю. Захваткина, В. С. Лоцилов // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2010. – № 2 (85). – С. 62–76.

УДК 550.344.094

УЧЁТ ПОКРЫВАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ AVO-ИНВЕРСИИ В СЛОИСТО-ОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ С КРИВОЛИНЕЙНЫМИ ГРАНИЦАМИ

Шилов Николай Николаевич

*Новосибирский Государственный Университет, г.Новосибирск, Россия, студент,
n.shilov@g.nsu.ru*

Нефедкина Татьяна Викторовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, старший научный сотрудник, NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru*

В работе рассматривается влияние пренебрежения структурой покрывающей толщи и кривизной границ на результаты нелинейной AVO-инверсии. Исследования проводятся на синтетических данных, рассчитанных лучевым методом для моделей среды с выпуклыми и вогнутыми границами. Показано, что замена покрывающей среды однородной может приводить к погрешностям инверсии порядка 10-12%.

Ключевые слова: AVO-инверсия, геометрическое расхождение, криволинейные границы

OVERBURDEN CORRECTION IN AVO INVERSION IN LAYERED MEDIUM WITH CURVILINEAR INTERFACES

Shilov Nikolay

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, n.shilov@g.nsu.ru

Nefedkina Tatyana

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, senior research assistant,
NefedkinaTV@ipgg.sbras.ru*

In this work we consider effect of neglect of the overburden structure and interfaces curvature on results of nonlinear AVO inversion. The research is carried out on synthetic data obtained using ray method for models with convex and concave interfaces. We show that neglect of the overburden heterogeneity leads to inversion errors about 10-12 %.

Keywords: AVO inversion, geometrical spreading, curvilinear interfaces

AVO- (или AVA-) инверсия – это определение параметров отражающего слоя по характеру зависимости наблюденной амплитуды от удаления (или угла падения). Амплитуда отражённой сейсмической волны в наибольшей степени определяется коэффициентом отражения, который, в свою очередь, зависит от скачка упругих свойств на отражающей границе и от угла падения волны. Однако, на изменение амплитуд сейсмических волн влияют и другие факторы, среди них:

1. Коэффициенты прохождения в толще над отражающим слоем;
2. Геометрическое расхождение.

Расчёт соответствующих поправок определяется процедурой лучевого трассирования. Чаще всего на практике сложно устроенную среду над отражающим слоем заменяют однородной толщей с некоторыми эффективными параметрами. В такой модели лучи не преломляются на промежуточных границах, а геометрическое расхождение соответствует расхождению сферического фронта, исходящего из мнимого источника. Углы падения на границу в таком приближении значительно искажаются. Для корректного учёта потерь энергии на преломлениях, нахождения истинных углов падения и расчёта точных значений геометрического расхождения необходимо производить построение лучей в модели слоистой среды с криволинейными границами.

Модели среды

В данной работе производится численная оценка погрешностей, к которым приводят те или иные допущения о перекрывающей целевой пласт толще. Было проведено тестирование на трёхмерных двухслойных и трёхслойных моделях с криволинейными границами. Синтетические данные рассчитывались по лучевому методу. Моделировались наблюдения по схеме ОСТ для одной общей средней точки с кратностью, зависящей от размеров области докритического падения. Шаг между источниками/приёмниками составлял 25 м.

Изометричные модели среды были построены по аналогии со статьёй [1], в которой рассматривалось влияние кривизны геологических границ на результаты AVO-инверсии. Все поверхности задавались гауссианом:

$$z(x, y) = A + B \cdot e^{-\left(\frac{x^2}{10^6} + \frac{y^2}{10^6}\right) \cdot C},$$

где параметры A , B и C определяют соответственно: глубину поверхности на асимптоте, амплитуду экстремума и характерную ширину купола. Все границы задавались дискретно на сетке с шагом 2 м по обеим координатам; между узлами сетки применялась бикубическая интерполяция. Примеры моделей изображены на рис. 1.

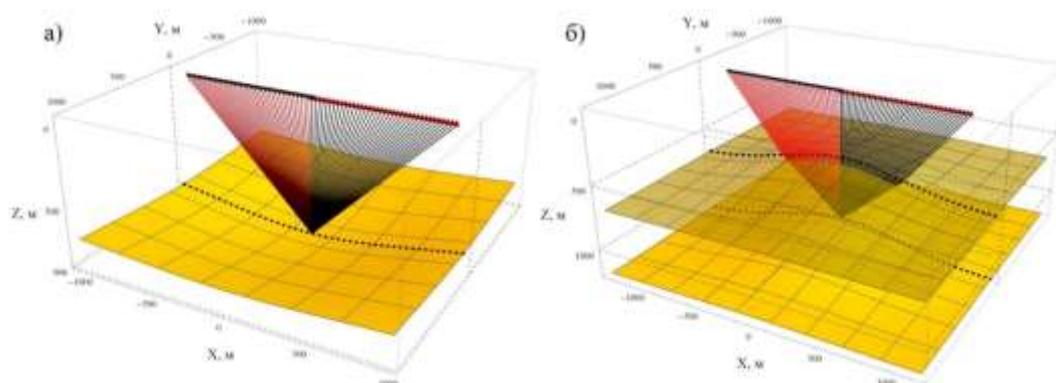


Рисунок 1 – Примеры моделей среды: а) двухслойная синклиальная; б) трёхслойная антиклиальная

Значения скоростей волн и плотностей в слоях даны в таблице 1. При работе с двухслойными моделями из неё брались только первые две строки, при работе с трёхслойными – все три.

Таблица 1 – Упругие параметры слоёв

№ слоя	v_p , м/с	v_s , м/с	ρ , кг/м ³
1	2000	1100	1800
2	2800	1600	2100
3	3600	2100	2400

Методика инверсии

Для рассмотренных моделей геометрическое расхождение, коэффициенты прохождения и коэффициент отражения входят в лучевую амплитуду в виде множителей:

$$A \sim \frac{1}{\sqrt{J}} \cdot \prod K^{tr} \cdot K^{refl}.$$

Здесь J – геометрическое расхождение, K^{tr} – коэффициенты прохождения, K^{refl} – целевой коэффициент отражения. Все величины в правой части зависят от геометрии лучей и меняются в зависимости от удаления «источник – приёмник»: $J = J(x)$ и т.д. Чтобы выделить из наблюдаемых амплитуд величину, пропорциональную целевому коэффициенту отражения, в них вводят поправки за геометрическое расхождение и коэффициенты прохождения:

$$\tilde{A}(x) = A \cdot \sqrt{J} \cdot \frac{1}{\prod K^{tr}}$$

В процессе инверсии минимизируется квадратичный функционал невязки между наблюдаемыми нормированными амплитудами и нормированными теоретическими коэффициентами отражения:

$$\sum_{i=0}^N \left\{ \frac{\tilde{A}(x_i)}{\tilde{A}(0)} - \frac{K^{refl}(\vec{v}, \alpha_i)}{K^{refl}(\vec{v}, 0)} \right\}^2 \rightarrow \min,$$

где $\vec{v} = \{V_p, V_s, \rho\}$ – вектор неизвестных параметров среды, α_i есть угол падения луча на отражающую границу, соответствующий заданному удалению x_i . При минимизации варьируется вектор \vec{v} . Суммирование производится по всем трассам. В данной работе для минимизации использовался метод Нелдера-Мида.

Результаты моделирования и инверсии

Приведённые здесь результаты были получены для моделей, изображённых на рис. 1. В них хорошо проявляется разный характер влияния тех или иных допущений на значение поправок к амплитудам и на точность инверсии.

На рис. 2 показано относительное изменение геометрического расхождения вдоль профиля.

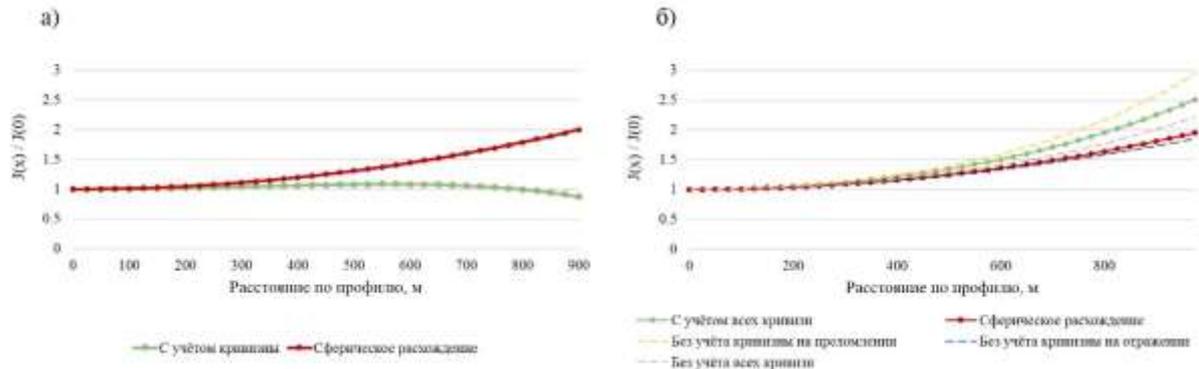


Рисунок 2 – Относительное изменение геометрического расхождения вдоль профиля: а) в двухслойной синклинальной модели; б) в трёхслойной антиклинальной модели

Видно, что пренебрежение кривизной границ может как полностью изменить вид функции геометрического расхождения (а), так и просто повлиять на скорость её роста (б). Это будет сказываться на результатах инверсии; последние представлены на рис. 3.

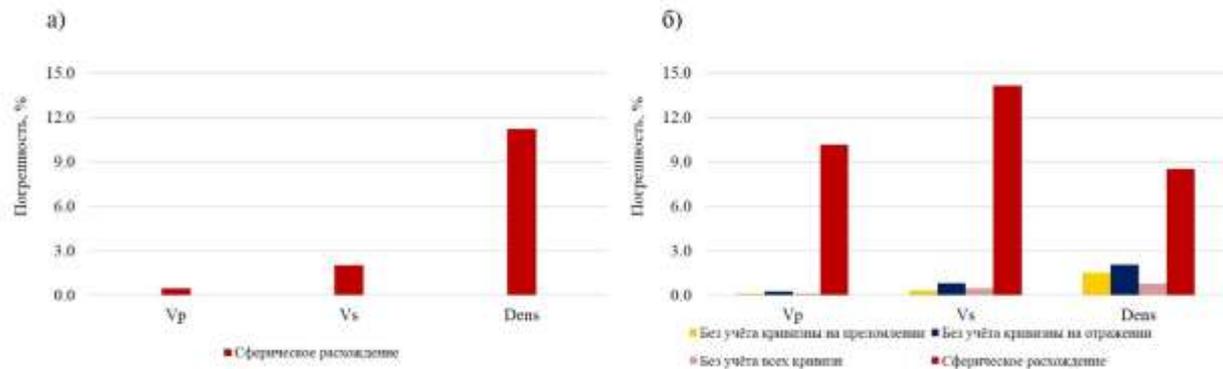


Рисунок 3 – Относительные погрешности определения параметров отражающего слоя: а) в двухслойной синклинальной модели; б) в трёхслойной антиклинальной модели

Из анализа рисунка 3 следуют две главные тенденции. Пренебрежение кривизной границы может привести к значительным погрешностям инверсии, если оно сильно влияет на геометрическое расхождение. В то же время, замена слоистой толщи однородным слоем заметно искажает параметры отражающего слоя (погрешности составляют 10-12%), даже если при этом не изменяется общий вид функции расхождения. Это связано с пренебрежением коэффициентами прохождения и некорректно рассчитанными углами падения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Skopintseva L. The effect of interface curvature on AVO inversion of near-critical and postcritical PP-reflections / L. Skopintseva, A. Aizenberg, M. Ayzenberg, M. Landrø, T. Nefedkina // Geophysics. – 2012. – Vol. 77. – №5. – С. N1-N16.

УДК 550.832

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ БУРОВОГО ШЛАМА ПО ДАННЫМ ЛАБОРАТОРНОГО МЕТОДА ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ

Шумскайте Мария Ионовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

Работа посвящена определению фильтрационно-емкостных свойств бурового шлама по данным ЯМР-исследований, которые позволяют получить петрофизические параметры продуктивных пластов даже на интервалах без отбора керна. Экспериментально установлено, что данные, оперативно полученные на буровом шлеме, могут использоваться в качестве начальной информации до проведения детальных петрофизических исследований керна.

Ключевые слова: буровой шлам, релаксационные характеристики, фильтрационно-емкостные свойства, ЯМР-исследования.

DETERMINATION OF DRILL CUTTINGS RESERVOIR PROPERTIES BY THE DATA OF LABORATORY NMR-RELAXOMETRY METHOD

Shumskayte Mariya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

The work is devoted to determine of drill cuttings reservoir properties by the NMR studies data. This study allows to obtain of pay formations petrophysical parameters even at the intervals without core sampling. It is experimentally determined that the data operatively obtained on the drill cuttings by the NMR method can be used as initial information before conducting detailed petrophysical core studies.

Keywords: drill cuttings, relaxation characteristics, reservoir properties, NMR-studies.

При разработке нефтяных и газовых месторождений самой важной информацией о пласте-коллекторе являются его фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), детальный анализ которых проводится в лабораторных условиях на образцах керна. Достоверность и представительность полученной петрофизической информации зависит от качества отобранного керна. На интервалах пласта-коллектора без отбора керна необходимую информацию о ФЕС могут дать исследования, проведенные на буровом шлеме как в лабораторных условиях, так и непосредственно на скважине в процессе бурения. Одним из методов оперативного изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) шлама является ЯМР-релаксометрия, которая хорошо зарекомендовала себя при изучении петрофизических параметров образцов пород-коллекторов произвольной формы и размера и физико-химических свойств пластовых флюидов [1, 3-5]. Одним из вопросов, возникающих при таких исследованиях, является сопоставимость данных, полученных на кусочках шлама разного размера. Королев Н.Ю. с коллегами в своей работе [2] по данным ЯМР-измерений шлама построили зависимость пористости от глубины и увязали со значениями пористости по данным ГИС. В результате была обнаружена зависимость пористости пород от литологии.

Результаты лабораторных ЯМР-исследований

Выполнена серия измерений на ЯМР-релаксометре «МСТ-05» с рабочей частотой 2,2 МГц и индукцией магнитного поля 55 мТл на 10 образцах бурового шлама с месторождения Медвежье, скважина 5С с глубины 960-1050 м с шагом по глубине 10 м. Месторождение расположено в ЯНАО, в 50 км к юго-востоку от пос. Ныда, входит в состав Западно-Сибирской НГП. Приурочено к Ныдинскому и Медвежьему локальным поднятиям Медвежьего вала. Сеноманские отложения имеют мощность 270-300 м. Покрышкой служат морские глинистые отложения общей мощностью

около 600 м. Средняя толщина продуктивного пласта – 24-113 м, эффективная толщина – 44 м. Шлам представлен в основном глинистым алевролитом с переслаиванием аргиллита. Коэффициент пористо исходного шлама меняется в диапазоне 13-22% со средним значением 17,2%. Среднее логарифмическое времени поперечной релаксации меняется от 0,5 до 1,7 мс со средним значением 1,07 мс.

Промывка бурового шлама хлороформом показала, что пелитовая фракция вымывается легко. Песчанистые образцы «отмываются» после 1-2 промывок до состояния «чистых» песчинок с запахом нефти. Алевролитовые образцы «отмываются» только после 3-4 промывок, при этом частицы крупные, темного цвета с резким запахом нефти. Промывка хлороформом приводит к тому, что бимодальность становится менее выраженной, но все же остается, амплитуда спектров уменьшается, что свидетельствует о том, что часть исходного флюида вымывается из образца. На разных этапах промывки и насыщения бурового шлама меняются доли свободного и связанного флюидов, определенные с использованием стандартных времен отсечки (рис. 1).

На рис. 1 наглядно видно, что на начальном этапе эксперимента весь флюид находится в связанном состоянии, при это глинисто-связанного флюида больше, чем капиллярно-связанного. После промывки хлороформом ситуация не меняется. Однако после промывки, высушивания освобождается часть порового пространства и после насыщения дистиллированной водой мы наблюдаем появление свободного флюида и существенное уменьшение доли глинисто-связанного флюида. На следующем этапе – насыщение керосином – происходит освобождение еще части порового пространства, следовательно, времена релаксации увеличиваются, возрастает доля свободного флюида. При этом флюида в образце становится меньше, но находится он в более крупных порах, которые были освобождены в результате промывки хлороформом, в мелких порах по-прежнему находится исходный флюид.

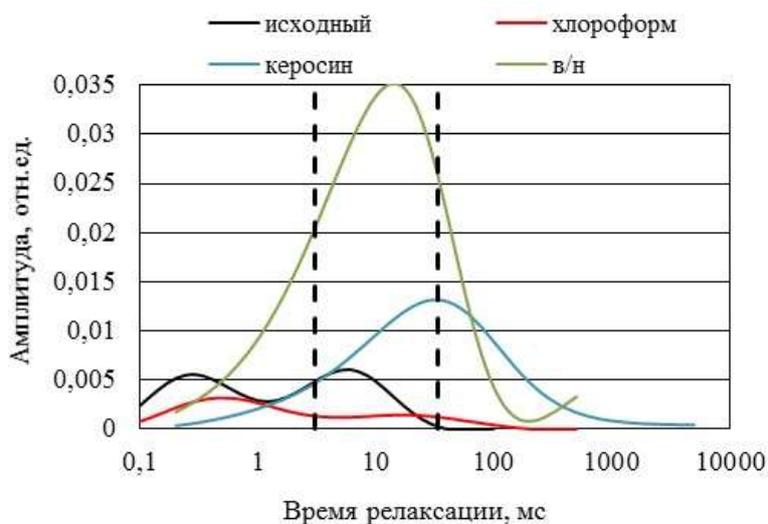


Рисунок 1 – Времена отсечки на спектрах времен поперечной релаксации бурового шлама, насыщенного разными флюидами

Сопоставление с данными ЯМК. Интервал 960 – 1004 м (по данным ЯМК)

По временам спектров ЯМК порода аналогична крупнодисперсной глине или сильно глинистому мелкозернистому алевролиту. Также возможно, что в интервале развиты опоки. По результатам лабораторных исследований породы представлены в основном алевролитом глинистым с переслаиванием аргиллита. По данным ЯМК доминантными являются поры с временем релаксации $T_2 = 5-20$ мс, которые формируют основную емкость, по данным ЯМР-релаксометрии доминантные T_2 составляют 1-10 мс в исходном состоянии; 0,1-3 мс после промывки хлороформом; 3-40 мс при насыщении водой и 10-100 мс при насыщении керосином. Видно, что наблюдается хорошее согласование диапазонов времен релаксации, за исключением случая насыщения керосином, что связано с «преобразованием» порового пространства в результате нескольких промывок разными флюидами. Кп по ЯМК составляет 30-33%, по ЯМР – в среднем 24,2%.

По данным ЯМК в прослое №4 (970м), основную моду (и емкость) формирует глина. При этом доля емкости, формируемая микропористостью глин ($T_2 < 3$ мс) незначительна. Основная емкость (капиллярно – связанный флюид) формируется на временах $T_2 = 3 – 18$ мс. Эффективная емкость (при принятом граничном значении $T_{2gr} > 18$ мс) не выделяется самостоятельной модой, она «примыкает» к связанному флюиду в правой части единой моды спектра. По данным ЯМР-релаксометрии основную моду также формирует глина, при этом доли емкости, формируемые микропористостью глин и капиллярно-связанным флюидом примерно одинаковые. Если использовать время отсечки 33 мс, то эффективной емкости нет, если 18 мс, как при ЯМК, то эффективная емкость не выделяется самостоятельной модой, она «примыкает» к связанному флюиду в правой части единой моды спектра. В целом результаты интерпретации данных ЯМК и ЯМР согласуются, несмотря на некоторые отличия, которые могут быть связаны с тем, что образцы бурового шлама претерпели изменения своих свойств в процессе транспортировки.

Заключение

Таким образом, исследование бурового шлама методом ЯМР-релаксометрии позволяет определить коэффициент пористости породы, доли свободного и связанного флюида. Также можно определить степень изменения порового пространства и перераспределения флюида в нем в процессе промывок разными флюидами. Спектры по временам релаксации наглядно показывают, что происходит с поровым пространством при воздействии на образец разных реагентов.

Также экспериментально было установлено, что результаты интерпретации данных ЯМР-релаксометрии согласуются с результатами интерпретации данных ЯМК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Белорай Я.Л. Использование ядерно-магнитных исследований для геоинформационного обеспечения строительства скважин / Я.Л. Белорай, И.Я. Кононенко // Каротажник. – 2006. – №1. – С. 53-65.
2. Королев Н.Ю. Определение фильтрационно-емкостных свойств выбуренной породы (шлама) с помощью ядерно-магнитного релаксометра MST / Н.Ю. Королев, Р.Ф. Харисов, Л.Е. Степаненков // Каротажник. – 2009. – №9. – С. 332-340.
3. Шумскайте М.Й. Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов / М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 10. – С. 1911 – 1918.
4. Шумскайте М.Й. Определение петрофизических параметров терригенных пород-коллекторов методом ЯМР-релаксометрии (аналитический обзор) / М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских, Н.А. Голиков // Каротажник. – 2018. – №12. – С. 110 – 124.
5. Шумскайте М.Й. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважин, методом ЯМР-релаксометрии / М.Й. Шумскайте, В.Н. Глинских, С.Б. Бортникова, А.Н. Харитонов, В.С. Пермяков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 2. – С. 59-66.

**СЕКЦИЯ 3. ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ, ТЕОРИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА,
ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

УДК 553.982.2

ГЕОХИМИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ СЕВЕРА ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

Бурухина Александра Ильинична

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, инженер, BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru*

Фурсенко Елена Анатольевна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, старший научный сотрудник, FursenkoEA@ipgg.sbras.ru*

В работе обобщена информация о распределении ароматических соединений в нефтях и конденсатах из юрских и меловых залежей Южно-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Сядорского, Бованенковского, Восточно-Бованенковского и Нейтинского месторождений Ямальской нефтегазоносной области. Исследованная коллекция разделяется на две группы проб, генерированных по крайней мере из двух источников, отличающихся вкладом террагенного и аквагенного органического вещества, а также окислительно-восстановительными условиями накопления нефтематеринского органического вещества.

Ключевые слова: ароматические УВ, нефти, конденсаты, геохимия, Ямальская нефтегазоносная область.

GEOCHEMISTRY OF AROMATIC HYDROCARBONS OF OILS AND CONDENSATES FROM THE NORTH OF THE YAMAL PENINSULA

Burukhina Aleksandra

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, engineer,
BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru*

Fursenko Elena

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, senior researcher,
FursenkoEA@ipgg.sbras.ru*

The paper summarizes information on the distribution of aromatic compounds in oils and condensates from the Jurassic and Cretaceous deposits of the Yuzhno-Tambeyskoye, Zapadno-Tambeyskoye, Syadorskoye, Bovanenkovskoye, Vostochno-Bovanenkovskoye and Neytinskoye fields in the Yamal petroleum region. The studied collection is divided into two groups of samples generated from at least two sources that differ in the contribution of terrigenous and aquagenic organics, as well as in the redox conditions of the oil-source organic matter accumulation.

Keywords: aromatic hydrocarbons, oils, condensates, geochemistry, Yamal petroleum region.

Объектами исследования настоящей работы являются нефти (12 проб) и конденсаты (9 проб) месторождений севера полуострова Ямал. Пробы отобраны из залежей маррессалинской, яронгской, танопчинской и ахской свит мела, малышевской, вымской и надояхской свит юры с диапазона глубин от 1584,5 до 3742,8 м. Отбор проб проводился на устьях поисковых и разведочных скважин. Задачей настоящей работы является выявление закономерностей распределения ароматических УВ в составе нефтей и конденсатов и их дальнейшая генетическая типизация. Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования представлений о нефтегазообразовании в мезозойских отложениях этого района.

Хромато-масс-спектрометрический анализ полученной при адсорбционном хроматографировании нафтено-ароматической фракции, проводился в режиме MID-записи характерных осколочных ионов изучаемых ароматических соединений по m/z 178, 192, 206, 220 - для фенантрена (Ф) и его моно-, ди- и триметилзамещенных производных; m/z 184, 198, 212, 226 - для дибензтеофена (ДБТ) и его метилпроизводных; m/z 253 и 231 - для моно- (МАС) и триароматических стероидов (ТАС). Идентификация соединений осуществлялась по временам удерживания путем сравнения полученных масс-фрагментограмм с типовыми.

В ходе анализа полученных результатов выявлено, что исследованная коллекция нефтей и конденсатов разнородна по содержанию в их составе различных групп ароматических соединений. Встречаются пробы с преобладанием Ф (75,0 – 96,8 % на сумму аренов) и, одновременно, низкими концентрациями МАС и ТАС: 0,1 - 8,9 % и 0,2 - 11,4 %, соответственно. Такие относительно высокие концентрации Ф обычно рассматривают как признак террагенного генотипа исходного ОВ [1, 2]. Другая часть коллекции характеризуется сравнительно более низким содержанием Ф (39,1 – 64,0 %) и относительно более высокой концентрацией МАС и ТАС (17,8 – 28,0% и 11,1 – 28,1 %, соответственно), что может рассматриваться как признак значительного вклада аквагенного ОВ [1, 2]. Пробы Нейтинского месторождения и нефть из надояхской свиты Бованенковского месторождения характеризуются низкими содержаниями МАС и ТАС (0,2 – 4,9 % и 0,6 – 15,8 % соответственно), однако, на фоне остальной коллекции, более высокими содержаниями ДБТ (14,0 – 15,6 %).

При совместной интерпретации данных по распределению идентифицированных ароматических соединений и стерановых УВ можно выделить 2 группы проб. К первой группе относятся 3 конденсата марресалинской свиты и 1 нефть ахской свиты Южно-Тамбейского месторождения, 2 нефти ахской свиты Западно-Тамбейского, 2 нефти танопчинской свиты Сядорского, 2 нефти ахской свиты Восточно-Бованенковского и 2 нефти Нейтинского месторождения яронгской и мальшевской свит с низкими значениями отношений Ф/ДБТ, ТАС/МАС, стераны C_{29} /стераны C_{27} (рис. 1). Ко второй группе относятся 2 нефти Бованенковского месторождения надояхской и ахской свит, 5 конденсатов Южно-Тамбейского месторождения вымской, танопчинской и ахской свит, 1 конденсат Нейтинского месторождения ахской свиты и 1 нефть Западно-Тамбейского месторождения танопчинской свиты (рис. 1).

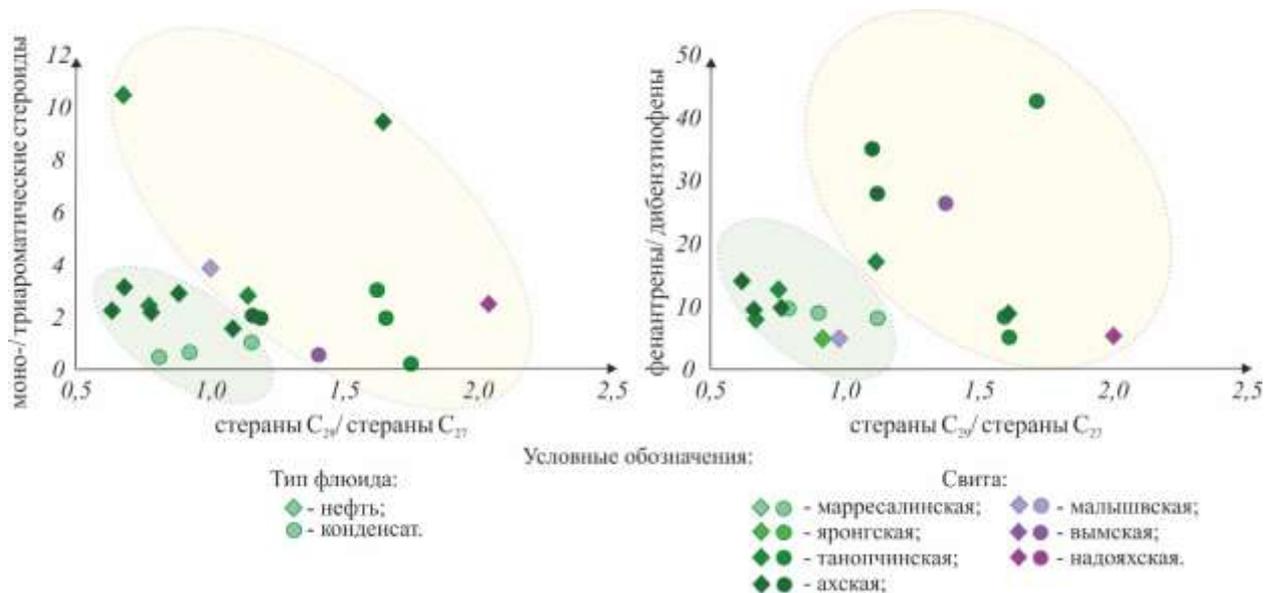


Рисунок 1 – Распределение ароматических и стерановых УВ исследованных нефтей и конденсатов

Принято считать, что преобладание стеранов C_{29} указывает на больший вклад наземной растительности в исходное ОВ, доминирование же стеранов C_{27} свидетельствует о значительном вкладе водорослевого ОВ [3]. Следовательно, первую группу проб можно отнести к УВ флюидам, образованным из органического вещества с существенной долей аквагенной составляющей, в сравнении со второй – более террагенной группой.

При совместном рассмотрении соотношений между ароматическими соединениями и изопреноидными УВ в составе исследуемых нефтей и конденсатов аналогичным образом выделено

2 группы проб (рис. 2). Второй группе соответствует 3 конденсата Южно-Тамбейского месторождения таношчинской и ахской свит, первой – все остальные пробы коллекции. Ввиду того, что соотношения пристан/ фитан и Ф/ДБТ отражают окислительно-восстановительную обстановку накопления и преобразования исходного ОВ [2, 3], первая группа проб относится к области умеренно восстановительных обстановок на диаграмме, а вторая попадает в область, характерную для более окислительных условий (рис. 2).

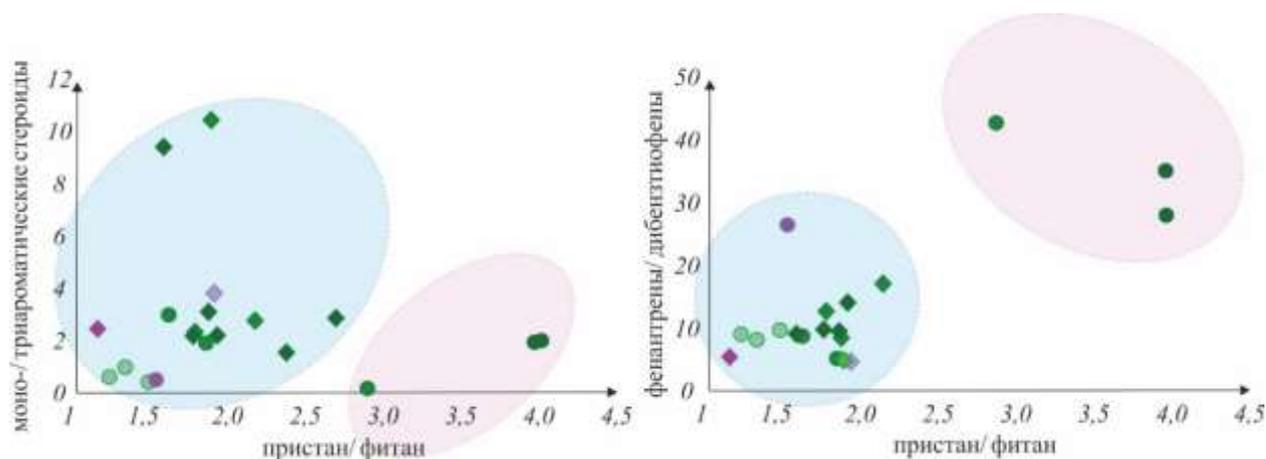


Рисунок 2 – Распределение ароматических и изопrenoидных УВ исследованных нефтей и конденсатов

Условные обозначения см. рисунок 1.

Сопоставляя распределения на (рис. 1) и (рис. 2), можно сделать вывод, что часть проб исследуемой коллекции, образованная за счет ОВ преимущественно террагенного генотипа, преобразовывалась в умеренно восстановительных обстановках, другая часть - в более окислительных.

Показатели зрелости, рассчитанные по составу идентифицированных ароматических соединений: дибензтиофеновый индекс (ДБТИ), фенантреновый индекс (ФИ), соотношение между триароматическими стероидами (ТАСИ), соотношение между метилфенантренами (R_0 (MPI 1)), имеют незначительный разброс значений и соответствуют характеристикам ОВ главной зоны нефтеобразования [1, 2, 4].

Таким образом, исследованные нефти и конденсаты севера полуострова Ямал по различиям в распределении аренов можно разделить на 2 генетические группы, т.е. образованные за счет смешанного РОВ 1) преимущественно террагенного генотипа; 2) со значительной долей акагенных составляющих.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, Б.Г. Винокур, Ю.Г. Зимин, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, А.Д. Луговцов, В.М. Мельникова, Г.М. Парпарова, Е.А. Rogozina, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев // Труды СНИИГГиМС. – Выпуск 50 – Москва, 1967. – 223 с.
2. Конторович А.Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензтиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т.45. – № 7. – С. 873 – 883.
3. Петров А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров – М.: Наука, 1984. – 263 с.
4. Peters K.E. The biomarker guide. Second Edition / K.E. Peters, C.C. Walters, J. M. Moldowan. – New York: Cambridge University Press, 2005. – V. 2. – 1155 p.

УДК 553.98

ПОВЕДЕНИЕ ФЕНАНТРЕНОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЗРЕЛОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ЗОНЕ АПОКАТАГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ СРЕДНЕВИЛЮЙСКАЯ-27, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Долженко Кирилл Васильевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, младший научный сотрудник, DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru*

В работе рассмотрены показатели зрелости органического вещества, основанные на распределении фенантрена и его метилзамещенных гомологов, в образцах битумоидов верхнепалеозойского комплекса Вилюйской синеклизы. Проведено сравнение данных показателей с отражательной способностью витринита в области конца мезо - апокатагенеза. На основании оценки степени зависимости фенантреновых показателей преобразованности от фактических замеров по мацералам угля предложены уравнения для расчета на их основании степени зрелости в зоне апокатагенеза.

Ключевые слова: фенантрены, биомаркеры, верхний палеозой, апокатагенез, сверхглубокая скважина.

BEHAVIOR OF PHENANTHRENE MATURITY INDEXES OF ORGANIC MATTER IN THE APOCATAGENESIS ZONE (EVIDENCE FROM A SUPERDEEP WELL SREDNEVILYUISK-27, EASTERN SIBERIA)

Dolzhenko Kirill

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant,
DolzhenkoKV@ipgg.sbras.ru*

The paper considers maturity indexes of organic matter, which based on the distribution of phenanthrene and its methyl-substituted homologs. The study was carried on bitumoids samples from the Upper Paleozoic complex of the Viluy syncline. The comparison of these indexes with the vitrinite reflectance in zones of last meso-, apocatagenesis was performed. Equations for calculating of maturity level in the apocatagenesis zone are proposed based on an assessment of the dependence degree between phenanthrene maturity indexes and actual coal maceral reflectance ability.

Keywords: phenanthrenes, biomarkers, Upper Paleozoic, apocatagenesis, superdeep well.

Объектом настоящего исследования послужило террагенное органическое вещество (ОВ) верхнепалеозойского комплекса Вилюйской синеклизы (Восточная Сибирь) в интервале глубин 3370-6458 м вскрытом скважиной Средневилюйская-27 (Хапчагайский мегавал). Образцы битумоидов исследовались на предмет особенностей распределения фенантрена и его метилзамещенных гомологов в ароматической фракции с ростом катагенеза. Фракция ароматических углеводородов (УВ) исследовалась методом хромато-масс-спектрометрии на системе, состоящей из газового хроматографа 6890 и масс-селективного детектора Agilent 5973N. Замеры отражательной способности проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2.

В большинстве своем ароматические соединения в нефтях и битумоидах являются продуктами диагенетических превращений, процессов циклизации и дегидрирования, и потому не являются в широком смысле биометками исходного органического материала. По отношению к фенантренам в опубликованной литературе предлагаются различные варианты образования ароматических молекул из биологических предшественников. В работах [1, 4] в качестве источников предложены стероиды. Авторы рукописи [3] рассматривают пути образования через алкилирование низших ароматических УВ и дегидрирование стероидов и терпеноидов. В статье [2] проведено обобщение механизмов, предложенных зарубежными исследователями, где в качестве прекурсоров выдвинуты трициклические терпеноиды с изопреноидной цепью, тетрахиманол,

изоарборинол и абиетиновая кислота. Одними из наиболее важных для геохимии характеристик ароматических соединений являются большая термодинамическая устойчивость, энергетически выгодная структура сопряженных двойных связей (ароматическое кольцо) и склонность к реакциям замещения. Это позволяет оценить степень преобразованности органического вещества и вмещающих пород в области действия высоких температур, где насыщенные УВ-биомаркеры подвергаются сильной деструкции и перестают быть информативными. В настоящем сообщении представлены результаты сравнения различных показателей УВ ряда фенантронов с отражательной способностью витринита (R_{vt}^o) в области конца мезо- начала апокатагенеза.

В ходе работы в образцах битумоидов были рассмотрены относительные содержания фенантрена (P) и его метилзамещенных гомологов (1-MP, 2-MP, 3-MP, 9-MP). В литературных источниках предлагается ряд коэффициентов, рассчитанных по указанным соединениям (P – фенантрен, MP – метилфенантрен):

1. МФИ – $(2-MP + 3-MP) / (1-MP + 9-MP)$ [4];
2. MPI-1 – $1,5 * (2-MP + 3-MP) / (P + 1-MP + 9-MP)$ по Radke M. [5];
3. MPI-1mod. – $1,89 * (2-MP + 3-MP) / (P + 1,26 * (1-MP + 9-MP))$ по Cassani F. [5];
4. PP-1 – $1-MP / (2-MP + 3-MP)$ по Alexander R. [5];
5. ФИ – $2-MP / P$ [3].

Среди ограничений показателей 1 – 4, авторы сборника [5] указывают следующее: коэффициент необходимо калибровать для каждой УВ системы; образцы разного уровня зрелости могут показывать одно и то же значение, так как по наблюдениям авторов имеют место положительная корреляция от показателя R_{vt}^o в зоне активной генерации УВ (α - структуры (положения 1- и 9-) с ростом температуры переходят в β (2- и 3-)) и отрицательная при спаде интенсивности процессов новообразования (обусловлена деструкцией); наличие карбонатных пород завышает данные показатели, что требует дополнительной калибровки; влияние процессов миграции. Показатель 5 был получен на основании изучения образцов битумоидов разнофациальных юрских пород Западной Сибири и показал линейную зависимость от отражательной способности витринита в диапазоне от 0,55 до 0,85 % R_{vt}^o . Построенные графики зависимости изменения фенантреновых отношений от уровня зрелости почти во всех случаях показали большое сходство с литературными источниками в области мезокатагенеза (рис.1, А). Исключением стал MPI-1mod, для которого не было установлено зависимости во всем изученном интервале.

Для зоны апокатагенеза наименьшая степень разброса у показателей МФИ и PP-1. В целом общий «коридор» показывают MPI-1 и ФИ, но имеют слишком большой разброс для достоверной интерпретации. Для показателей, предложенных Петровым А.А. (1) и Alexander R. (4), характерно отсутствие собственно фенантрена в формуле, для расчета используются только метилзамещенные гомологи. При этом в области апокатагенеза у PP-1 несколько больший коэффициент корреляции от R_{vt}^o – $r = 0,81$ против $r = 0,77$, а его отличие от МФИ заключается в отказе от использования 9-MP при расчете. На основании построенных зависимостей для этих показателей были получены уравнения расчета отражательной способности витринита для зоны апокатагенеза (рис.1, Б):

$$R_{(PP-1)}^o = 2.6956 * (PP-1) + 2.7468$$
$$R_{(МФИ)}^o = 3.9543 * (МФИ)^{0.342}$$

Важно отметить, что зависимость R_{vt}^o от PP-1 описывается линейным уравнением (коэффициент детерминации (R^2) 0,71), для показателя МФИ больше применимо степенное – $R^2=0,71$ против 0,62 для линейного. Вероятно, такое разделение происходит по причине разной интенсивности деструкции в жестких термобарических условиях метилзамещенных гомологов фенантрена и требует дальнейших исследований.

Использование приведенных выше уравнений справедливо для террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилуйской синеклизы при сохранении типа органического вещества по простиранию. При значительном удалении от скважины Средневилуйская-27 и смене фаций верхнепалеозойских пород достоверность предложенных способов расчета уровня зрелости может существенно снизиться. Полученные результаты могут быть использованы при восстановлении максимальных палеотемператур достигнутых органическим веществом и вмещающими его породами.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00337.

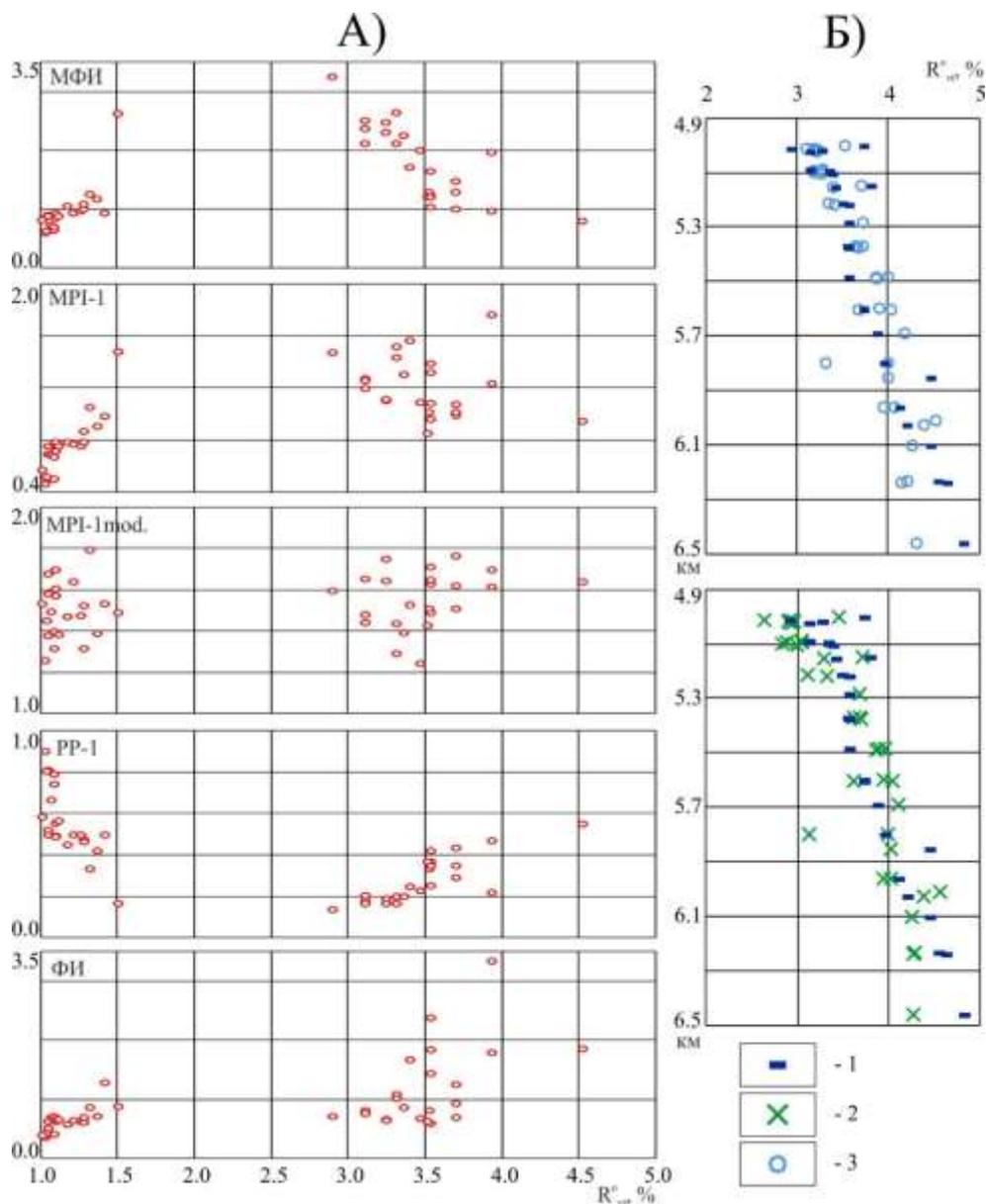


Рисунок 1 – Зависимости изменения фенантреновых показателей зрелости от отражательной способности витринита (R^0_{vt}) (А) и сравнение фактических замеров R^0_{vt} с расчетными значениями (Б).

Условные обозначения: 1 – R^0_{vt} ; 2 – $R^0_{vt(PP-1)}$; 3 – $R^0_{vt(МФИ)}$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Гордадзе Г.Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии: Учебное пособие / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев. – М: МАКС Пресс, 2010. – 240 с.
2. Каширцев В.А. Биомаркеры-фенантрены в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях Сибирской платформы / В.А. Каширцев, Т.М. Парфенова, А.К. Головкин, Б.Л. Никитенко, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 10. – С. 1720-1729.
3. Конторович А.Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензтиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873-883.

4. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М: Наука, 1984. – 264 с.
5. Peters K.E. The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – UK, Cambridge: UK Cambridge University Press, 2004. –1155 p.

УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ БАСЕЙН)

Котик Иван Сергеевич

Институт геологии имени академика Н.П.Юшкина, г.Сыктывкар, Россия, старший научный сотрудник, iskotik@geo.komisc.ru

Котик Ольга Сергеевна

Институт геологии имени академика Н.П.Юшкина, г.Сыктывкар, Россия, научный сотрудник, olya.procko@gmail.com

Представлены результаты оценки углеводородного (УВ) потенциала палеозойских отложений гряды Чернышева. Смена литолого-фациальных условий осадконакопления предопределила формирование нефтегазоматеринских пород с различными генерационными характеристиками. Установлено, что верхнеордовикские и нижнесилурийские отложения содержат преимущественно низкопродуктивные нефтегазоматеринские породы, а в каменноугольных отложениях они отсутствуют. Средне- и высокопродуктивные нефтегазоматеринские породы расположены в верхнесилурийско-нижнедевонской и франско-фаменской частях осадочного разреза. Они являлись основными генерационными источниками для залежей УВ.

Ключевые слова: гряда Чернышева, нефтегазоматеринские породы, углеводородный потенциал.

PETROLEUM POTENTIAL OF THE PALEOZOIC DEPOSITS ON THE CHERNYSHEV SWELL (TIMAN-PECHORA BASIN)

Kotik Ivan

Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences (IG Komi SC UB RAS), Syktyvkar, Russia, Senior Researcher, iskotik@geo.komisc.ru

Kotik Olga

Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences (IG Komi SC UB RAS), Syktyvkar, Russia, Research Officer, olya.procko@gmail.com

The article presents an assessment of hydrocarbon potential of the Paleozoic deposits on the Chernyshev swell. The change of lithofacial conditions determined the formation of petroleum source rocks with different generation characteristics. Upper Ordovician and Lower Silurian sediments contain mainly petroleum source rocks with low generation potential. Carboniferous deposits do not contain petroleum source rocks. The source rocks with high generation potential are located in the Upper Silurian-Lower Devonian and Frasnian-Famennian parts of the sedimentary section. They are the main generation source for hydrocarbon deposits.

Keywords: Chernyshev swell, petroleum source rocks, hydrocarbon potential.

Изучение палеозойских отложений и оценка их УВ потенциала проведена по данным керна скважин 1, 2-Адакская, 1-Воргамусюрская, 1-Заостренская, 1, 2-Усинокушшорская, 1-Адзьвинская, 1-Южно-Степковожская, 6-Хоседаю-Неруюская, расположенных в северной половине гряды Чернышева.

Литолого-фациальный состав палеозойских палеошельфовых отложений гряды Чернышева разнороден. Изученный осадочный разрез состоит из соленосных сульфатно-глинисто-карбонатных отложений среднего-верхнего ордовика, карбонатных и глинисто-карбонатных отложений силура и нижнего девона, глинисто-карбонатных, карбонатно-глинистых и кремнисто-глинисто-карбонатных отложений верхнего девона и карбонатных отложений карбона [1]. Накопление

отложений в различных обстановках седиментации определяет формирование нефтегазоматеринских пород с различными содержаниями органического вещества (ОВ) и его УВ потенциалом.

Рассмотрим распределение концентраций ОВ и генерационный потенциал различных стратиграфических интервалов палеозоя. В карбонатных отложениях верхнего ордовика содержание $C_{орг}$ составляет 0,06 - 0,35 %. В сульфатно-глинисто-карбонатных породах $C_{орг}$ повышается до 0,70 - 0,76 %. В известняках и доломитах, слагающих преимущественно нижнесилурийскую часть разреза, содержания $C_{орг}$ изменяются от 0,05 до 0,37 %. Данные пиролиза, а именно величина генерационного потенциала (S_1+S_2) и водородного индекса (HI), оценивающих УВ потенциал ОВ, характеризуются низкими значениями, составляющих соответственно 0,12 - 0,38 мг УВ/г породы и 111 - 173 мг УВ/г $C_{орг}$.

В верхнесилурийских отложениях установлены повышенные концентрации ОВ. В глинистых известняках, доломитах и мергелях $C_{орг}$ составляет 0,46 - 2,15 %. Нижнедевонские отложения характеризуются схожими содержаниями $C_{орг}$. В карбонатных породах $C_{орг}$ составляет 0,06 - 0,38 %, а в глинисто-карбонатных повышается до 0,81 - 1,6 %. Данные пиролиза для верхнесилурийских и нижнедевонских отложений характеризуются схожими значениями. Величина S_1+S_2 составляет 0,04 - 1,43 мг УВ/г породы в отложениях с содержаниями $C_{орг}$ до 0,5 %. Повышенные значения генерационного потенциала в диапазоне 1,73 - 10,43 мг УВ/г породы установлены в образцах с концентрациями $C_{орг}$ 0,66 - 2,15 %.

Отложения франско-фаменского возраста верхнего девона отличаются наибольшими концентрациями ОВ. Высокие содержания $C_{орг}$ в диапазоне 3,2 - 17,6 % связаны с карбонатно-глинистыми и кремнисто-глинисто-карбонатными отложениями франского возраста. Величина S_1+S_2 и HI для них составляет 19,3 - 107,5 мг УВ/г породы и 454 - 589 мг УВ/г $C_{орг}$ соответственно. В фаменских глинисто-карбонатных и карбонатно-глинистых отложениях $C_{орг}$ составляет 0,22 - 5,58 %. В породах с повышенными содержаниями $C_{орг}$ (более 1%) значения S_1+S_2 и HI достигают, соответственно, 9,4 - 23,7 мг УВ/г породы и 391 - 498 мг УВ/г $C_{орг}$.

Каменноугольные отложения сложены преимущественно карбонатными породами с содержаниями $C_{орг}$ около 0,1 %.

Катагенетическая преобразованность ОВ оценивалась по данным пиролиза Rock-Eval. Значения температуры максимального выхода УВ (T_{max} , °C) изменяются от 422 до 445°C. Величины T_{max} в образцах из девонских и силурийских отложений имеют сходный диапазон значений, но в среднем имеется тенденция увеличения к нижним стратиграфическим горизонтам. В верхнедевонских отложениях среднее значение T_{max} составляет 431, нижнедевонских 433, верхнесилурийских 435 и нижнесилурийских 438. Полученные данные указывают на зрелость ОВ в пределах главной зоны нефтегенерации [2].

Оценка УВ потенциала палеозойских отложений гряды Чернышева показала, что верхнеордовикские и нижнесилурийские отложения содержат преимущественно низкопродуктивные нефтегазоматеринские породы. В каменноугольных отложениях нефтегазоматеринские породы отсутствуют. Средне- и высокопродуктивные нефтегазоматеринские породы приурочены к верхнесилурийско-нижнедевонской и франско-фаменской частям осадочного разреза. Нефтегазоматеринские породы этих стратиграфических интервалов являлись основным генерационным источником для залежей УВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Данилов В. Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность / В. Н. Данилов. – СПб.: Реноме, 2017. – 288 с.
2. Peters K. E. Applied source rock geochemistry / K. E. Peters, M. R. Cassa // The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir 60. – Tulsa, Oklahoma, U.S.A, 1994. – P. 93 – 117.

УДК 552.57:551.736.3(470.13)

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО НИЖНЕПЕРМСКИХ УГЛЕЙ СЕВЕРА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ БАСЕЙН)

Котик Ольга Сергеевна

*Институт геологии им. академика Н. П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН, г.Сыктывкар,
Россия, научный сотрудник, olya.procko@gmail.com*

В статье представлены результаты углепетрографических и пиролитических исследований углей кунгурского возраста севера Предуральского краевого прогиба (Тимано-Печорский бассейн). Результаты петрографических и пиролитических исследований показали, что ОВ кунгурских отложений на севере Предуральского краевого прогиба характеризуется керогеном II-III, III-IV типов. Пиролитические исследования свидетельствуют о высоком остаточном потенциале пород (HI до 349 мг УВ/г $C_{орг}$), что обусловлено составом органического вещества.

Ключевые слова: угли кунгурского возраста, органическое вещество, генерационный потенциал

ORGANIC MATTER OF LOWER PERMIAN COALS FROM NORTHERN PREURAL FOREDEEP (TIMAN-PECHORA BASIN)

Kotik Olga

*Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of
Sciences,
Syktyvkar, Russia, Researcher, olya.procko@gmail.com*

The article presents the results of coal-petrographical and pyrolytic studies coals of Kungurian age from northern Preural Foredeep (Timan-Pechora basin). The results of petrographic and pyrolysis studies have shown that organic matter of the Kungurian deposits from northern Preural Foredeep are dominated by Type II/III, III/IV kerogen. pyrolysis studies show high residual generating potential of rocks (HI up to 349 mg УВ/г $C_{орг}$), due to the composition of organic matter.

Keywords: coals of Kungurian age, organic matter, generating potential

Формирование пермских угленосных отложений происходило в прибрежно-морских и континентальных обстановках. Исходные вещества угольных пластов накапливались в паралических условиях. Пермские угленосные отложения Косью-Роговской впадины изучались многочисленными научно-исследовательскими коллективами. Детальные комплексные работы по изучению состава органического вещества (ОВ) проводились в основном на площадях развития углей промышленной ценности. Геохимические исследования для ряда разрезов на прилегающих площадях проводились для оценки продуктивности нефтематеринских пород, уровня катагенеза ОВ, условий генерации углеводородов (УВ) в толще [1, 2]. Особенностью данных углей и углистых пород является присутствие в них водорослевых компонентов ОВ, которые наряду со всеми компонентами липтинитовой группы повышают УВ потенциал пород. Выявление закономерности расположения этих углей в разрезе, а также особенности их преобразования являлись основными задачами данного исследования.

Исследование проводилось по разрезу кожмрудницкой свиты, вскрытого в обнажении № 5 на р. Кожим юга Косью-Роговской впадины и левкуркутской свиты (возрастной аналог кожмружницкой свиты), вскрытого в обнажении № 49 на рр. Воркута и Сырьяга в северной части впадины. Также были проанализированы данные по Воркутскому и Воргашорскому месторождениям. Разрезы свит сложены песчаниками, алевролитами и аргиллитами с редкими прослоями углистых аргиллитов и углей. Формирование этих отложений происходило в прибрежно-морских и континентальных условиях, которые, в целом, характеризуют последовательную смену обстановок шельфа, верхнего и нижнего пляжа, лагуны и прибрежной равнины с зонами маршевых озер и болот, испытывавших кратковременные осушения [3].

Угли переходного II-III типа или сапропелево-гумусовые связаны с фациями глинистых осадков зарастающих водоемов прибрежно-континентальной равнины. По мнению Тимофеева П. П. и соавторов [4] эта мезофация алеврито-глинистых и углистых осадков, заливавшихся торфяных болот, в том числе и сапропелевых, прибрежно-континентальной равнины и морского побережья. В изученных разрезах они встречаются в виде маломощных пропластков преимущественно в верхних частях угольных пластов (в кровле). При накоплении данных осадков происходит «углубление» бассейна седиментации и смена фаций с маршевых на пляжевые или предпляжевые обстановки, то есть их положение в разрезе совпадает с зоной перехода максимальной угленосности в зону морских отложений.

По углепетрографическому составу в углях кожмрудницкой свиты (P₁kr) р. Кожим преобладают компоненты группы витринита (до 90 %), но выявлено значительное содержание (до 25 % и более) липтинитовых компонентов, разнообразных по составу. Из липтинитовых компонентов обнаружены: кутинит, споринит, резинит с эксудатинитом, альгинит (в зольных прослоях) и многочисленные мелкие скопления битумов, выделившихся из этих компонентов (рис. 1), что свидетельствует о начальной генерации УВ углями. Степень катагенетической зрелости, согласно показателю отражения витринита ($R_o = 0,4 - 0,6$ %) соответствует грациям начала главной зоны нефтеобразования. Водородный индекс в зависимости от содержания липтинитовых компонентов меняется от 87 до 349 мг УВ/г C_{орг}.

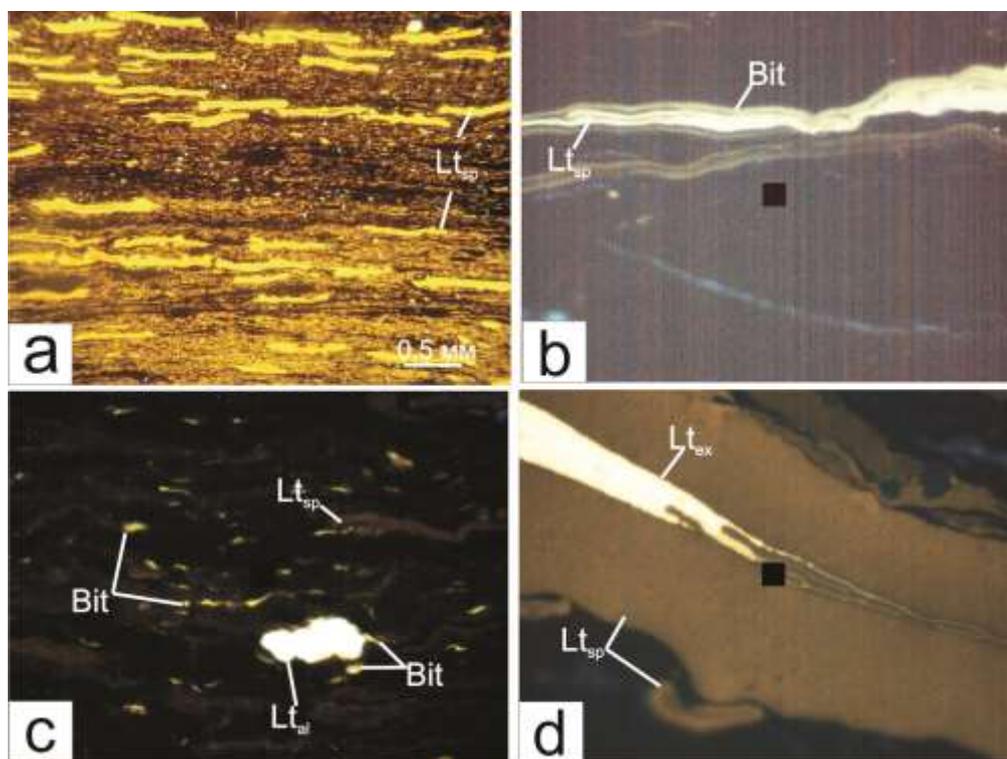


Рисунок 1 – Микрокомпоненты группы липтинита и битумы в углях P₁kr, р. Кожим

Условные обозначения: в проходящем свете (а) и отраженном ультрафиолетовом свете, масляная иммерсия, ув. х 50, метка в центре кадра 5х5 мкм (b-d); Ltsp – споринит, Ltal – альгинит, Ltex – эксудатинит и Bit – битумы, выделившиеся из липтинитовых компонентов.

В углях и в породах лекворкутской свиты р. Воркута по результатам углепетрографического исследования ОВ были установлены следующие группы компонентов: витринита, инертинита и липтинита. Липтинитовые компоненты представлены споринитом, кутинитом, резинитом и битуминитом. По значениям отражательной способности витринита ($R_o = 0,9$ %) преобразование ОВ исследованных образцов соответствует градации катагенеза МК₃.

Имеются многочисленные прослои, значительно обогащенные альгинитом в пределах Воркутского и Воргашорского месторождений. Альгинитовые компоненты в сапропелево-гумусовых углях обнаружены в количестве от 6 до 9 % [5]. Повышенные содержания липтинитовых (в том числе и водорослевых) компонентов способствовало формированию более

высокопродуктивных пород в разрезе. Водородный индекс при условии частичной (и/или значительной) реализации углеводородного потенциала ОВ для Воркутского района составляет 130 – 247 мг УВ/г $C_{орг}$, и достигает 393 мг УВ/г $C_{орг}$ на Комсомольской площади. Пиролитические и углепетрографические данные указывают на изначально высокий нефтематеринский потенциал кунгурских отложений на территории севера Предуралья Краевого прогиба.

Пласты сапропелево-гумусовых углей не единичны в рассмотренных месторождениях, что позволяет предполагать возможность их распространения и в других районах со сходными фаціальными условиями. К примеру, восточнее на Сырьягинской площади с близкими условиями осадконакопления и строением разрезов, в районе бассейна р. Сырьяга, обнаружены углистые аргиллиты с остатками (и следами) органических компонентов водорослевой природы (битуминит), что свидетельствует о возможном распространении здесь сапропелево-гумусовых углей. Несмотря на малую мощность таких прослоев, их формирование связано с прибрежной приливно-отливной равниной и при условии мелкой цикличности рассматриваемых отложений частота встречаемости этих слоев может быть высокой. А ввиду значительной мощности всего кунгурского комплекса суммарная мощность таких слоев может достигать десятки метров, а вместе с глинистыми прослоями и первые сотни метров. В целом, общий потенциал и количество генерируемых углеводородов в толщах подобного сложения с повышенным содержанием литинитового (и особенно водорослевого) ОВ согласно проводимым расчетам объемов генерации [6] может быть сопоставим с доманикоидами.

Таким образом, проведенные углепетрографические и пиролитические исследования показали, что ОВ изученных углей и пород имеет гетерогенное происхождение: преобладает гумусовый материал, зачастую со значительной водорослевой и микробальной составляющей в исходном веществе. Высокий углеводородный потенциал кунгурского комплекса позволяет рассматривать эти толщи как нефтегазоматеринские.

Работа выполнена при частичной поддержке программы фундаментальных исследований УрО РАН, проект № 18-5-5-13 «Модели геологического строения, условия формирования и прогноз нефтегазоносности фанерозойских отложений арктических районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Анищенко Л. А. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуралья Краевого прогиба / Анищенко Л. А., Клименко С. С., Рябинкина Н. Н., Мальшев Н. А., Рябинкин С. В., Куплевич И. Л., Захаров А. А., Прозоров С. Ф., Антонов В. И., Иванов В. В., Кузнецов Н. И., Юдин В. М. – СПб.: Наука, 2004 а. – 214 с.
2. Баженова Т. К. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Баженова Т. К., Шиманский В. К., Васильева В. Ф., Шапиро А. И., Яковлева Л. А. (Гембицкая), Климова Л. И. — СПб.: ВНИГРИ, 2008. — 164 с.
3. Процько О. С. Состав рассеянного органического вещества пермских терригенных отложений Косью-Роговской впадины // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН, 2009. № 3. С. 6 – 8.
4. Седиментогенез и литогенез отложений интинской свиты юга Печорского угольного бассейна/ Тимофеев П.П., Боголюбова Л.И., Копорулин В.И.// М.: Наука. Вып. 528. 2002г. – 224 с.
5. Карельский В.П., Марго Л.Н. Палеогеография распространения и некоторые особенности образования сапропелево-гумусовых углей в Воркутском районе // Проблемы геологии и географии Северо-Востока европейской части СССР. Сыктывкар, 1973. С.4-9. (Известия Коми фил. ГО СССР; Вып.16).
6. Котик О. С. Генерация углеводородов кунгурского комплекса Косью-Роговской впадины // Материалы международной конференции «Рассохинские чтения». Ухта: УГТУ, 2017. С. 91–95.

УДК 552.578.2.061.3

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ И КАТАГЕНЕЗ ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Литвинова Анжела Евгеньевна

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, инженер, LitvinovaAE@tomsknipi.ru; Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия, аспирант, ael5@tpu.ru

Фадеева Светлана Васильевна

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, главный специалист, к.г.-м.н., FadeevaSV@tomsknipi.ru; Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия, старший преподаватель, FadeevaSV@tpu.ru

Гончаров Иван Васильевич

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, начальник управления лабораторных исследований, д.г.-м.н., goncharoviv@tomsknipi.ru ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия, профессор, goncharoviv@tomsknipi.ru

Веклич Максим Александрович

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, начальник сектора хроматографии и масс-спектрометрии, к.х.н., VeklichMA@tomsknipi.ru

Жердева Александра Валерьевна

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, ОАО «ТомскНИПИнефть», г.Томск, Россия, младший научный сотрудник, ZherdevaAV@tomsknipi.ru

Настоящая работа посвящена генетической типизации нефтей юго-востока Западной Сибири на основании вариаций значений молекулярных и изотопных параметров

Ключевые слова: биомаркеры, палеозой, изотопный состав, молекулярные параметры, юго-восток Западной Сибири

GENETIC TYPES AND CATAGENESIS OF PALEOZOIC OILS IN THE SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA

Fadeeva Svetlana Vasilyevna

Tomsk Research and Design Institute of Oil and Gas, TomskNIPIneft OJSC, Tomsk, Russia, Chief Specialist, Ph.D., FadeevaSV@tomsknipi.ru; National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Senior Lecturer, FadeevaSV@tpu.ru

Litvinova Angela Evgenievna

Tomsk Research and Design Institute of Oil and Gas, TomskNIPIneft OJSC, Tomsk, Russia, engineer, LitvinovaAE@tomsknipi.ru; National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, graduate student, ael5@tpu.ru

Goncharov Ivan Vasilyevich

Tomsk Research and Design Institute of Oil and Gas, TomskNIPIneft OJSC, Tomsk, Russia, Head of Laboratory Research, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, goncharoviv@tomsknipi.ru; National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, professor, goncharoviv@tomsknipi.ru

Veklich Maxim Alexandrovich

Tomsk Research and Design Institute of Oil and Gas, TomskNIPIneft OJSC, Tomsk, Russia, Head of Chromatography and Mass Spectrometry Sector, Ph.D., VeklichMA@tomsknipi.ru

Zherdeva Alexandra Valeryevna

Tomsk Research and Design Institute of Oil and Gas, TomskNIPIneft OJSC, Tomsk, Russia, junior researcher, ZherdevaAV@tomsknipi.ru

The present work is devoted to the genetic typification of oils in the south-east of Western Siberia based on variations in the values of molecular and isotopic parameters.

Key words: biomarkers, Paleozoic, isotopic composition, molecular parameters. southeast of Western Siberia

подавляющая часть залежей палеозойских нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (Россия), находится в его юго-восточной части, в пределах Чузикско-Чижапской седловины. Исследованию палеозойских нефтей Западной Сибири посвящено значительное количество работ (Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Конторович Э.А., Запивалов Н.П., Гончаров И.В., Костырева Е.А. и др.), но природа этих нефтей, их типизация, до сих пор являются предметом дискуссий. Длительный период накопления палеозойских отложений (более 200 млн. лет) и, соответственно, смена условий осадкообразования, предопределили наличие в толще палеозойских отложений нескольких нефтематеринских источников. На основе различий в параметрах состава в регионе было выделено несколько групп нефтей в пределах палеозойского типа [1].

Дополнительные исследования (GC/MS, GC/MS/MS, EA-IRMS) более 70 проб палеозойских нефтей из 17 месторождений юго-востока Западной Сибири (ЮВЗС) показали существенные вариации значений молекулярных и изотопных параметров, характеризующих природу (виды биопродуцентов, условия их fossilization) и катагенез исходного для них нефтематеринского ОБ.

Обособленность палеозойских нефтей ЮВЗС по группам показана на рисунке 1. Первая группа представлена нефтями с резко отличающимися от всех остальных параметрами состава. Это нефти пяти месторождений: Кулгинского, Южно-Тамбаевского, Южно-Табаганского, Арчинского и Солоновского. Нефти этой группы характеризуются повышенным содержанием тетрациклического терпана состава C₂₄ (отношение тетрациклического гопана состава C₂₄ к трициклическому C₂₆) (рис. 1-а). Высокие концентрации тетрациклического терпана C₂₄ указывают на лагунные с высокой соленостью условия накопления исходного ОБ, карбонатные фации [2]. Кроме того, нефти этих месторождений имеют самые высокие значения параметра АВІ по сравнению с остальными палеозойскими нефтями региона. Параметр АВІ обусловлен существенным доминированием над своим окружением высокомолекулярных алкилбензолов с нечетными алкильными заместителями состава C₁₅, C₁₇, C₁₉. Такой уникальный состав алкилбензолов, как в этих нефтях ЮВЗС, встречен нами в нефти Алжира (Ain-Zeft), в палеозойских нефтях Белоруссии, докембрийских нефтях Восточной Сибири. Наличие характерных биологических предшественников обнаруживается присутствием в древних нефтях алкилбензолов с нечетными нормальными алкильными заместителями. Например, такие алкилбензолы были обнаружены в составе грибов (*Corticium satcinum*) [3]. Возможно, более древние формы грибов с

схожим характерным составом алкилбензолов имели широкое распространение в доюрское время. Преобладание алкилбензолов с нечётными C_{15} - C_{19} n-алкильными заместителями связывают также с водорослевыми формами жизни (*Gloeocapsomorpha Prisca*) и цианобактериями (сине-зеленые водоросли) [4]. На преимущественный вклад прокариотов при формировании ОБ нефтей первой группы указывают минимальные значения соотношения трициклических терпанов (вклад бактериальных и водорослевых липидов) к гопанам (вклад прокариотов) в них. Все нефти палеозойского типа достаточно широко варьируют по параметру $C_{23}TТ/C_{30}Hор$ (рис. 1-б). Нефти второй группы, куда входит подавляющее большинство нефтей региона, генерировано ОБ с участием, как более сложных организмов, так и прокариотов в менее соленых условиях, а нефти третьей группы характеризуются минимальным участием прокариотов в формировании ОБ и минимальной соленостью вод бассейна осадконакопления.

Выделенные группы нефтей характеризуются не только особенностями фациально-генетических параметров, но и изменениями параметров катагенеза (рисунок 1-в). Отношение тетрациклических терпанов к гопанам (параметр $C_{24}TeT/C_{30}Hор$) увеличивается в более зрелых нефтях, что связано с лучшей термической стабильностью тетрациклических терпанов. С ростом катагенеза также сглаживается распределение высокомолекулярных алкилбензолов, значения параметра АВІ уменьшаются (рис. 1-в). Наибольшими изменениями параметров катагенеза и их максимальными значениями характеризуются нефти первой группы. Полученные результаты ИСУ нефтей этой группы также показали крайние значения в диапазоне $\delta^{13}C$ всех исследованных в данной работе проб (рис. 1). При этом изменение как молекулярных параметров катагенеза, так и ИСУ в целом происходит однонаправленно во всей выборке образцов нефтей.

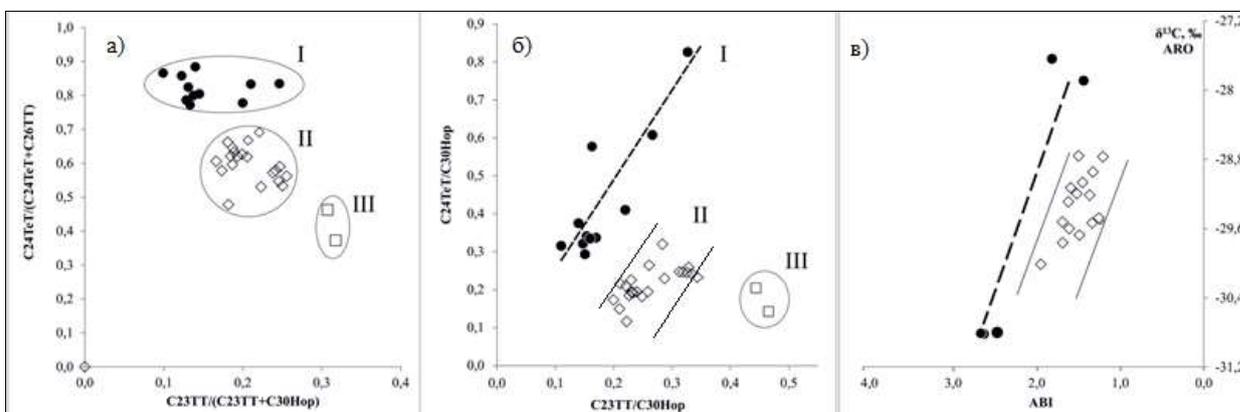


Рисунок 1 – Изменения молекулярных параметров и изотопного состава углерода в палеозойских нефтях юго-востока Западной Сибири

REFERENCES:

1. Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V. Revisiting the Nature of Paleozoic Oils in the South-East of Western Siberia // 27th International Meeting on Organic Geochemistry IMOG 2015 in Prague. Prague. 2015. Vol. 1. pp. 251-252.
2. Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. 2005. The biomarker guide. Cambridge, U.K., 1155 p.
3. Gripenberg J. FUNGUS PIGMENTS. 2. CORTISALIN, A NEW POLYETHENOID PIGMENT //ACTA CHEMICA SCANDINAVICA. – 1952. – Vol. 6. – №. 4. – P. 580-586.
4. Fowler M. G. et al. Evidence for *Gloeocapsomorpha prisca* in Late Devonian source rocks from southern Alberta, Canada //Organic Geochemistry. – 2004. – Vol. 35. – №. 4. – P. 425-441

УДК 552.578

НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОХИМИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ХАТЫСПЫТСКОЙ СВИТЫ НЕОПРОТЕРОЗОЯ (ОЛЕНЕКСКОЕ ПОДНЯТИЕ, СЕВЕРО-ВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

Мельник Дмитрий Сергеевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, MelnikDS@ipgg.sbras.ru
Новосибирский государственный университет, Россия*

Парфенова Татьяна Михайловна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Россия, заместитель директора по научной работе,
ParfenovaTM@ipgg.sbras.ru*

В работе представлены результаты геохимического изучения пород и органического вещества хатыспытской свиты. Битуминологические и пиролитические характеристики пород, а также особенности состава насыщенных фракций битумоидов позволили оценить породы хатыспытской свиты как потенциальный источник нефтидов на северо-востоке Сибирской платформы. Проанализирован остаточный генерационный потенциал и рассчитан предполагаемый. Идентифицированы редкие углеводороды.

Ключевые слова: органическая геохимия, Сибирская платформа, неопротерозой, хатыспытская свита, битумоиды, биомаркеры, генерационный потенциал.

NEW GEOCHEMICAL DATA ON THE ORGANIC MATTER OF NEOPROTEROZOIC KHATYSPYT FORMATION (OLENEK UPLIFT, NORTHEASTERN SIBERIA)

Melnik Dmitry

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Junior Research Associate,
MelnikDS@ipgg.sbras.ru
Novosibirsk State University, Russia*

Parfenova Tatyana

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Deputy Director,
ParfenovaTM@ipgg.sbras.ru*

The paper presents results of the geochemical study of rocks and organic matter of the Khatyspyt formation. Bituminological and pyrolytic characteristics of rocks, as well as molecular characteristics of bitumen saturated fractions made it possible to evaluate the rocks of the Khatyspyt formation as a potential source of bitumens and oils in the northeastern Siberia. The residual generation potential was analyzed and the estimated one was calculated. Rare hydrocarbons were identified.

Keywords: organic geochemistry, Siberian platform, Neoproterozoic, Khatyspyt formation, bitumens, biomarkers, generation potential.

Хатыспытская свита неопротерозоя распространена на северо-востоке Сибирской платформы. Ее породы в разной степени обогащены органическим веществом (ОВ). Их рассматривают как один из источников битумов Оленекского и Восточно-Анабарского полей. Результаты прежних исследования органической геохимии пород хатыспытской свиты

представлены в ряде публикаций [1-5]. Новое исследование крупной коллекции (43 образца) ведется с 2017 года в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

Установлено, что породы являются, как правило, известняками с содержанием органического углерода ($C_{орг}$) от 0,02 до 0,3%. Реже они имеют карбонатно-кремнистый или кремнисто-карбонатный состав с содержанием $C_{орг}$ от 0,3 до 2,0%. (среднее по разрезу – 0,33%). Известно, что содержание $C_{орг}$ может достигать 4 - 8% и 12 - 14% в высокоуглеродистых породах и горючих сланцах хатыспытской свиты [1, 4]. Выход битумоида составляет 0,007 - 0,125% (среднее = 0,032%). Он прямо пропорционален концентрации органического углерода ($R^2 = 0,67$). Битумоидный коэффициент варьирует, как правило, от 0,8 до 8 - 12%, иногда повышается до 17 - 20%, редко превышает 25%. В групповом составе обычно на насыщенные углеводороды (УВ) приходится 12 - 50% (в среднем 26%); на ароматические УВ – 0,3 - 17% (в среднем 7%); на сумму смол – 43 - 78% (в среднем 62%); на асфальтены – 2 - 10% (в среднем 6%).

Пиролиз выполнялся на установке POPI SR Analyzer. Величины пиков S_1 и S_2 в среднем равны 0,11 и 1,85 мг УВ/г породы соответственно. Они зависят от содержания $C_{орг}$ ($R^2 = 0,79$ и 0,92 соответственно), что характерно для нефтепроизводящих пород. Индекс продуктивности ($S_1/(S_1+S_2)$) обычно равен 0,03 - 0,09, в нескольких образцах его значения достигают 0,14 - 0,22. Повышенные значения битумоидного коэффициента и индекса продуктивности свидетельствуют о присутствии в породах хатыспытской свиты мигрировавших битумоидов. Генерационный потенциал (S_1+S_2) пород составляет 0,26 - 9,50 мг УВ/г породы (среднее = 1,96 мг УВ/г породы). Согласно одной из классификаций [6] породы хатыспытской свиты чаще обладают умеренным и низким потенциалом, реже высоким. Полученная в ходе исследования зависимость $S_1+S_2 = 4,34 * C_{орг} - 0,71$ ($R^2 = 0,92$) позволила оценить потенциал углеродистых и высокоуглеродистых пород (горючих сланцев), для которых пиролиз не проводился [3, 7, 8]. Расчеты показали, что для наиболее обогащенных ОВ пород [1] его величины составят от 25,33 - 34,01 до 52,24 - 58,75 мг УВ/г породы. Температура T_{max} составляет 431 - 439°C, что характеризует ОВ свиты как зрелое, достигшее главной зоны нефтеобразования.

Газожидкостная хроматография выполнялась на приборе Agilent 7820A. Установлено, что максимум распределения нормальных алканов обычно приходится на $n-C_{17}$ - C_{19} . Для насыщенных фракций мигрировавших битумоидов часто характерно смещение максимума в сторону высокомолекулярных соединений и «нафтеносные горбы» [9] на хроматограммах. Коэффициент нечетности нормальных алканов (CPI) в среднем равен 1,1. Отношение Pr/Ph варьирует в пределах от 0,2 до 1,2, в среднем составляя 0,6. Значения Pr/ $n-C_{17}$ и Ph/ $n-C_{18}$ обычно равны 0,2 - 0,4 и 0,3 - 0,5 соответственно, в ряде образцов мигрировавших битумоидов повышаясь до 0,4 - 1,0 и 0,5 - 1,1 соответственно. В насыщенных фракциях некоторых автохтонных и мигрировавших битумоидов были идентифицированы 12- и 13-монометилалканы.

Насыщенные фракции также исследовались на хромато-масс-спектрометре Hewlett Packard MSD 5972A. Среди стеранов доминируют, как правило, этилхолестаны C_{29} (55 - 69% на сумму C_{27} , C_{28} , C_{29}), что обычно характерно для ОВ докембрия [9, 10]. В 8 образцах было выявлено новое для хатыспытской свиты распределение стеранов с близкими концентрация холестанов и этилхолестанов ($C_{29}/C_{27} = 1,0 - 1,7$). Отношение диастеранов к регулярным изменяется от 0,1 до 0,7, (среднее = 0,3). Коэффициент созревания по стеранам $C_{29} 20S/(20S+20R)$ равен 0,4 - 0,5. По m/z 414 и 231 в ряде образцов были идентифицированы 4-метилстигмастаны, что подтверждает результаты [11].

Среди терпанов преобладают гопаны и гомогопаны (55 - 87%). Содержание трицикланов держится, как правило, на уровне 10 - 20%, в нескольких образцах оно повышено до 21 - 38%. Содержание моретанов в среднем равно 5%. В ряду гопанов был обнаружен 29, 30-бисноргопан. Как и ранее [4], было установлено два типа распределения гомогопанов ($C_{35}/C_{34} < 1$ и $C_{35}/C_{34} > 1$). Значения коэффициента зрелости T_s/T_m изменяются от 0,2 до 1,2 (среднее = 0,6). Отношение изомеров моретанов $C_{32} S/R$ лежит в пределах 0,6 - 1,7 (среднее = 0,9). Во всех пробах насыщенных фракций был идентифицирован гаммацеран, как правило, в повышенных (>3%) концентрациях, что согласуется с результатами [4]. В нескольких образцах насыщенных фракций мигрировавших битумоидов по m/z 177 были выявлены деметилированные терпаны (трицикланы, гопаны и гомогопаны).

Выводы:

1. Хатыспытская свита неравномерно обогащена органическим веществом. Рассчитанный высокий генерационный потенциал этой толщи связан с маломощными прослоями высокоуглеродистых горючих сланцев.

2. Средние значения $T_{\max} = 435^{\circ}\text{C}$, $\text{CPI} = 1,1$, отношения стеранов $\text{C}_{29} \text{20S}/(\text{20S}+\text{20R}) = 0,5$, $\text{T}_s/\text{T}_m = 0,6$ и моретанов $\text{C}_{32} \text{S/R} = 0,9$ свидетельствуют о зрелости ОБ свиты, соответствующей стадии катагенеза MK_1^1 [9, 10].

3. Высокие значения битумоидного коэффициента $>15\%$ и индекса продуктивности $>0,10$ позволяют диагностировать в породах хатыспытской свиты мигрировавшие битумоиды. Смещение максимума распределения алканов, «нафтеновые горбы» и высокие пики стеранов и терпанов на газожидкостных хроматограммах, повышенные величины Pr/n-C_{17} и Ph/n-C_{18} , присутствие деметилированных терпанов свидетельствуют о высокой степени биodeградации некоторых паравтохтонных битумоидов [9, 10]. Следовательно, хатыспытская свита содержит рассеянные нафтидопроявления.

4. Новое для хатыспытской свиты распределение стеранов ($\text{C}_{29}/\text{C}_{27}=1,0-1,7$), идентификация 12- и 13-монометилалканов в автохтонных битумоидах позволяет предполагать, что эта толща могла генерировать несколько генетических групп нафтидов, которые могут быть обнаружены на северо-востоке Сибирской платформы.

Таким образом, хатыспытскую свиту следует рассматривать как один из основных источников нефтей и битумов на северо-востоке Сибирской платформы. Помимо битумов Оленекского и Восточно-Анабарского полей [3, 5] могут быть обнаружены новые скопления природных нафтидов. Однако, на настоящий момент не ясен характер распространения в ее разрезе прослоев горючих сланцев, скопления УВ, связанные с ними, не обнаружены. Комплексное геолого-геохимическое исследование хатыспытской свиты будет продолжено.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири» и гранта РНФ 17-17-01241 «Филогенетические джунгли докембрия: утраченные планы строения эукариот в эволюции биосферы».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Натапов Л.М. Отложения типа доманиковой формации на северо-востоке Сибирской платформы // Советская геология. – №11. – 1962. – С. 110-112.
2. Конторович А.Э., Каширцев В.А., Филп Р.П. Биоопаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы // Доклады РАН, 1995. – Т. 345. – №1. – С. 106-110.
3. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН. – 2003. – 160 с.
4. Парфенова Т.М., Кочнев Б.Б., Наговицин К.Е., Иванова Е.Н., Каширцев В.А., Конторович А.Э. Геохимия органического вещества хатыспытской свиты (венд, северо-восток Сибирской платформы) // Успехи органической геохимии: Материалы Всероссийской научной конференции. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2010. – С. 265-268.
5. Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Бурштейн Л.М., Моисеев С.А., Дешин А.А., Долженко К.В., Мельник Д.С. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности Суханского седиментационного бассейна // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 6 т. – 2018. – Т. 1. – С. 207-216.
6. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 502 с.
7. Cui H., Grazhdankin D.V., Xiao S., Peek S., Rogov V.I., Bykova N.V., Sievers N.E., Liu X.-M., Kaufman A.J. Redox-dependent distribution of early macro-organisms: Evidence from the terminal Ediacaran Khatyspyt Formation in Arctic Siberia // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2016. – V. 461. – P. 122-139.
8. Knoll A.H., Grotzinger J.P., Kaufman A.J., Kolosov P. Integrated approaches to terminal Proterozoic stratigraphy: An example from the Olenek Uplift, northeastern Siberia // Precam. Research. – 1995. – V. 73. – P. 251-270.

9. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – Москва: Наука. – 1984. – 263 с.
10. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – 2nd ed. – New York, Cambridge University Press. – 2005. – V. 1, 2. – 1155 p.
11. Duda J.-P., Thiel V., Reitner J., Grazhdankin D. Opening up a window into ecosystems with Ediacara-type organisms: preservation of molecular fossils in the Khatyspyt Lagerstätte (Arctic Siberia) // *Palaontologische Zeitschrift*. – 2016. – V. 90. – № 4. – P. 659-671.

УДК [550.4:581.192.2+551.76](481-922.1)

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МЕЗОЗОЙСКИХ ПОРОД АРХИПЕЛАГА ШПИЦБЕРГЕН

Моргунова Инна Павловна

*ФГБУ «ВНИИОкеангеология», г. Санкт-Петербург, Россия, старший научный сотрудник,
inik@list.ru*

Петрова Вера Игоревна

*ФГБУ «ВНИИОкеангеология», г. Санкт-Петербург, Россия, заведующая лабораторией,
petrovavi@mail.ru*

Куршева Анна Вадимовна

*ФГБУ «ВНИИОкеангеология», г. Санкт-Петербург, Россия, старший научный сотрудник,
a.kursheva@mail.ru*

Литвиненко Иван Владимирович

*ФГБУ «ВНИИОкеангеология», г. Санкт-Петербург, Россия, старший научный сотрудник;
СПбГУ, Институт Наук о Земле, г. Санкт-Петербург, Россия, старший преподаватель
ivanlitvinenko@mail.ru*

Батова Галина Ивановна

*ФГБУ «ВНИИОкеангеология», г. Санкт-Петербург, Россия, старший научный сотрудник,
batovagi@mail.ru*

Настоящая работа посвящена изучению группового и молекулярного состава органического вещества с целью оценки нефтегазогенерационного потенциала мезозойских отложений в диапазоне от нижнего триаса до нижнего мела архипелага Шпицберген.

Ключевые слова: мезозойские отложения, Шпицберген, органическое вещество, нефтегазогенерационный потенциал

GEOCHEMISTRY OF THE ORGANIC MATTER OF MESOZOIC ROCKS OF THE SPITZBERGEN ARCHIPELAGO

Morgunova Inna

FSBI «VNIIOkeangeologia», Saint-Petersburg, Russia, senior researcher, inik@list.ru

Petrova Vera

*FSBI «VNIIOkeangeologia», Saint-Petersburg, Russia, head of the laboratory,
petrovavi@mail.ru*

Kursheva Anna

FSBI «VNIIOkeangeologia», Saint-Petersburg, Russia, senior researcher, a.kursheva@mail.ru

Litvinenko Ivan

*FSBI «VNIIOkeangeologia», Saint-Petersburg, Russia, senior researcher;
SPbSU, Institute of Earth Sciences, Saint-Petersburg, Russia, senior lecturer,
ivanlitvinenko@mail.ru*

Batova Galina

FSBI «VNIIOkeangeologia», Saint-Petersburg, Russia, senior researcher, batovagi@mail.ru

In this work we studied the group and molecular composition of the organic matter to make an assessment of the oil and gas potential of the Mesozoic rocks from lower triassic to lower cretaceous period of the Spitzbergen archipelago

Keywords: Mesozoic rocks, Spitzbergen, organic matter, oil and gas potential

Материалом данного исследования послужили образцы керн скважин Грумантская-1 и Вассдаленская-2, характеризующие мезозойские отложения архипелага Шпицберген в диапазоне от нижнего триаса до нижнего мела. Изученные образцы представлены преимущественно глинистыми алевролитами и аргиллитами.

Аналитическая процедура исследования рассеянного органического вещества (РОВ) включала: определение в породе нерастворимого остатка, содержания органического ($C_{орг}$) и карбонатного ($C_{карб}$) углерода, извлечение хлороформного (Ахл) и спиртобензольного (Асп-б) битумоидов, гуминовых кислот (ГК), определение группового и углеводородного состава Ахл. Фракции насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) выделялись хроматографически и исследовались методом ГХ-МС на комплексе Agilent 5973/6850 с квадрупольным масс-селективным детектором и программным пакетом обработки аналитической информации.

Изученные образцы скважин Грумантская-1 и Вассдаленская-2 представлены преимущественно бескарбонатными ($C_{карб} < 1.2$) и слабокарбонатными разностями ($C_{карб} < 3.5$) и имеют сходные геохимические характеристики для синхронных отложений ($C_{орг}$, Ахл). Лишь аргиллит ладинского яруса обеих скважин может быть отнесён к известковистым породам, что согласуется с трансгрессивными условиями осадконакопления, характерными для среднего триаса в данном регионе. В скважине Грумантская-1 наиболее контрастным представляется содержание $C_{орг}$ в образцах норийского (0.25%) и ладинского ярусов (4.21 %), что обусловлено, очевидно, их приуроченностью к двум различным формациям: глинисто-алевритовой (нижний - средний триас) и песчано-алевритовой (верхний триас), соответствующих трансгрессивным и регрессивным этапам седиментации. Максимальное содержание $C_{орг}$ наблюдается в образцах верхнеюрских отложений. В породах нижнего мела распределение $C_{орг}$ варьирует в диапазоне 1 – 3%, составляя в среднем 1.9%. Битуминозность образцов (β) нижней части разреза незначительная. Для триасовых и верхнеюрских образцов $\beta_{ср} \leq 1$. В нижнемеловых породах содержание битумоидов заметно выше, особенно в образцах аптского яруса, и превышает кларковые значения для меловых пород [2]. При этом состав битуминозных компонентов преимущественно восстановленный (Ахл/Асп-б > 1). Несмотря на аналогичное высокое содержание $C_{орг}$ в скважине Вассдаленская-2 (1 - 3%), содержание битумоида Ахл не превышает 0.01%, при низких значениях $\beta < 0.5$, а состав битуминозных компонентов (Ахл/Асп-б) варьирует от окисленного для триасовых образцов до нейтрального для юрско-меловых. В групповом составе триасовых отложений обеих скважин доминирует фракция масел (УВ), что характерно для РОВ, находящегося на постдиагенетической стадии трансформации; содержание УВ в породе и органическом веществе низкое, а их состав преимущественно метано-нафтеновый.

В составе n-алканов обеих скважин преобладают два типа молекулярно-массовых распределений. Первое – бимодальное, наглядно отражает смешанный гумусово-сапропелевый состав РОВ триасовых пород, с ведущей ролью гидробионтной составляющей (рис. 1а).

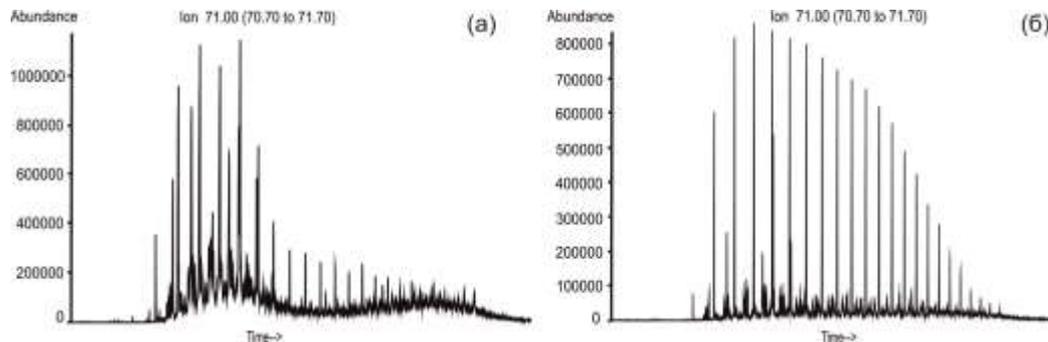


Рисунок 1 – Два наиболее характерных типа масс-хроматограмм n-алканов (m/z 71)

В составе n-алканов этого типа отмечается также присутствие маркеров гумусовой (C_{27-31}) и бактериальной (C_{20-24}) составляющих. В целом РОВ триасовых образцов можно охарактеризовать как умеренно термально зрелое ($CPI = 1.1 - 1.2$), сформированное в слабо восстановительных условиях мелководно-морских фаций.

Мономодальное распределение n-алканов в образцах юрских и меловых пород (рис. 1б) отражает преимущественно сапропелевый состав содержащегося в них РОВ, что наиболее ярко проявляется в породах верхней юры. Параметры, характеризующие уровень термальной зрелости РОВ нижнемеловых отложений (CPI , OEP), сходны с таковыми для триасовых пород, что принципиально отличает разрез скважины Вассдаленская от скв. Грумантская. Данное различие может быть обусловлено приуроченностью скважины Вассдаленская-2 к району между зоной интенсивных дислокаций на западе архипелага (место локализации скважины Грумантская) и зоной ненарушенного платформенного залегания на востоке [1], что снизило влияние динамического воздействия на верхнемезозойские отложения в период альпийской складчатости.

Оценка уровня термальной зрелости РОВ была выполнена на основании ряда терпановых и стерановых показателей, а также метилфенантренового индекса ($MPI-1$), отражающего отношение концентраций фенантрена и различных изомерных форм его монометилгомологов. Распределение этих компонентов контролируется уровнем катагенетической зрелости РОВ в широком диапазоне температур и находится в прямой корреляционной связи с показателем отражательной способности витринита ($R^{\circ}vt$), что позволяет провести его теоретический расчёт. Приведённые, рассчитанные по $MPI-1$, значения $R^{\circ}vt$ для изученных образцов (рис. 2) свидетельствуют о более низком уровне термической зрелости РОВ мезозойских пород скважины Вассдаленская-2 ($МК_1-МК_2$) по сравнению со скважиной Грумантская-1, что коррелирует с результатами биомаркерного анализа.

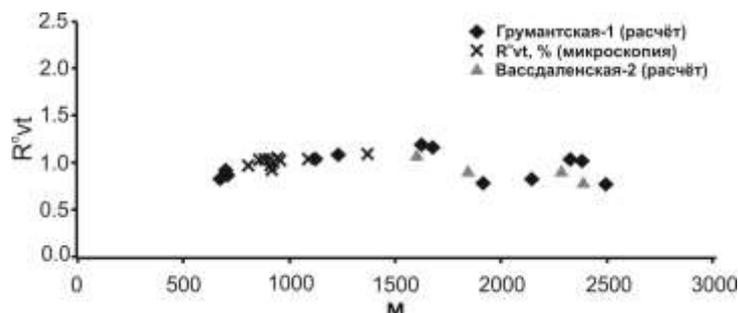


Рисунок 2 – Сопоставление расчётных (по $MPI-1$) и определённых микроскопически значений отражающей способности витринита ($R^{\circ}vt$).

Детальный анализ группового состава РОВ и молекулярных маркеров позволил заключить, что изученные образцы мезозойских отложений скв. Грумантская-1 содержат РОВ значительного уровня термальной зрелости ($> МК_2$), чему в значительной мере, наряду с региональным метаморфизмом, способствовали тектонические и, возможно, магматические процессы. Соответственно, нефтегазогенерационный потенциал данных пород представляется незначительным. Геохимические параметры скважины Вассдаленская-2 во многом аналогичны таковым для синхронных пород скважины Грумантская-1. Однако характеризуются несколько

более низким уровнем термальной зрелости ($МК_1$ - $МК_2$), отвечающим, очевидно, стадии регионального метаморфизма. Таким образом, нельзя не согласиться с предыдущими исследователями [1] в том, что мезозойские отложения в районе скважины Вассдаленская-2 «потеряли своё значение как нефтематеринские».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бро Е.Г. Создать модель глубинной структуры и охарактеризовать комплекс осадочного чехла арктического шельфа в связи с оценкой прогнозных ресурсов углеводородов / Е.Г. Бро, Т.М. Пчелина, Э.Н. Преображенская, В.М. Десятников. Отчёт по обработке материалов бурения параметрических скважин Вассдаленские-2,3. – СПб: Фонды ВНИИОкеангеология, 1990.
2. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С.Г. Неручева – СПб: Недра, 1998. – 576 с.

УДК 550.4

ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОННЫХ ОСАДКОВ ЗАЛИВА ПЕТРА ВЕЛИКОГО, ЯПОНСКОЕ МОРЕ

Окулов Александр Константинович

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Тихоокеанский океанологический институт им. В. И. Ильичёва Дальневосточного отделения Российской академии наук, г. Владивосток, Россия, старший инженер, alokulov07@mail.ru

Яцук Андрей Вадимович

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Тихоокеанский океанологический институт им. В. И. Ильичёва Дальневосточного отделения Российской академии наук, г. Владивосток, Россия, старший научный сотрудник, yatsuk@poi.dvo.ru

Сырбу Надежда Сергеевна

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Тихоокеанский океанологический институт им. В. И. Ильичёва Дальневосточного отделения Российской академии наук, г. Владивосток, Россия, научный сотрудник, syrbi@poi.dvo.ru

Настоящая работа посвящена результатам исследований распределения природных газов в донных осадках залива Петра Великого (Японское море) в период с 2009 по 2018 год. Установлены особенности распределения газогеохимических полей на большей площади залива. Выделены участки со стабильно высокими содержаниями метана в донных осадках. Проанализированы возможные газоматеринские источники поступления метана и других природных газов в поверхностные донные осадки.

Ключевые слова: метан, донные осадки, аномалия газа, залив Петра Великого, Японское море.

GAS-GEOCHEMICAL FEATURES OF BOTTOM SEDIMENTS OF PETER GREAT BAY, SEA OF JAPAN

Okulov Alexey

Federal State Budgetary Institution of Science Pacific Oceanological Institute. V.I. Ilyichev Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia, Researcher, aokulov07@mail.ru

Okulov Alexander

Federal State Budgetary Institution of Science Pacific Oceanological Institute. V.I. Ilyichev Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia, Senior engineer, alokulov07@mail.ru

Yatsuk Andrey

Federal State Budgetary Institution of Science Pacific Oceanological Institute. V.I. Ilyichev Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia, Senior Researcher, yatsuk@poi.dvo.ru

Syrbu Nadezhda

Federal State Budgetary Institution of Science Pacific Oceanological Institute. V.I. Ilyichev Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia, Researcher, syrbu@poi.dvo.ru

This paper is devoted to the results of studies of the distribution of natural gases in the bottom sediments of Peter the Great Bay (Sea of Japan) from 2009 to 2018. The features of the distribution of gas-geochemical fields over a larger area of the bay have been established. Areas with consistently high methane concentrations in bottom sediments are selected. Possible gas source of methane and other natural gases in surface bottom sediments are analyzed.

Keywords: methane, bottom sediments, gas anomaly, Peter the Great Bay, Sea of Japan.

Залив Петра Великого находится в северо-западной части Японского моря, на юге Приморского края. В его состав входит множество мелководных заливов и бухт, наиболее крупными из которых являются заливы Амурский, Уссурийский, Находка и Посыета. Большая часть шельфа представляет слабонаклонную поверхность с глубинами 50 - 100 м. Бровка шельфа расположена на глубинах 120 - 150 м [2].

Целью наших исследований было изучение условий происхождения и распределения природных газов в поверхностных донных осадках акватории залива Петра Великого. Основной задачей исследований было выявление источников и участков фонового и аномального поступления природных газов в донные осадки, водную толщу, а также их площадное распределение. Методика исследований состоит в сборе и подготовке материалов по изученности объекта исследований, выполнении экспедиционных исследований, пробоотборе и пробоподготовке, хроматографическом анализе и обработке результатов, составлении карт и схем распределения природного газа.

В результате проведенных исследований в период с 2009 по 2018 год (422 станции отбора проб донных осадков) установлено, что на большей площади залива Петра Великого наблюдается достаточно равномерное распределение метана в поверхностном слое (0 - 20 см) донных осадков с содержанием, не превышающим 50 нмоль/дм³[4]. Наблюдается увеличение содержания метана в донных отложениях с увеличением интервала опробования. В Амурском заливе установлена аномалия гелия, которая находится в зоне Уссурийского глубинного разлома, в центральной части аномалия водорода, ограниченная Надеждинским и Береговым глубинными разломами. Подтвердилась стабильным присутствием аномалия метана в районе о. Рикорда, возможно, имеющая глубинное происхождение. В 2014 году установлены участки с постоянным высоким содержанием метана в осадке, они приурочены к континентальной части, ослабленным зонам фундамента, зонам дробления и интрузивным контактам. На исследуемой площади установлено несколько типов природных газов: углеметаморфический, метаморфический и магматический [4].

По результатам исследований распределения метана в донных осадках выделяются 7 участков с его стабильно высоким содержанием: 1. Район о. Рикорда. 2. Юго-западная часть залива Посыет (бровка шельфа). 3. Восточная часть Амурского залива от Спортивной гавани до м. Токаревского. 4. Район б. Славянка. 5. Район м. Песчаный 6. Центральная часть Уссурийского залива. 7. Северо-восточная часть Уссурийского залива, район б. Суходол. 8. Юго-восточная часть площади. По результатам мониторинговых работ на двух участках – район сброса сточных вод (Вторая речка) и свалки бытовых отходов г. Владивостока наблюдается положительная динамика по снижению газовых концентраций. По-прежнему крайне загрязненной и загазованной остается бухта Золотой рог. Причиной является сброс сточных вод, ведение ремонтных (сварочных и т.д.) работ, в результате которых в залив с дождевым стоком попадают продукты ГСМ и другие загрязняющие вещества с производственных площадок.

В 2018 году были проведены детализационные работы в пределах аномальных районов распределения метана в заливе Петра Великого. Всего выполнено 29 станций отбора донных осадков. Полученные данные говорят о существенной газонасыщенности донных осадков в аномальных районах, видимо маркирующих поступление глубинных потоков газа к поверхности. Так в Амурском заливе в поверхностных донных осадках концентрации метана достигали 0,9 об. %, при метаноносности до 3,9 см³/кг (по данным термовакuumной дегазации осадка - ТВД, выполнил к.г.-м.н. Яцук А.В.). В Уссурийском заливе концентрации метана достигали 3,2 % при метаноносности до 6,9 см³/кг. Особый интерес представляет район Гамовского каньона и залива Посыет, где предыдущими исследованиями были установлены повышенные концентрации метана в придонных водах и газопроявления на бровке шельфа [1], а также площадное распространение участков газонасыщенных осадков [3]. В данном районе в шельфовой зоне в осадках обнаружены аномалии метана, достигающие 6 - 8 % и метаноносности до 15 - 18 см³/кг (по данным к.г.-м.н. Яцук

А.В.). Обнаруженные участки имеют продолжение и в глубоководной части данного района. Так в 2017 году в ходе комплексной геолого-геофизической экспедиции на НИС «Академик Опарин» (рейс № 54, 21.09 – 31.10.2017 г, руководитель рейса к.г.-м.н. М.Г. Валитов) было впервые открыто аномальное поле метана в осадках в интервале глубин моря 200 – 1500 м. В поднятых трубках концентрации метана достигали 13 %, метаносность до 59 см³/кг (интервал керна 230 см, ТВД - д.г.-м.н. А.И. Гресов, к.г.-м.н. А.В. Яцук), а также содержали уникальную аутигенную карбонатную минерализацию в виде кристаллов икаита [5]. Полученные результаты позволяют говорить о наличии современной геологической активности в юго-западном секторе Залива Петра Великого, а также ставить вопрос о потенциальном обнаружении газогидратов в данном районе.

Таким образом, на основании проведенных мониторинговых работ можно сделать выводы, что на всех выявленных участках аномального содержания метана в донных осадках они практически все ежегодно подтверждаются и находят отражение в повышенных концентрациях в придонном слое воды залива. Это в свою очередь позволяет говорить о наличии постоянных региональных глубинных источников поступления газа. Основные газовые аномалии приурочены к районам распространения кайнозойских депрессий, угленосных площадей, зон тектонических нарушений и интрузивных контактов. Наблюдается взаимосвязь газовых аномалий, обнаруженных в заливе Петра Великого и подземных вод, исследуемых в гидрогеологических скважинах, расположенных в прибрежной части.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ проект 18-35-00047_мол_а.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Буров Б.А. К вопросу о формировании аномалий концентраций метана и электромагнитного поля в юго-западной части залива Петра Великого (Японское море) / Б.А. Буров, А.И. Обжиров, А.И. Гресов, А.С. Саломатин, Е.В. Мальцева, Ю.А. Телегин, И.Г. Югай, А.В. Яцук // Геология и геофизика. – 2018. – Т.59. – №9. – С. 1469 – 1480.
2. Изосов Л.А., Съедин В.Т., Емельянова Т.А., Кононец С.Н., Валитов М.Г., Крамчанин К.Ю. Новые данные по магматическим комплексам острова Попова и некоторые проблемы геологии залива Петра Великого. Современное состояние и тенденции изменения природной среды залива Петра Великого Японского моря. Отв. ред. А.С. Астахов, В.Б. Лобанов. - М.: ГЕОС, 2008. - С. 355-378.
3. Карнаух В.Н. Характер распределения приповерхностных скоплений газа в осадках юго-западной части залива Петра Великого (Японское море) / В.Н. Карнаух, Е.Н. Суховеев, В.П. Матюхов, К.А. Апарина // Вестник ДВО РАН. – 2019. Т.204. - №2. – С. 25 – 34.
4. Окулов А.К. Геологические условия газоносности прибрежно-шельфовой зоны Залива Петра Великого (Японское море) / Окулов А.К., Обжиров А.И., Щербаков В.А., Мишукова Г.И., Окулов Ал.К. // Тихоокеанская геология. – 2019. – Т.38. – №2. – С. 56 – 62.
5. Шакиров Р.Б. О газогидратах окраинных морей Восточной Азии: закономерности генезиса и распространения (обзор) / Р.Б. Шакиров, А.И. Обжиров, М.В. Шакирова, Е.В. Мальцева // Геосистемы переходных зон. – 2019. Т.3. - №1. – С. 65–106.

УДК 550.4:551.76:553.983

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КЕЛЛОВЕЙ- ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГЫДАНСКОГО И ТАЗО-ХЕТСКОГО СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНЫХ РАЙОНОВ

Петров Александр Леонидович

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г. Москва, Россия, геолог I категории, a.petrov@vniigni.ru

Представлены результаты геохимических исследований органического вещества келловей-верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Установлено, что в интервалах разреза гольчихинской (J_2 – K_1gl) свиты, приуроченных к средней и верхней частям, материнские породы по генерационным характеристикам не отличаются от материнских пород яновстанской (J_3 – K_1jan) свиты. Сопоставление результатов Rock-Eval для стратиграфических уровней нижней части гольчихинской и сиговской (J_3sig) свит также показывает их сходство. Неоднородность гольчихинской свиты по геохимическим параметрам подтверждает высказываемые ранее предположения о необходимости расчленения толщи на свиты (яновстанскую, сиговскую и, возможно, точинскую).

Ключевые слова: Енисей-Хатангский региональный прогиб, Гыданский структурно-фациальный район, гольчихинская свита, органическое вещество пород, изотопный состав углерода

PECULIARITIES OF THE COMPOSITION OF ORGANIC MATTER OF THE CALLOVIAN–UPPER JURASSIC DEPOSITS IN GYDANSKY AND TAZO-HETSKY STRUCTURAL-FACIAL ZONES

Petrov Aleksandr

Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia, Geologist of I category, a.petrov@vniigni.ru

The paper presents the results of geochemical studies of organic matter in the Callovian–Upper Jurassic deposits in the western part of the Yenisei–Khatanga regional trough. It is found that in terms of generation features, source rocks of the Golchikhinsky (J_2 – K_1gl) intervals associated with its middle and upper parts do not differ from the Yanovstansky (J_3 – K_1jan) source rocks. Comparison of Rock-Eval results for stratigraphic levels of the lower parts of the Golchikhinsky and Sigovsky (J_3sig) formations also shows their similarity. Inhomogeneity of the Golchikhinsky Fm in terms of geochemical parameters confirms the previously discussed assumptions that this sequence should be stratified into formations (Yanovstansky, Sigovsky, and, possibly, Tochinsky).

Keywords: Yenisei-Khatanga regional trough, Gydansky facial area, golchikha formation, organic matter, carbon isotopic composition

Исходя из структурно-фациального районирования [4] рассматриваемой территории, в разрезе келловей-верхнеюрских отложений выделяются два структурно-фациальных района (СФР). В Гыданском СФР келловей-верхнеюрские отложения представлены нерасчлененной толщей гольчихинской свиты. В Тазо-Хетском СФР в данном стратиграфическом интервале выделены яновстанская, сиговская и точинская свиты.

Органическое вещество (ОВ) келловей-верхнеюрских отложений, в целом, имеет смешанный состав. В отложениях яновстанской свиты доминирует ОВ с высоким содержанием сапропелевой составляющей. Гольчихинская свита неоднородна по типу ОВ. В верхней части разреза в составе ОВ преобладает сапропелевая составляющая. В составе ОВ нижней части разреза гольчихинской свиты зафиксированы высокие содержания гумусовых компонентов. По результатам геохимических исследований образцов пород методом Rock-Eval (таблица 1), в Гыданском СФР в интервалах разреза гольчихинской свиты, приуроченных к средне-верхней ее части, материнские породы по своим генерационным характеристикам ничем не отличаются от материнских пород яновстанской свиты Тазо-Хетского СФР. Сопоставление результатов Rock-Eval

для стратиграфических уровней нижней части гольчихинской свиты и сиговской свиты так же показывает их сходство.

Неоднородность гольчихинской свиты по типу ОВ подтверждается и результатами исследований изотопного состава углерода (ИСУ) автохтонных битумоидов. Как видно из таблицы 1, битумоиды из пород, тяготеющих к верхней части разреза гольчихинской свиты, как и в яновстанской свите, существенно обогащены легким изотопом углерода (^{12}C) – $\delta^{13}\text{C}$ -29,1...-32,5 ‰. ИСУ автохтонных битумоидов из пород нижней части гольчихинской свиты, как и в большинстве изученных разрезов сиговской свиты, обогащены тяжелым изотопом углерода (^{13}C) – $\delta^{13}\text{C}$ -24,8...-27,9 ‰. Необходимо отметить, что различия в изотопном составе углерода автохтонных битумоидов верхних и нижних интервалов келловей-верхнеюрских отложений не связаны с процессами катагенетического преобразования ОВ. Битумоиды, обедненные легким изотопом углерода (^{12}C), получены из пород, преобразованность органического вещества в которых соответствует начальным стадиям мезокатагенеза. Вопрос о необходимости расчленения гольчихинской свиты на подсвиты был рассмотрен еще в 1989 году в работе Д.П. Куликова, где было предложено разделить гольчихинскую свиту на две подсвиты [3]. В качестве стратотипа предложена скважина Южно-Носковская № 318, в которой выделены верхняя и нижняя подсвиты гольчихинской свиты. Неоднородность гольчихинской свиты рассмотрена также в работе Е. В. Борисова, где по результатам обобщения комплекса материалов геолого-геофизических исследований, проведенных в последние годы на территории западной части Енисей-Хатангской НГО, убедительно показано существенное различие в геологическом строении верхней и нижней частей гольчихинской свиты [1]. Закономерности распределения органического вещества в разрезе гольчихинской свиты и её литолого-геохимическая неоднородность описана также в работах О.Н. Злобиной [2] и С.В. Ершова [5] с соавторами. Таким образом, неоднородность гольчихинской свиты по геохимическим параметрам и их корреляция с геохимическими параметрами в разрезах яновстанской и сиговской свит являются еще одним фактором, свидетельствующим о необходимости расчленения келловей-верхнеюрских отложений Гыданского структурно-фациального района.

Таблица 2 - Параметры Rock-Eval и изотопный состав углерода автохтонных битумоидов келловей-верхнеюрских отложений Гыданского и Тазо-Хетского структурно-фациальных районов*

	скв.	глубина	возраст	$\delta^{13}\text{C}$, ‰	S_2 , мгУВ/г породы	T_{max} , °C	ТОС, % на породу	PC/RC	HI, мг ув/г Сорг	OI, мг CO_2 /г Сорг		скв.	глубина	возраст	$\delta^{13}\text{C}$, ‰	S_2 , мгУВ/г породы	T_{max} , °C	ТОС, % на породу	PC/RC	HI, мг ув/г Сорг	OI, мг CO_2 /г Сорг			
Гыданский структурно-фациальный район	ЯК-2	3082,1	J ₂ -K ₁ g	-31,5	10,46	430	3,03	0,44	345	5	Тазо-Хетский структурно-фациальный район	БК-1	3427,1	J ₃ -K ₁ jan	-29,1	2,32	440	1,29	0,22	180	17			
	ЯК-2	3091,3		-31,0	6,6	432	2,51	0,31	263	12		БК-1	3436,4		-29,2	2,24	441	1,18	0,22	190	16			
	ЯК-2	3165,6		-29,1	2,17	435	1,52	0,15	143	12		ОЗР-10	3118,00		-31,8	4,62	439	1,84	0,30	251	10			
	ДЕР-6	2955,50		-32,3	6,04	430	2,13	0,35	284	8		ОЗР-10	3124,50		-31,9	3,32	437	1,43	0,28	232	15			
	ДЕР-6	2956,00		-32,1	7,57	432	2,37	0,39	319	8		ПХС-1	3455,50		-31,8	3,2	443	1,22	0,33	262	4			
	ДЕР-6	2957,00		-32,0	5,96	431	2,11	0,34	282	9		ПХС-1	3458,24		-32,3	14,74	442	4,35	0,45	339	6			
	ДЕР-6	2958,57		-31,7	3,73	430	1,69	0,25	221	9		ПХС-3	3404,00		-31,1	2,86	439	1,32	0,26	217	8			
	ДЕР-5	3025,70		-32,5	17,93	433	4,32	0,59	415	6		ПХС-3	3506,50		-32,2	5,20	438	2,15	0,30	242	7			
	ДЕР-5	3026,20		-32,4	10,75	441	2,98	0,47	361	8		ПХС-4	3489,00		-31,3	11,28	443	3,94	0,38	286	2			
	ДЕР-5	3026,70		-32,2	4,83	429	2,81	0,20	172	12		ПХС-4	3498,00		-30,8	11,37	443	3,93	0,39	289	2			
	ДЕР-5	3029,70		-31,5	4,16	437	1,90	0,25	219	11		ПХС-4	3510,00		-30,4	24,77	437	7,30	0,48	339	1			
	ДЕР-5	3036,10		-31,7	4,12	437	2,14	0,22	193	9		ПХС-4	3539,00		-31,0	6,51	445	2,97	0,27	219	7			
	ДЕР-5	3036,60		-32,0	6,09	432	2,57	0,28	237	7		ПХС-4	3553,00		-30,3	2,19	447	1,47	0,18	149	8			
	ПЛТ-15	3132,5		-31,5	6,83	432	2,52	0,34	271	3		ГРЧ-1	2552,4		-31,9	6,02	431	1,88	0,39	320	8			
	ПЛТ-15	3149,0		-31,8	8,44	436	2,59	0,44	326	5		ГРЧ-2	2992,2		-31,2	6,74	436	2,62	0,39	257	24			
	ПЛТ-15	3150,5		-31,6	11,85	432	3,06	0,56	387	4		ГРЧ-2	3005,9		-28,9	2	441	1,61	0,14	124	15			
	ТРК-1	3043,2		-30,1	1,52	434	0,94	0,19	162	28		ТКН-2	3085,1		-29,8	1,73	437	1,28	0,15	135	12			
	ТРК-1	3144,3		-31,3	18,49	441	5,07	0,50	365	6		ТКН-2	3090,1		-30,8	3,79	434	1,6	0,27	237	11			
	ТРК-1	3160,6		-29,1	4,06	441	2,25	0,21	180	11														
	УШК-1	3072,35		-31,6	7,9	437	2,26	0,46	350	7		ВКБ-2	3385,35		J ₃ sg	-24,8	6,57	446	5,03	0,15	131	7		
УШК-1	3086,2	-30,0	4,94	436	1,75	0,35	282	9	ВКБ-2	3397,60	-24,9	4,71	448	4,24		0,12	111	4						
УШК-1	3169,1	-29,9	8,95	439	4,08	0,26	219	7	ВКБ-2	3597,05	J ₂ -atc	-26,6	0,88	451	0,88	0,11	100	15						
									ВКБ-2	3606,55		-25,5	2,46	450	2,05	0,13	120	3						
ЯК-2	3355,3	-25,8	3,53	437	3,26	0,12	108	5	ОЗР-8	3327,99	J ₃ sg	-27,1	1,06	446	1,47	0,09	72	10						
ЯК-2	3415,0	-26,3	2,55	438	1,53	0,20	167	7	ОЗР-8	3338,30		-27,4	2,75	445	2,40	0,13	115	6						
ДЕР-9	3169,50	-26,6	1,78	438	1,44	0,13	124	9	ОЗР-10	3543,00		-25,5	2,43	450	2,54	0,11	96	7						
ННД-310	3420,0	-27,4	0,90	448	0,91	0,12	99	24	ОЗР-10	3557,00		-25,3	2,02	451	2,51	0,10	80	10						
ННД-310	3440,5	-26,3	1,26	449	1,26	0,16	100	60	ОЗР-10	3560,00		-25,3	2,18	450	2,76	0,10	79	13						
ПТС-1	3336,4	-26,5	1,54	442	1,49	0,14	103	46	ПХС-1	4002,00		-25,2	3,3	464	4,75	0,08	69	7						
ПТС-1	3374,3	-27,2	1,09	445	1,24	0,11	88	31	ПХС-1	4015,50		-25,3	12,5	462	12,11	0,12	103	5						
СРЯ-3	3266,0	-25,8	2,45	444	3,24	0,09	76	15	ПХС-4	3725,00		-27,9	1,60	450	1,61	0,12	99	1						
ТРК-1	3276,4	-25,9	1,77	444	1,46	0,15	121	29	ГРЧ-1	2871,5		-27,6	3,67	439	2,14	0,20	171	12						

*Примечания к таблице 1: БК – байкаловская; ВКБ – верхнекубинская; ГРЧ – горчинская; ДЕР – дерябинская; ННД – нанадянская; ОЗР – озерная; ПХС – пайяхская; ПТС – паятская; ПЛТ – пеляткинская; СРЯ – средняяровская; ТКН – тайкинская; ТРК – турковская; УШК – ушаковская; ЯК – яковлевская.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Борисов Е.В. Геологическое строение гольчихинской свиты западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Е.В. Борисов // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – Т. 2. – № 1. – С. 13-17.
2. Злобина О.Н. Литолого-геохимическая характеристика гольчихинской свиты в разрезе скважины пайяхская 4 (Гыданский фациальный район, север средней Сибири) / О.Н. Злобина, А.П. Родченко // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – Т. 2. – № 1. – С. 48-53.
3. Куликов Д.П. Стратиграфическое расчленение и структурно-фациальное районирование верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба / Д.П. Куликов // Геология и геофизика. – 1989. – № 10. – С. 10-18.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
5. Ершов С.В. Закономерности распределения органического вещества в келловей-нижнеберриасских отложениях Западной части Енисей-Хатангского прогиба и прилегающих районах Западно-Сибирской геосинеклизы / С.В. Ершов, Н.С. Ким, А.П. Родченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 10. – С. 1578-1592.

УДК 550.4

ВАРИАЦИИ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА И ФАЦИИ ХАТЫСПЫТСКОЙ СВИТЫ (ВЕРХНИЙ ВЕНД ОЛЕНЁКСКОГО ПОДНЯТИЯ СИБИРИ)

Подугольникова Екатерина Евгеньевна

Новосибирский Государственный университет, e.podugolnikova@g.nsu.ru

Рогов Владимир Игоревич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, rogovvi@ipgg.sbras.ru

Изох Ольга Петровна

Институт геологии и минералогии им. В.С.Соболева, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, izokhop@igm.nsc.ru

Данная работа направлена на дополнение и уточнение данных об изотопном составе углерода и кислорода карбонатных пород хатыспытской свиты, с целью реконструкции опорной $\delta^{13}\text{C}$ кривой для этого интервала и выявления фациальной зависимости $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$.

Ключевые слова: Изотопы углерода, венд, хатыспытская свита, Оленёкское поднятие

C ISOTOPIC VARIATIONS AND FACIES OF THE KHATYSPYT FORMATION (UPPER VENDIAN OLENEK UPLIFT OF SIBERIA)

Podugolnikova Ekaterina

Novosibirsk State University, e.podugolnikova@g.nsu.ru

Rogov Vladimir

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Associate, rogovvi@ipgg.sbras.ru

Isokh Olga

VS Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IGM SB RAS), Novosibirsk, Russia, Senior Researcher, izokhop@igm.nsc.ru

This work is aimed to supplement and improve information about carbon and oxygen isotope composition of carbonates of the Khatyspyt formation to reconstruct the reference $\delta^{13}\text{C}$ variation curve for this time interval and to identify a facial dependence the $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ values.

Keywords: carbon isotope, Vendian, Khatyspyt Formation, Olenek uplift

Изучение изотопного состава углерода и кислорода получило широкое распространение в связи с проблемой корреляции карбонатных осадочных отложений. Глобальные, резкие отклонения на изотопно-углеродных кривых служат средством для проведения корреляции палеонтологически «немых» карбонатных толщ и в настоящее время с успехом применяются для сопоставления разрезов различного возраста.

Образцы для изучения были отобраны из нескольких разрезов в бассейне р. Хорбусуонки (Республика Саха (Якутия)): 0601, 0603, 0607, 0701, 0703, 0925, 1811. Изучение этой серии разрезов позволяет построить сводную С изотопную кривую и проследить изменчивость вариаций $\delta^{13}\text{C}$ в различных фациальных обстановках шельфа Сибирской платформы. Стоит отметить, что частично эти разрезы ранее уже изучались с точки зрения С изотопной геохимии. В последние годы изотопно-геохимические исследования для пород большей части этих и других разрезов бассейна р. Хорбусуонки были проведены С. Пик и Н.И. Ветровой, однако эти работы не позволили в полной мере реконструировать вариации изотопного состава углерода и кислорода в отложениях хатыспытской свиты [1, 2]. Повторный отбор проб и доизучение С изотопных характеристик пород хатыспытской свиты помогли заполнить пробелы и уточнить уже имеющиеся данные.

Измерение изотопного состава углерода и кислорода проводилось по стандартной методике, путем разложения карбонатной пудры в ортофосфорной кислоте и анализа, полученного CO_2 , методом проточной масс-спектрометрии на масс-спектрометре Finnigan MAT 253 с линией пробоподготовки Gas Bench II. Точность измерений углерода и кислорода карбонатного вещества контролировалась международным стандартом NBS19 ($\delta^{13}\text{C} = +1.9\%$, $\delta^{18}\text{O} = -2.2\%$) и составляла 0.1‰ как для $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ значений.

Хатыспытская свита хорбусуонской серии венда подразделяется на четыре подсвиты [3]. Первая подсвита сложена пластами тонкослоистых серых известняков, переслаивающихся с мощными пластами обломочных известняков; вторая подсвита представлена пластами и пачками битуминозных известняков, переслаивающихся с тонкослоистыми известняками; третья подсвита характеризуется преимущественно тонкослоистыми серыми известняками и серыми грубослоистыми известняками, доля которых увеличивается вверх по разрезу и четвертая подсвита состоящая из обломочных известняков, переслаивающихся с пластами и пачками тонкослоистых известняков. Первая и вторая подсвиты были изучены только в двух обнажениях, тогда как третья и четвертая широко представлены в разрезах. Корреляция разрезов основана на прослеживании реперных уровней, анализе циклического строения и стратиграфического положения фоссиленоносных пачек.

В палеонтологическом плане, хатыспытская свита характеризуется как местонахождение ископаемых эдиакарских организмов с уникальной сохранностью мягких тканей и представляет собой единственный в мире зарегистрированный случай фоссилизации эдиакарских мягкотелых организмов в карбонатных породах. Кроме этого, ископаемая биота хатыспытской свиты имеет много общего с так называемой биотой авалонского типа [4]. Для тонкослоистых известняков свиты на определенных стратиграфических уровнях характерны следы жизнедеятельности и ихнотекстуры *Nenopites* (биотурбационные текстуры), которые широко распространены в породах предоставленной коллекции. Наличие интенсивной биотурбации позволяет рассматривать хатыспытскую свиту в составе беломорского горизонта, что в свою очередь свидетельствует о накоплении пород свиты во временном интервале 559 - 550 млн. лет [5, 6].

Вариации изотопного состава углерода и кислорода в изученных разрезах находятся в пределах от -7‰ до +4‰ и от -10‰ до +2‰ соответственно.

Для первой подсвиты хатыспытской свиты, отложения которой представлены в разрезах 0601В и нижней части 1811, характерны положительные значения $\delta^{13}\text{C}$, которые в среднем составляют 3‰ и имеют разброс значений в пределах от 2‰ до 4‰; $\delta^{18}\text{O}$ имеет больший разброс – в пределах от -7‰ до -2‰.

Вторая подсвита, отложения которой представлены в разрезах 0601В, нижней части 0601D и верхней части 1811, характеризуется тенденцией к снижению значений $\delta^{13}\text{C}$ с +4 до -5‰, с последующим их увеличением до 3‰ в верхней части подсвиты. Значения $\delta^{18}\text{O}$ в разрезе 0601В имеют тенденцию к увеличению значений до 2‰, потом к снижению до -9‰, однако в разрезе 1811 такая тенденция отсутствует.

Отложения третьей подсвиты представлены в разрезах 0601Е, верхней части 0601D, 0602, 0603, 0701, 1010. Нижняя часть третьей подсвиты, которая представлена только в верхней части разреза 0601D, характеризуется преимущественно положительными значениями $\delta^{13}\text{C}$, максимальные из которых достигают 3‰. Далее в средней части, представленной во всех разрезах этой подсвиты кроме 0601D, происходит снижение $\delta^{13}\text{C}$ величин и наблюдается отрицательный (до -5‰), затем небольшой положительный (до 1‰) и снова отрицательный (до -2‰) экскурсы. Значения $\delta^{18}\text{O}$ в этой части подсвиты имеют слабую тенденцию к увеличению с -8‰ до -3‰. В

верхней части третьей подсветы наблюдается тренд на увеличение $\delta^{13}\text{C}$ значений до 2‰, который прослеживается во всех разрезах этой части подсветы, кроме разреза 0701, в котором значения $\delta^{13}\text{C}$ близки к нулю или же отрицательны. Значения $\delta^{18}\text{O}$ находятся в пределах от -8‰ до -2‰ и имеют слабую тенденцию к увеличению.

В четвёртой подсвете, отложения которой представлены в верхней части разреза 0701 и разрезах 0607 и 0925, наблюдается положительный экскурс значений $\delta^{13}\text{C}$. Для $\delta^{18}\text{O}$ четкая тенденция изменения значений отсутствует, их вариации находятся в пределах от -10‰ до -2‰.

Построенная сводная кривая характеризуется как положительными, так и отрицательными экскурсами значений $\delta^{13}\text{C}$, которые могут служить корреляционными маркерами для некоторых подсвет. Так, например, положительный экскурс характерен для первой и четвёртой подсвет. Для второй подсветы в ее средней части характерна тенденция к снижению значений, но из-за недостатка данных вопрос о ее природе остается дискуссионным. В пределах третьей подсветы имеются множество вариаций $\delta^{13}\text{C}$ как в большую, так и в меньшую сторону, что позволяет проводить достаточно точную корреляцию различных уровней изученных разрезов и является отличительной особенностью данной подсветы.

В целом, вариации $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ в пределах изученных разрезов очень сходны и не зависят от фациальных изменений. Однако в пределах третьей подсветы имеется небольшое различие в абсолютных значениях $\delta^{13}\text{C}$, что может быть обусловлено фациальной изменчивостью, либо отражать различную степень постседиментационных преобразований карбонатных пород. Корреляция разрезов с использованием C и O изотопных данных в некоторых случаях отлична от существующей литолого-седиментологической корреляции, что вероятнее всего связано с диахронностью седиментологических циклов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

- Cui H. Redox-dependent distribution of early macro-organisms: Evidence from the terminal Ediacaran Khatyspyt Formation in Arctic Siberia / H. Cui, D.V. Grazhdankin, S. Xiao, S. Peek, V.I. Rogov, N.V. Bykova, N.E. Sievers, X.-M. Liu, A.J. Kaufman // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. - 2016. - V. 461. - P. 122–139.
- Vishnevskaya I.A. Chemostratigraphy and detrital zircon geochronology of the neoproterozoic horbusuonka group, northeastern Siberian platform / I.A. Vishnevskaya, E.F. Letnikova, N.I. Vetrova, B.B. Kochnev, S.I. Dril // *Gondwana research*. - 2017. - V.51. - P. 255-271.
- Nagovitsin K.E. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform / K.E. Nagovitsin, V.I. Rogov, V.V. Marusin, G.A. Karlova, A.V. Kolesnikov, N.V. Bykova, D.V. Grazhdankin // *Precambrian Research*. – 2015. – Т. 270. – С. 226-245
- Grazhdankin D.V. Carbonate-hosted Avalon-type fossils in arctic Siberia / D.V. Grazhdankin, U. Balthasar, K. E. Nagovitsin, B. B. Kochnev // *Geology*. - 2008. - V. 36. - No. 10. - P. 803–806.
- Rogov V. The oldest evidence of bioturbation on Earth / V. Rogov, V. Marusin, N. Bykova, Y. Goy, K. Nagovitsin, B. Kochnev, G. Karlova, D. Grazhdankin // *Geology*. - 2012. - V.40. - № 5. - P. 395-398.
- Grazhdankin D.V. Patterns of evolution of the Ediacaran soft-bodied biota / D.V. Grazhdankin // *Journal Paleontology*. - 2014. - V. 88. - No. - P. 269–283.

УДК 550.34

ЛОЦИРОВАНИЕ ИСТОЧНИКА МЕТОДОМ МОДЕЛИРОВАНИЯ В ОБРАТНОМ ВРЕМЕНИ НА ДАННЫХ ФИЗИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Хогоева Екатерина Евгеньевна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН,
г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, Новосибирский государственный
университет, г. Новосибирск, Россия, ассистент кафедры геофизики,
KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru*

В настоящей работе представлено численное решение обратной трехмерной задачи определения координат погруженного импульсного точечного источника сейсмических колебаний методом моделирования в обратном времени по данным физического эксперимента.

Ключевые слова: моделирование в обратном времени, лоцирование источника, обратная задача.

SOURCE LOCATING WITH TIME REVERSAL MIRROR TECHNIQUE APPLIED TO PHYSICAL EXPERIMENTAL DATA

Ekaterina E. Khogoeva

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, Junior
Researcher, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Assistant,
KhogoevaEE@ipgg.sbras.ru*

This paper presents numerical solution of inverse problem of locating buried point source using time reversal mirror technique applied to data obtained during physical experiment.

Keywords: time reversal mirror, source locating, inverse problem.

Метод обратного моделирования или TRM-метод представляет собой один из перспективных подходов к поиску источников локализованного сейсмического шума. Принцип работы этого метода описан в работах M. Fink и C. Prada [1, 2] и заключается в следующем: на сейсмоприемниках записывается сигнал, после чего сейсмоприемники заменяются источниками, генерирующими в среду записанный сигнал, обращенный во времени. Сигналы распространяются в обратном направлении через среду и фокусируются в точке источника. Такой подход позволяет локализовать в пространстве и времени источники возбуждения акустических волн. Это представление подтверждается в полевом эксперименте, описанном E. Landa с соавторами [4].

В большинстве известных публикаций задачи определения координат источника решаются для двумерного случая, например, по профильным системам наблюдения в работе D. Gajewski и E. Tessmer [3] или с расстановкой приемников-источников вокруг исследуемой области у Г.В. Решетовой и А.В. Анчугова [8] по синтетическим данным, у Steiner и др. [5] по полевым наблюдениям. В нашем распоряжении имеются площадные наблюдения сейсмического волнового поля от импульсного точечного источника, физически смоделированные Ю.И. Колесниковым с соавторами [6, 7]. Имеющиеся данные можно использовать для решения задачи лоцирования источника в пространстве.

Эксперименты выполнены на блоке плексигласа (скорость распространения продольной волны $V = 2725$ м/с) размером $60 \times 60 \times 19.8$ см³. Система наблюдений 21×21 точек, с шагом между линиями 2 см располагалась на верхней плоскости блока. Излучение и прием упругих колебаний осуществлялись пьезокерамическими датчиками. Источник ультразвуковых импульсов устанавливался в первом эксперименте на нижней плоскости под центром системы наблюдений, во втором – под центром одной из ее четвертей. Интервал дискретизации по времени (dt) составляет

Алгоритмически метод обращения времени для нашего случая записывается так:

$$S(j) = \sum_{i=0}^N \frac{A(i, t^*)}{|\vec{R}(i) - \vec{P}(j)|}, \text{ где время } t^* = \frac{|\vec{R}(i) - \vec{P}(j)|}{V}$$

$S(j)$ – искомая функция обращенного поля в терминах М. Fink – обращенное во времени волновое поле, в терминах Е. Landa TRM-изображение, $A(i, t)$ – трассы, зарегистрированные в сейсмоприемниках, $\vec{R}(i)$ – координаты сейсмоприемников, $\vec{P}(j)$ – узлы сетки, в которых вычисляется TRM-изображение. V – постоянная скорость в среде.

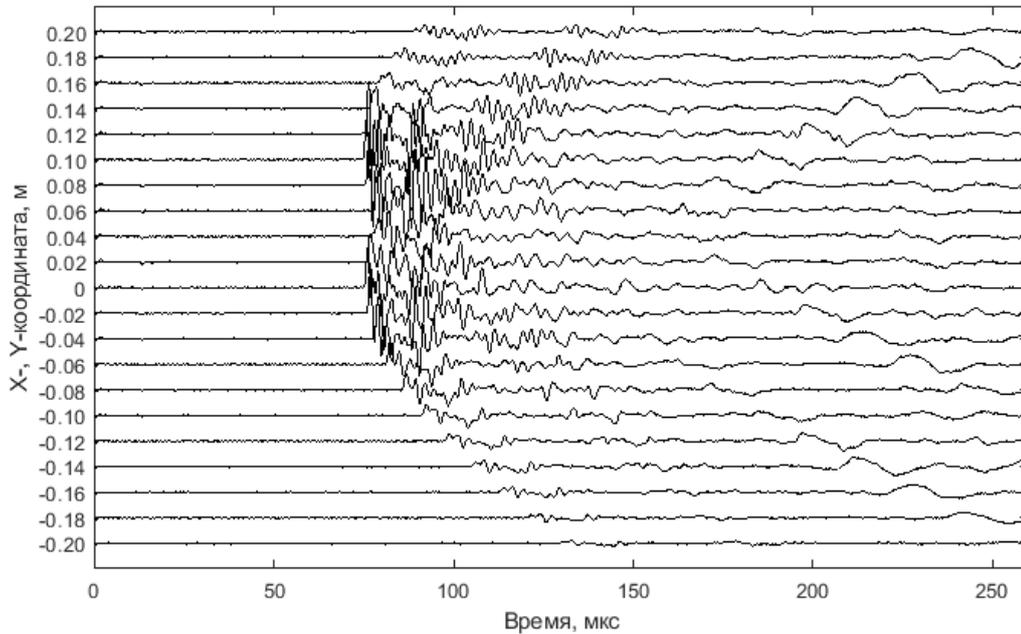


Рис 1. Объединенная сейсмограмма от двух источников на диагональном профиле.

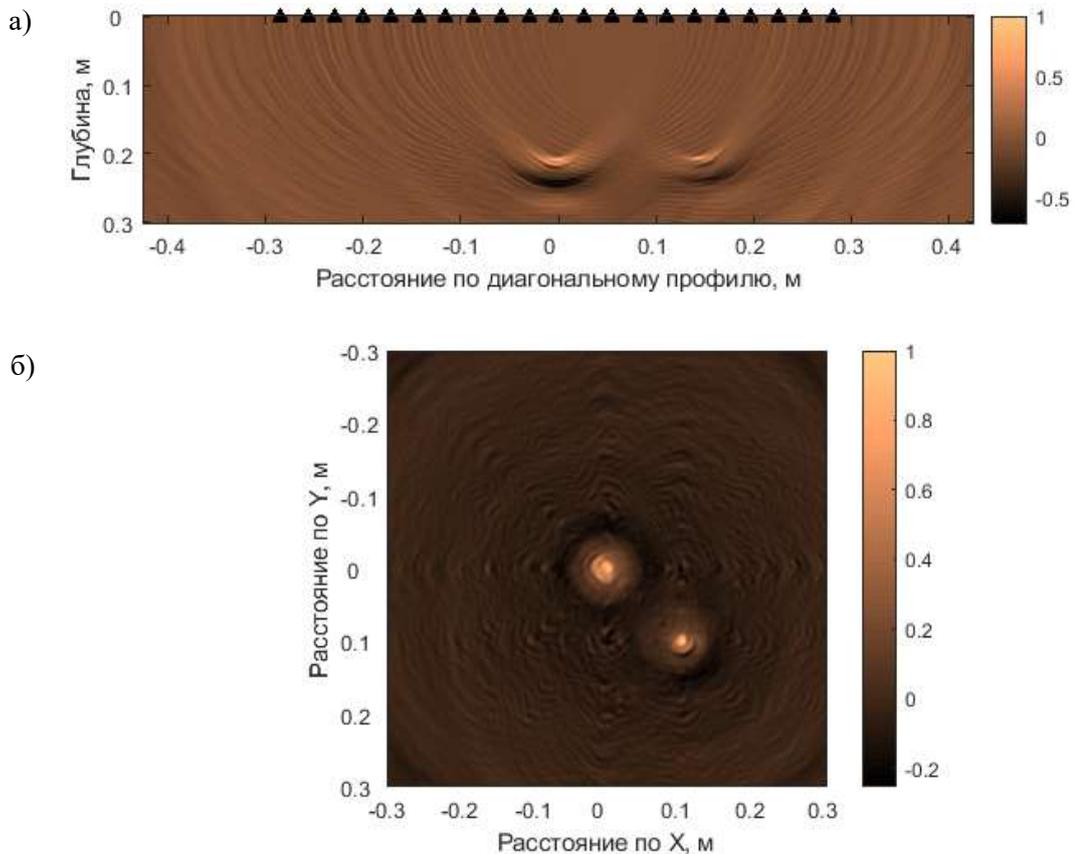


Рис 2. Нормированное TRM-изображение: вертикальное сечение по диагональному профилю (а), сечение при $Z = -20.65$ см (б).

0.13 мкс. Наблюдаемый период продольной волны на ближнем к источнику приемнике составляет около 20 отсчетов, или $T=2.6$ мкс, частота $F=(1/T) = 385$ кГц, что соответствует длине волны 7 мм.

Сложением сейсмограмм обоих экспериментов получаем запись двух источников (рис. 1). На рисунке 2 приведены результаты обработки данных методом обращения времени по описанному алгоритму в виде сечений куба по плоскостям, проходящим через обнаруженные экстремумы TRM-изображения. Шаг сетки по каждой координате составляет 1 мм.

Оценим результат по диагональному профилю (рис. 2 а). Отношение значения в локальных экстремумах к среднеквадратическому $K_1=16$, $K_2=12.4$; координаты экстремумов $X_1=0.0$ см, $Z_1=20.7$ см и второго $X_2=14.1$ см, $Z_2=20.6$ см, при истинных значениях координат источников: $X_1=0.0$ см, $X_2=14.1$ см, $Z_1=Z_2=19.8$ см. Ошибка определения Z-координаты связана с тем, что импульс не является нуль-фазовым, то есть экстремум соответствует первому максимуму, что приводит к сдвигу на большие глубины. Фазовая поправка составляет около $1.56 \cdot 10^{-6}$ с, что соответствует смещению по Z на 0.4 см. Кроме этого на недостаточную разрешенность по глубине может оказывать влияние недостаточность углов обзора источника на апертуре сети наблюдений и отличие физического источника от точечного, поскольку первый обладает диаметром около 1 см.

По срезу $Z=20.65$ см (рис. 2 б) точность локализации экстремумов составляет 1 мм. Как можно видеть, источники локализируются с высокой точностью и отделяются друг от друга так, что результат может быть интерпретирован единственным образом.

Таим образом, метод обращения во времени обладает рядом преимуществ. Во-первых, это простота вычислительного алгоритма для простых моделей среды с постоянной скоростью или с изменением скорости только по глубине, что обуславливает быстроту вычислений. Во-вторых, это высокая точность определения X- и Y-координат источника и контрастность результата, что видно по отношению значения экстремумов к среднеквадратичному значению по сетке. В работе D. Gajewski и E. Tessmer [3] показана высокая помехоустойчивость метода. Эти же данные обработаны известным методом сейсмоземиссионной томографии (diffraction stack) [6, 7]. Сравнение результатов показало, что метод обращения времени имеет большую разрешенность, однако Z-координата источника лучше восстанавливается по методу сейсмоземиссионной томографии благодаря когерентному суммированию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Fink M. Acoustic time-reversal mirrors / M. Fink, C. Prada // *Inverse problems*. – 2001. – V. 17. – pp. 1–38.
2. Fink M. Time reversed acoustics / M. Fink // *Scientific American*. – 1999. – November. – pp. 91–97.
3. Gajewski D. Reverse modelling for seismic event characterization / D. Gajewski, E. Tessmer // *Geophysical Journal International*. – 2005. – V. 163. – pp. 276–284.
4. Landa E. Seismic Time Reversal Mirror Experiment / E. Landa, A. Yurman, R. Jenneskens // *First Break*. – 2019. – V. 37. – № 6. – pp. 41 – 45.
5. Steiner B. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: Application to hydrocarbon reservoir localization / B. Steiner, E.H. Saenger, S.M. Schmalholz // *Geophysical research letters*. – 2008. – V. 35. – L03307. – 7 p.
6. Колесников Ю.И. О выборе систем наблюдений для сейсмоземиссионной томографии / Ю.И. Колесников, Е.А. Хогоев, М.В. Донцов // «Проблемы сейсмологии III-го тысячелетия»: Международная геофизическая конференция (15-19 сентября 2003 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 2003. – С. 117 – 121.
7. Колесников Ю.И. Применение сейсмоземиссионной томографии для локализации сейсмических источников / Ю.И. Колесников, Е.А. Хогоев, С.В. Полозов, М.В. Донцов // «Сейсмические исследования земной коры». Международная научная конференция (23-25 ноября 2004 г.): сборник докладов. – Новосибирск, 2004. – С. 129 – 134.
8. Решетова Г.В. Моделирование акустической эмиссии для реальных образцов керн / Г.В. Решетова, А.В. Анчугов // «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». Международная научная конференция (24–26 апреля 2019 г.): сборник материалов в 9 т. – Новосибирск, 2019. – Т. 2 – № 3. – С. 160 – 167.

**СЕКЦИЯ 4. ГИДРОГЕОЛОГИЯ, ГИДРОГЕОХИМИЯ ОСАДОЧНЫХ
БАССЕЙНОВ, ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЯ**

УДК 556.31

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИИ КОЛЫВАНСКОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Антонова Мария Викторовна

*Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент,
M.Antonova@g.nsu.ru*

Черных Анатолий Витальевич

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения
Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник,
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru*

Приводятся результаты по изучению особенностей гидрогеологического строения и гидрогеохимии Колыванского угольного месторождения в пределах Горловского угольного бассейна (Новосибирская область). На месторождении установлено два водоносных комплекса: 1) неоген-четвертичных (безнапорный) и 2) верхнепалеозойских отложений (напорный). По химическому составу изученные воды относятся к гидрокарбонатным натриево-кальциевым или кальциево-натриевым с величиной общей минерализации 0,3 - 0,6 г/дм³.

Ключевые слова: водоносный горизонт, водоприток, гидрогеохимия, Колыванское угольное месторождение, Новосибирская область, Западная Сибирь.

FEATURES OF HYDROGEOLOGY OF THE KOLYVAN COAL DEPOSIT

Antonova Mariia Viktorovna

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student, M.Antonova@g.nsu.ru

Chernykh Anatoliy Vitalievich

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, junior researcher, ChernykhAV@ipgg.sbras.ru*

The results on the studied features of the hydrogeological structure and hydrogeochemistry of the Kolyvan coal deposit within the Gorlovsky coal basin (Novosibirsk region) are presented. The field has two aquifer complexes: 1) Neogene-Quaternary (pressureless) and 2) Upper Paleozoic sediments (pressure). According to the chemical composition of water, hydrocarbonate-sodium-calcium or calcium-sodium were studied with a total mineralization of 0.3-0.6 g/dm³.

Keywords: aquifer, water inflow, hydrogeochemistry, Kolyvan coal deposit, Novosibirsk region, Western Siberia.

Колыванское угольное месторождение, входящее в состав Горловского угольного бассейна, разрабатывается с 1994 года и является наиболее перспективным источником антрацита в Новосибирской области. При этом гидрогеология данного объекта крайне слабо изучена и требует детального и скрупулезного анализа. В административном отношении район исследования расположен в Искитимском районе Новосибирской области (рис. 1). Геологический разрез представлен пермско-карбонными угленосными и перекрывающими их неоген-четвертичными отложениями. Изучаемый объект является частью узкой грабен-синклинали, зажатой между Колывань-Томской складчатой зоной на северо-западе и Салаирским кряжем на востоке [1], в следствии чего отличается большой тектонической раздробленностью. Месторождение разделено на два участка – Северный и Крутихинский.

В гидрогеологическом разрезе Колыванского угольного месторождения по результатам геологоразведочных работ выделены два водоносных комплекса: 1) неоген-четвертичных отложений, представленных суглинками светло-серыми, желтовато-серыми и бурыми (безнапорные воды) и 2) верхнепалеозойских отложений, содержащих артезианские воды, приуроченные к трещиноватым и рассланцованным песчаникам, алевролитам, аргиллитам и пластам антрацита [2]. Уровень грунтовых вод вскрыт на глубине 1,2 м от поверхности земли. В силу наибольшей значимости для разработки угольных пластов рассмотрим особенности верхнепалеозойского водоносного комплекса. Он представлен породами верхне-, среднебалахонской и кузнецкой подсерий. Водоупорной толщей, разделяющей водоносные комплексы, выступают породы мел-палеогеновой коры выветривания. Гидравлическая связь грунтового горизонта с напорными водами коренных пород затруднена. Величина напора над кровлей верхнепалеозойского водоносного комплекса изменяется от 0,4 до 42 м. Абсолютные отметки пьезометрического уровня подземных вод варьируют от 163,9 до 182,4 м, снижаясь к рекам Крутихе и Елбаш. Глубина залегания уровня подземных вод от поверхности земли изменяется от 17,4 м на водоразделе и до + 0,1 м в долине реки Крутихи. Удельные дебиты, полученные по результатам откачек, составляют 0,04-0,1 л/с.



Рисунок 1 – местоположение Крутихинского (1) и Северного (2) участков Колыванского угольного месторождения.

По химическому составу изученные воды относятся к гидрокарбонатному натриево-кальциевому или кальциево-натриевому типам с величиной общей минерализации 0,3-0,6 г/дм³ (ультрапресные) и жесткостью 6 - 7 мг-экв/дм³ (воды средней жесткости) [1]. Соотношения водородного показателя рН с общей минерализацией и количеством растворенного кислорода в водах представлены на рисунке 2. Установлено, что подземные воды, отвечающие

гидрогеохимическому фону, характеризуются величиной общей минерализации, не превышающей 390 мг/л при величине рН 7,23 (нейтральные) и 6,2 мг/дм³ (растворенного O₂) (рис. 2).

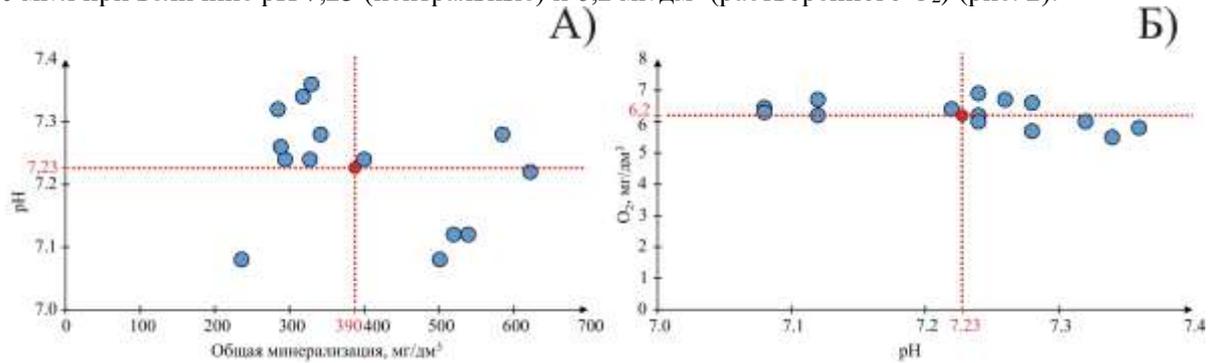


Рисунок 2 Зависимость водородного показателя рН от величины общей минерализации (А); зависимость растворенного кислорода от водородного показателя (Б)

Общий водоприток в разрез складывается из двух составляющих – водопритоки за счет атмосферных осадков и основные водопритоки - за счет разгрузки подземных вод зоны трещиноватости палеозойских пород. В районе исследуемого месторождения могут выпадать ливневые дожди, при этом средние возможные суточные осадки за их счет могут составлять до 52000 м³/сут [1]. По участку протекает река Крутиха, отведенная по водотоку за пределы карьерного поля и подпираемая дамбой; а также в питании подземных трещинных вод участвует река Елбаш, протекающая восточнее месторождения, врезающаяся в коренные породы и имеющая взаимосвязь с верхнепалеозойским водоносным комплексом.

Таким образом, обводнение карьера в пределах Колыванского угольного месторождения обязано двум источникам: 1) атмосферным осадкам и 2) подземным (напорным) водам зоны трещиноватости пермско-карбоновых пород.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540004.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Оридорога В.В. Геологический отчет по разведке участка «Крутихинский» (первоочередного освоения) Колыванского месторождения антрацитов (результаты геологоразведочных работ и подсчет запасов антрацита по состоянию на 1.01.2009 г.) / В. В. Оридорога, Н. М. Уварова, В. Н. Иванов, Е. А. Паньков, Ю. Ю. Моложавый. - п. Елань, 2009 г. – 269 с.
2. Куклина Е.И. Геологический отчет о результатах детальной разведки Крутихинского участка Колыванского месторождения в Горловском бассейне с подсчетом запасов антрацита по состоянию на 01.01.84 г. / Куклина Е.И., Моисеева З.К., Зиборова Р.М. и др., Новосибирск, 1984 г. – 281 с.

УДК 556.3/551.3

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Балобаненко Андрей Александрович

«Сибирский региональный центр ГМСН» филиал ФГБУ «Гидроспецгеология», г.Томск, Россия, Начальник отдела Государственного мониторинга за участками загрязнения подземных вод, baa@sfo.geomonitoring.ru

Кокорев Олег Николаевич

ФГУП «НО РАО» филиал «Северский», г.Северск, Россия, геолог филиала, ONKokorev@norao.ru

Щипков Александр Андреевич

СТИ НИЯУ МИФИ, г.Северск, Россия, доцент кафедры ЭиАФУ, AAShipkov@mephi.ru

Настоящая работа посвящена анализу и предложению по улучшению региональной системы мониторинга состояния недр, с целью осуществления эффективного контроля состояния геологической среды за техногенным воздействием на недр

Ключевые слова: государственный мониторинг состояния недр, региональная система мониторинга состояния недр, подземные воды, пункты наблюдения.

MODERNIZATION OF THE REGIONAL SYSTEM OF MONITORING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT CONDITIONS

Balobanenko Andrey

Siberian branch of FSBI Gidrospecgeologiya, Tomsk, Russia, Head of Department, baa@sfo.geomonitoring.ru

Kokorev Oleg

The Federal State Unitary Enterprise «National operator for radioactive waste management» the branch «Severskiy», Seversk, Russia, Geologist, ONKokorev@norao.ru;

Shipkov Alexander

Seversk Technological Institute National Research Nuclear University «MEPHI», Seversk, Russia, assistant professor, AAShipkov@mephi.ru;

This paper is devoted to the analysis and proposal for improving the regional system of monitoring the state of the subsoil, with the aim of effectively monitoring the state of the geological environment over the anthropogenic impact on the subsoil.

Keywords: State monitoring of the state of the subsoil, regional system of monitoring the state of the subsoil, groundwater, observation points.

Томская область является крупным промышленным регионом. Состояние геологической среды (недр) на территории Томской области определяется воздействием на нее как природных, так и техногенных факторов, причем роль последних неуклонно возрастает. Более половины

промышленных предприятий области функционируют в сфере обрабатывающей промышленности, около трети – в сельском и лесном хозяйстве. Широко развиты нефтегазовая, химическая и нефтехимическая отрасли, атомная промышленность, машиностроение, электроэнергетика, лесопромышленный комплекс и пищевая промышленность [2, 4, 10].

Источники техногенной нагрузки по территории области распределены неравномерно, основная нагрузка приходится на наиболее освоенную южную ее часть - Томскую агломерацию (гг. Томск, Северск и Томский район), где сосредоточены практически все промышленные производства, сельскохозяйственные комплексы и проживает более 60 % населения.

На территории Томской области располагается крупнейший в России пункт захоронения жидких радиоактивных отходов (ПГЗ ЖРО) филиала «Северский» ФГУП «НО РАО», эксплуатация которого волнует население.

В этой связи, для обеспечения устойчивого развития территории области проводятся работы по государственному (ГМСН) и региональному мониторингу состояния недр.

Система ГМСН предназначена для информационного обеспечения органов управления государственным фондом недр и других органов государственной власти, на региональном и территориальном уровнях, в т.ч. в оперативном режиме, данными необходимыми для принятия решений по рациональному и безопасному недропользованию, планированию геологоразведочных работ и управлению фондом недр.

ГМСН является составной частью государственного геологического изучения недр. Кроме того, в соответствии с рядом нормативно-правовых актов, ГМСН входит в состав государственного экологического мониторинга, государственного мониторинга водных объектов, является функциональной подсистемой единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций [1].

Для ведения ГМСН на территории Томской области создана государственная опорная наблюдательная сеть (ГОНС), включающая 87 скважин, расположенных по всей территории области и в основном приуроченных к крупным населенным пунктам и техногенным объектам. В настоящее время наблюдения на пунктах выполняются в ручном режиме и лишь на одном пункте выполняется опытная эксплуатация телеметрического измерительного комплекса. В перспективе планируется максимально полно оборудовать наблюдательную сеть телеметрическими измерительными комплексами. Это позволит получать более подробную и точную информацию в режиме онлайн.

Региональный мониторинг выполняется в районе расположения ПГЗ ЖРО по пунктам, расположенным непосредственно в пределах горного отвода ПГЗ ЖРО, принадлежащих ФГУП НО «РАО» и за его пределами (фоновые пункты).

Развитие региональной системы мониторинга связано в первую очередь с расширением сети наблюдений, путем использования наблюдательных скважин регионального контроля недр ПГЗ ЖРО филиала «Северский» ФГУП «НО РАО» на территории г. Северска и прилегающей к нему территории. Кроме этого, в перспективе планируется внедрение новых регистраторов замера уровней подземных вод с автономным питанием. Для оптимизации управления оборудованием (фиксирование показаний уровня подземных вод и передача данных оператору) предлагается использовать автоматизированную систему контроля с беспроводной связью [6, 7].

В качестве протокола передачи данных от датчика до офисных зданий выбран открытый протокол LoRaWAN который характеризуется высокой ёмкостью (до 1 млн устройств), значительным радиусом действия до 10 - 15 км на открытой местности, низким энергопотреблением. В качестве способа беспроводной передачи данных используется GSM (расстояние до ~ 30 км от БС, скорость до 384 кБит/с) [3].

Первичные результаты наблюдений за положениями уровней подземных вод представляются в виде таблиц и графиков изменения абсолютных отметок уровней в зависимости от времени и техногенного влияния промышленных предприятий [7, 8]. Планируется доработать способы передачи данных, а также разработать следующий уровень автоматизации и реализовать его средствами SCADA-системы.

В рамках модернизации региональной системы мониторинга состояния недр планируется увеличение количества проб пластовых вод из наблюдательных скважин ГОНС с целью использования их как фоновых при оценке пространственного влияния площадок ПГЗ ЖРО.

Модернизация государственной и региональной систем мониторинга состояния недр на территории Томской области, позволит осуществлять более эффективный контроль изменения состояния геологической среды под воздействием техногенных объектов, чтобы оперативно реагировать на любые негативные изменения состояния компонентов геологической среды и принимать эффективные решения по минимизации этих изменений [6].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Анненков А.А. Государственный мониторинг состояния недр-современное состояние и перспективы развития / А.А. Анненков, С.В.Спектор // «Всероссийское совещание «Государственный мониторинг состояния недр» (4-5 июня 2019 г.): сборник тезисов. – Москва, 2019. – С. 5 – 6.
2. Балобаненко А.А. «Информационный бюллетень о состоянии недр Сибирского федерального округа за 2018 год» / А.А. Балобаненко, Б.А. Егоров // Выпуск 15. Филиал «Сибирский региональный центр ГМСН» ФГБУ «Гидроспецгеология». Томск, 2019.
3. Гибадулина Т. А. Система мониторинга уровня пластовых вод в наблюдательных скважинах ПГЗ ЖРО / Т. А. Гибадулина, О. Н. Кокорев, М. Д. Носков, А.А. Щипков // IX Школа-конференция молодых атомщиков Сибири: (17-19 октября 2018 г.): сборник тезисов докладов. – Томск, 2018. – С. 150.
4. Камнева О.А. «Государственный мониторинг состояния недр территории Сибирского Федерального округа (Томская область)» / О.А. Камнева, А.Л. Иванчура // Информационный бюллетень за 2015 год. Выпуск 21. ООО «Сибгеомониторинг». Томск, 2016.
5. Кокорев О. Н. Концепция умного полигона глубинного захоронения ЖРО. / О.Н. Кокорев, А.Е. Козлов, М.Д. Носков, А.А. Щипков // Известия высших учебных заведений. Физика. – 2018. – Т.61. – №12-2. – С. 45 – 49.
6. Кокорев О. Н. Концепция автоматизированной системы контроля уровня пластовых вод, с целью управления технологическим процессом эксплуатации ПГЗ ЖРО / О.Н. Кокорев, М.Д. Носков, А.А. Щипков, А.Е. Козлов // IX Школа-конференция молодых атомщиков Сибири: (17-19 октября 2018 г.): сборник тезисов докладов. – Томск, 2018. – С. 150.
7. Кокорев О. Н. Модернизация системы гидродинамического мониторинга ПГЗ ЖРО / О.Н. Кокорев, М.Д. Носков, А.А. Щипков, Т.А. Гибадулина // Актуальные проблемы инновационного развития ядерных технологий: научная сессия НИЯУ МИФИ: (8-12 апреля 2019 г.): материалы конференции. – Северск, 2019
8. Кокорев О. Н. Система гидродинамического мониторинга пункта глубинного захоронения жидких радиоактивных отходов / О.Н. Кокорев, Т.А. Гибадулина // XVI Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспективы развития фундаментальных наук»: (23-26 апреля 2019 г.): сборник трудов конференции. – Северск, 2019
9. Льготин В.А. Мониторинг геологической среды как информационная основа управления состояния недр на территории Сибирского Федерального округа / В.А. Льготин, Ю. В. Макушин, Г.А. Плевако // Интерэкспо Гео-Сибирь – 2007. – Т.3. – С. 98 – 103.
10. Промышленность Томской области (2005–2012 гг.): Статистический сборник / ответ. за выпуск А.В. Левашкина, Томскстат. Томск, 2013, 224 с.

УДК 556.3

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА УГЛЕКИСЛЫХ РОДНИКОВ ДОЛИНЫ РЕКИ ИНГОДА (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ)

Ворожейкина Елена Александровна

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск,
Россия, магистрант 2-го года обучения, evorozheikina@mail.ru*

Настоящая работа посвящена анализу химического состава углекислых родников долины р. Ингода. Выявление особенностей в макрокомпонентном, микрокомпонентном и газовом составах. В ходе работы были получены зависимости между поведением ионов и основными параметрами водной среды, а также были проведены работы, в ходе которых выявлена степень взаимодействия воды и горной породы.

Ключевые слова: углекислые минеральные воды, ионный состав, водовмещающая порода, редкоземельные элементы

PECULIARITIES OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF CARBONIC SPRINGS OF THE INGODA VALLEY (TRANSBAIKAL REGION)

Vorozheykina Elena

*National Research Tomsky Polytechnic University, Tomsk, Russia, master student second year,
evorozheikina@mail.ru*

This work is devoted to the analysis of the chemical composition of carbon springs of the valley of the river Ingoda. Identification of features in macrocomponent, microcomponent and gas compositions. In the course of the work, dependences between the behavior of ions and the main parameters of the aquatic environment were obtained, as well as work was carried out, during which the degree of interaction between water and rock was revealed

Keywords: carbonated mineral water, ionic composition, water containing rock, rare earth elements

Углекислые минеральные воды – природные воды, имеющие различный ионный состав, минерализацию и температуру и содержащие не менее 500 мг/л свободной двуокиси углерода (CO₂), согласно ГОСТ 13273-88 «Воды минеральные питьевые лечебные и лечебно-столовые». Восточное Забайкалье является одним из лидеров в России по распространению углекислых минеральных вод. Большая часть территории Восточного Забайкалья, исключая его север, относится к Даурской гидроминеральной области. Исследования родников Забайкальского края, начались еще в XVII в, в литературе первые сведения упоминаются лишь в середине XVIII в. Первые описания родников Забайкальского края, были созданы С.Г. Гмелиным, И.Г. Георги, П.С. Палласом. Лечебное действие исследуемых минеральных вод изучалось учеными Б.И. Кузник, И. Д. Боечко, В.А. Козлов, Б. А. Зайко. В сводке И. А. Багашева «Минеральные источники Забайкалья» [1] приведены сведения, собранные за период в 150 лет. М. А. Усов, проводя исследования на территории Хэнтэй-Даурского поднятия, связанные с поисками золота, детально описал некоторые минеральные источники. В 1931 и 1932 гг вышли в свет работы Ю. П. Деньгина [2], в которых приведены материалы обследований источников в верховьях рек Чикой, Онон и Ингода. М. П. Михайлов и Н. И. Толстихин в работе [3] на этой же территории выделили «небольшой» (в сравнении с окружающей обширной провинцией холодных углекислых вод) район распространения акратотерм (маломинерализованных термальных вод с преобладанием азота в газовом состав). Современным исследователем углекислых родников Забайкальского края является Л.В.Замана [4].

В связи с продолжением изучения родников Забайкальского края, была поставлена цель - выявить особенности химического состава исследуемых углекислых родников, особенности их распространения, выявить влияние CO₂ на основные параметры водной среды. Гидрогеохимическое исследование родников углекислых минеральных вод долины реки Ингода проводились в августе 2018 года. В ходе исследования всего было опробовано 9 родников на общий

химический, микрокомпонентный, газовый составы. Наряду с пробами воды были отобраны образцы водовмещающих пород. В полевых условиях были определены температуры воды, рН, Eh. Исследуемые углекислые воды (рис. 1) расположены в долине реки Ингода, родники располагаются преимущественно вдоль крупных тектонических нарушений, имеющих северо-восточное направление. Нарушения в основном приурочены к бортовым частям тектонических впадин. Родники разгружаются в пределах гранитных пород палеозойского возраста.



Рисунок 1 - Карта-схема расположения углекислых вод Забайкальского края

Исследуемые родники по кислотно-щелочным свойствам являются кислыми и слабокислыми, значения рН изменяются от 4,95 до 6,63 (таблица 1). Температура углекислых вод изменяется незначительно от 5 до 6.2 °С, лишь в Урульгуйском роднике, температура подземной воды достигает 10,7 °С. Что касается окислительно-восстановительного потенциала, его значения варьирует от 62 до 224 мВ. Сильно разнятся значения минерализации в углекислых водах. Наиболее солёные воды наблюдаются в родниках Маккавеевской и Зымка-Аршан, минерализация достигает 2300 мг/л. Минимальное значение солёности обнаружено в роднике Урульгинский – 181 мг/л. Среди анионов доминирующим является гидрокарбонат-ион, SO_4^{2-} и Cl^- не превышают 40 и 1,5 мг/л соответственно. Среди катионов преобладают Ca^{2+} и Mg^{2+} , однако в некоторых случаях – ион натрия. При этом концентрации K^+ всегда остаются низкими и не превышают 8 мг/л.

Таблица 1 - Химический состав углекислых минеральных вод Забайкальского края

№ пробы	Название объекта	T, °C	pH	Eh, мВ	M*	CO ₂	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	F ⁻
УВ-18-4	Олентуйский	5.0	6.63	116	1268	2245	960	9.1	1.5	140.8	67.9	73.1	5.0	0.27
УВ-18-5	Зубковщинский	5.4	6.38	105	857	2258	635	15.7	1.3	113.6	39.1	36.0	2.8	0.58
УВ-18-6	Адриановский	6.2	5.53	93	716	1390	519	23.4	2.0	71.1	35.5	52.4	4.0	0.40
УВ-18-6/2	Адриановский	5.0	5.64	132	682	1699	500	21.2	2.1	63.2	35.1	50.0	4.8	0.49
УВ-18-7	Зымка-Аршан	5.6	5.88	76	2153	2318	1631	24.8	0.9	290.4	96.8	97.5	2.5	0.11
УВ-18-8	Урульгуйский	10.7	4.95	192	181	1499	128	9.5	1.4	23.8	5.5	8.5	1.2	0.53
УВ-18-9	Кужуртайский	5.9	5.60	224	764	1279	529	40.8	3.0	96.1	33.8	51.7	7.2	0.38

УВ-18-10	Маккавеевский	5.2	6.17	62	2277	2672	1790	4.3	1.2	238.6	151.0	69.9	4.9	0.07
УВ-18-11	Молоковка	-	6.20	-	1178	2403	918	11.5	1.5	108.0	89.0	40.6	3.3	0.83

*М – минерализация, мг/л

При анализе полученных данных, выявлена особенность химического состава Урульгинского родника: маленькая минерализация, менее холодные воды, невысокие значения рН. Данная особенность, предположительно, может быть связана с породами, в пределах которых происходит разгрузка родника. Как упоминалось ранее, исследуемые воды разгружаются в пределах гранитных пород палеозойского возраста, за исключением Урульгинского родника, выход которого приурочен к осадочным неогеновым отложениям. Также, в ходе полевого опробования, было изучено место разгрузки исследуемого источника. Разгрузка Урульгинского родника происходит в р.Урульга в теплое время года. Периодические поднятия уровня воды в реке ведут к заливу родника. В связи с чем низкую минерализацию воды в роднике также можно объяснить перемешиванием родниковой и речной воды. В ходе анализа полученных результатов, наблюдается некоторая зависимость между соленостью углекислых вод и величиной рН, а именно при увеличении значений минерализации наблюдается рост рН (рис. 2а). Такая зависимость является типичной для природных вод. Что касается Eh, наблюдается обратная зависимость, т.е. с ростом минерализации значение окислительно-восстановительного потенциала уменьшается (рис. 2б).

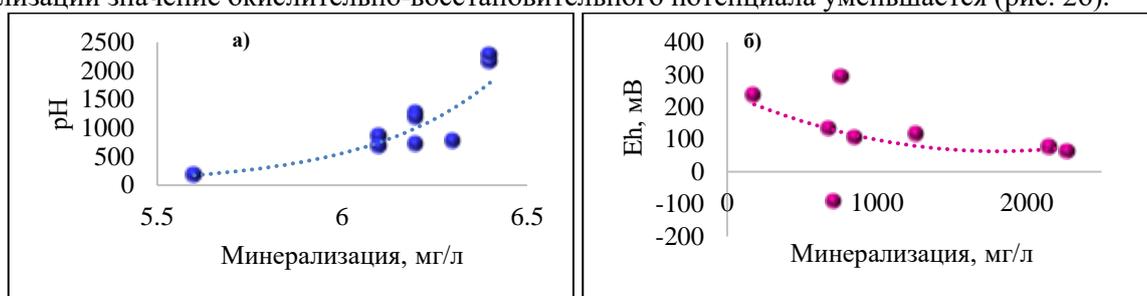


Рисунок 2 - Зависимость рН (а) и Eh (б) углекислых вод от их минерализации

Одной из особенностей исследуемых родников является концентрация CO_2 . Концентрация свободного CO_2 в углекислых водах весьма высока и изменяется от 1300 до 2700 мг/л, что позволяет отнести их к минеральным углекислым водам, согласно ГОСТ 54316-2011 «Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия». Кроме этого, родники Зубковщинский и Маккавеевский можно отнести еще и к железистым, т.к. концентрация железа в них выше 10 мг/л. С увеличением концентраций CO_2 наблюдается рост минерализации (рис. 3).

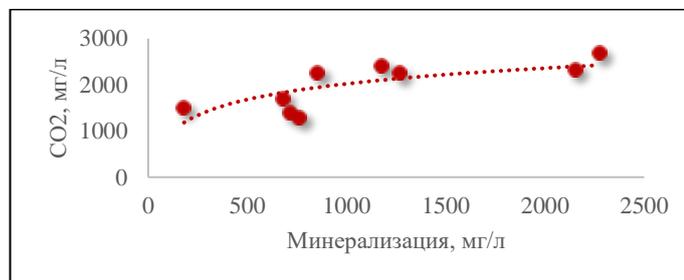


Рисунок 3 - Отношение минерализации к концентрации CO_2 в исследуемых углекислых родниках

В ходе работы были выявлены особенности химического состава вод. Исследуемые родники являются холодными, пресными, слабосоленоватыми, кислыми, слабокислыми. Воды являются

углекислыми минеральными, так как концентрация углекислого газа достигает значений выше 500 мг/л.

Работа проводилась в рамках гранта РНФ № 17-17-01158.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Багашев И. А. Минеральные источники Забайкалья: Приложение к Запискам Читинского отделения Приамурского отдела Российского географического общества / И. А. Багашев. — М.: изд. М. Д. Бутина, 1905. — 159 с
2. Замана Л. В. Физико-химические характеристики азотных термальных источников бассейна р. Кыра (Юго-Восточное Забайкалье) / Л. В. Замана, Ш. А. Аскарлов // Ученые записки ЗабГГПУ им. Н. Г. Чернышевского. – 2011. – № 1. – С. 173–178.
3. Оргильянов А. И. Минеральные воды проектируемой трансграничной особо охраняемой природной территории «Истоки Амура» / А. И. Оргильянов, Е. Э. Малков, Б. И. Писарский // География и природные ресурсы. – 2011. – № 2. – С. 46–54.
4. Михайлов М. П. Минеральные источники и грязевые озера Восточной Сибири, их гидрогеология, бальнеохимия и курортологическое значение / М. П. Михайлов, Н. И. Толстихин // Материалы по геологии и полезным ископаемым Восточной Сибири. — Иркутск: Вост.-Сиб. геол. управление, 1946. — Вып. 21. — 91 с.

УДК 556/332(571/15)

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОХИМИИ МИНЕРАЛЬНЫХ РАДОНОВЫХ ВОД ЗАЕЛЬЦОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (Г. НОВОСИБИРСК)

Деркачев Антон Сергеевич

*Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент,
a.derkachev@ngsu.ru*

Максимова Анастасия Алексеевна

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, rock.nastata64@gmail.com

В работе приведены результаты изучения гидрогеохимии Заельцовского месторождения минеральных радоновых вод. Выделено два водоносных комплекса: четвертичных отложений и нестратифицируемых палеозойских образований. Воды месторождения от пресных до слабосоленых (общая минерализация 139 – 1025 мг/дм³), по составу гидрокарбонатные кальциевые, реже гидрокарбонатные кальциево-натриевые и кальциево-натриевые. По показателю pH воды от кислых до слабощелочных (4,2 – 8,1). По содержанию радона воды от очень слаборадонных до сильнорадонных (классификация Н. И. Толстихина 1976 г.).

Ключевые слова: радоновые воды, гидрогеохимия, водоносные комплексы, Заельцовское месторождение.

FEATURES OF HYDROGEOCHEMISTRY OF MINERAL RADON WATER OF THE ZAELOTSOVSKOYE DEPOSIT (NOVOSIBIRSK CITY)

Derkachev Anton Sergeevich

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Student, a.derkachev@ngsu.ru

Maksimova Anastasia Alekseevna

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, Student, rock.nastata64@gmail.com

The paper presents the results of a study of the hydrogeochemistry of the Zaeltsovsky deposit of mineral radon waters. Two aquifer complexes were identified: Quaternary sediments and non-stratified Paleozoic formations. The waters of the deposit are from fresh to slightly brackish (total mineralization 139 - 1025 mg / dm³), hydrocarbonate in composition - calcium, less commonly hydrocarbonate - calcium-sodium and calcium-sodium. According to the pH value of water from acidic to slightly alkaline (4.2 - 8.1). According to the radon content of water, from very weak radon to strong radon (classification by N. I. Tolstikhin 1976).

Keywords: radon waters, hydrogeochemistry, aquifer complexes, Zaeltsovsky deposit.

В настоящей работе в качестве изучаемого объекта рассмотрено месторождение радоновых вод Заельцовское, приуроченное к северо-западной приконтактовой области Новосибирского гранитоидного массива, который прорывает отложения палеозойского фундамента и перекрыт толщей четвертичного возраста. В административном отношении Заельцовское месторождение расположено в одноименном районе города Новосибирска (рис. 1). Минеральные радоновые воды приурочены к зоне трещиноватости батолита, являющегося второй, главной, фазой внедрения Приобского монцодиорит-граносиенит-гранитового мезоабиссального комплекса [1].

В гидрогеологическом разрезе выделено два водоносных комплекса (сверху вниз): комплекс четвертичных отложений и комплекс нестратифицируемых палеозойских образований.

Водоносный комплекс четвертичных отложений включает в себя горизонты (снизу-вверх): нижне-среднечетвертичных лессовидных отложений красnodубровской свиты, верхнечетвертичных аллювиальных отложений третьей надпойменной террасы р. Оби,

верхнечетвертичных аллювиальных отложений первой надпойменной террасы р. Оби и современных аллювиальных отложений пойменной террасы р. Оби [2]. По химическому составу воды четвертичного комплекса преимущественно $\text{HCO}_3\text{-Ca}$, реже имеют $\text{HCO}_3\text{-Ca-Na}$ и $\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$ состав.



Рисунок 1 – Местоположение района исследований [3]

Условные обозначения: 1- Заельцовское месторождение минеральных радоновых вод

Минерализация вод данного комплекса варьирует от 140 до 1025 мг/дм³. Воды комплекса безнапорные. Удельные дебиты скважин составляют от 0,03 до 2,30 л/с [2]. Водоносный горизонт палеозойских образований включает трещиноватые глинистые сланцы верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста, ороговикованные на контакте с гранитами, и водоносные зоны гранитов позднепалеозойского возраста, которые и являются источником эманиции радона. Воды данного комплекса, в основном, характеризуются $\text{HCO}_3\text{-Ca-Na}$ составом с минерализацией 322-895 мг/дм³ [4, 5]. Концентрация радона в водонасыщенных зонах гранитов – 0,7 – 41 нКи/дм³, что позволяет отнести их к очень слаборадоновым и сильнорадоновым по классификации В. И. Толстихина 1986 г. Воды слабонапорные, так как перекрыты глинистой корой выветривания мощностью 5 - 40 м, служащей водоупором. Удельные дебиты от 0,02 до 1,1 л/с.

Было установлено, что содержание радона в воде не зависит от ее химического состава и величины общей минерализации. Количество радона контролируется степенью дезинтеграции пород эманлирующего коллектора и наличием в нем радиоактивных изотопов и, что самое главное, расстоянием от источника эманиции, так как период полураспада радона с образованием ²¹⁸Po составляет 3,8 суток, что исключает его перенос на большие расстояния грунтовыми водами [3]. Наибольшие концентрации радона установлены в юго-западной части месторождения (рис. 2).

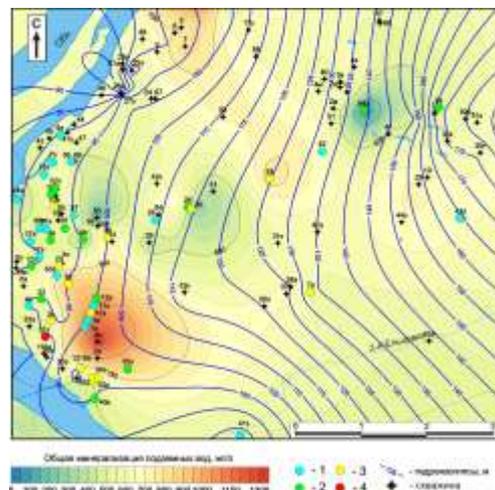


Рисунок 2 – Карта общей минерализации и концентраций радона в подземных водах

Условные обозначения: классы вод по содержанию радона (^{222}Rn) в воде (по классификации В. И. Толстихина 1976 г) 1 – очень слаборадоновые (1 - 5 нКи/ дм³); 2 – слаборадоновые (5,1 - 10 нКи/ дм³); 3 – умеренно радоновые (10,1 - 40 нКи/дм³); 4 – сильнорадоновые (40,1 - 10 нКи/дм³)

Исследование проводилось при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540004.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Алтае-Саянская. Лист N-44 – Новосибирск. Объяснительная записка / под ред. Г. А. Бабина, А. И. Черных, А. Г. Головиной, С. В. Жигалова и др. – СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 392 с. + 4 вкл.
2. Ахмеджанова Н. К. Отчет по поискам пресных и минеральных вод для объектов Заельцовско-Мочищенской зоны в окрестностях г. Новосибирска / Н. К. Ахмеджанова, Г. Т. Костенко, П. Л. Макидон // Министерство геологии РСФСР. Производственное геологическое объединение «Новосибирскгеология». Новосибирская геологопоисковая экспедиция. - Том 1. - Новосибирск, 1983. - 198 с.
3. Новиков Д.А. Гидрогеология и гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод (юг Западной Сибири) / Д.А. Новиков, А.Ф. Сухорукова, Т.В. Корнеева // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9. – №4. – С. 1255-1274.
4. Novikov D.A. Microelements in Radon Waters of the Zaelsovsky field (The Southern Part of West Siberia) / D.A. Novikov, T.V. Korneeva // Journal of Physics: Conference Series. Journal of Physics: Conference Series. – 2019. - V. 1172. – 012096
5. Новиков Д.А. Гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод / Д.А. Новиков, А. С. Деркачев, А. Ф. Сухорукова // «Интерэкспо Гео-Сибирь» Междунар. научный конгресс, 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск: сб. материалов в 9 т. Т. 2 : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2019. - № 1. – С.125 - 132.

УДК 556.314

МИКРОКОМПОНЕНТЫ В СОСТАВЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД РАЙОНА ТОРЕЙСКИХ ОЗЕР (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ)

Дребот Валерия Витальевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия, магистрант, drebotvv@rambler.ru
Томский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Томск, Россия, лаборант

Настоящая работа посвящена анализу распределения микрокомпонентов в составе подземных вод района Торейских озер Восточного Забайкалья

Ключевые слова: микрокомпоненты, подземные воды, химический состав, Торейские озера

TRACE COMPONENTS IN THE CHEMICAL COMPOSITION OF GROUNDWATER IN THE AREA OF TOREY LAKES (ZABAYKALSKIY KRAI)

Drebot Valeriia

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Master student, drebotvv@rambler.ru
Tomsk Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Tomsk, Russia, Laboratory Assistant

This paper is devoted to the trace components distribution analysis in the chemical composition of groundwater in the Torey Lakes area (Transbaikalia).

Keywords: trace components, groundwater, chemical composition, Torey lakes.

В Восточном Забайкалье в пределах Государственного природного биосферного заповедника «Даурский» широко распространены содовые, хлоридные и сульфатные озера [1], которые благодаря высоким содержаниям некоторых микроэлементов могут рассматриваться в качестве источников минеральных возобновляемых ресурсов, и их эксплуатация не требует дорогостоящих технологий и считается экологически безопасной [2]. Благодаря наличию трещиноватых вулканогенных структур на территории исследований происходит смешение озерных и подземных вод, что привело к широкому разнообразию состава последних: от $\text{HCO}_3\text{-Ca}$, $\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$ до $\text{HCO}_3\text{-Na}$ и $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Na}$. В этой связи интерес представляет изучение закономерностей распределения микрокомпонентов в подземных водах, наименее изученных по сравнению с озерными.

В работе были использованы данные химического опробования 2017-2018 гг, в ходе которого было отобрано 28 проб подземных вод из колодцев, скважин и родников. Химический анализ микрокомпонентов был выполнен методом ICP-MS в аккредитованной Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Научно-образовательного центра «Вода».

Предыдущие исследования установили [5], что состав подземных вод водосборного бассейна Торейских озер и вод за его пределом имеет принципиальное отличие (рис. 1). При этом площадь водосбора была оценена на основе цифровой модели рельефа с помощью группы инструментов Гидрология в ArcGis.

Средние содержания микрокомпонентов подземных вод были сопоставлены со средними для вод степей умеренного пояса провинции континентального засоления (далее кларк [3]).

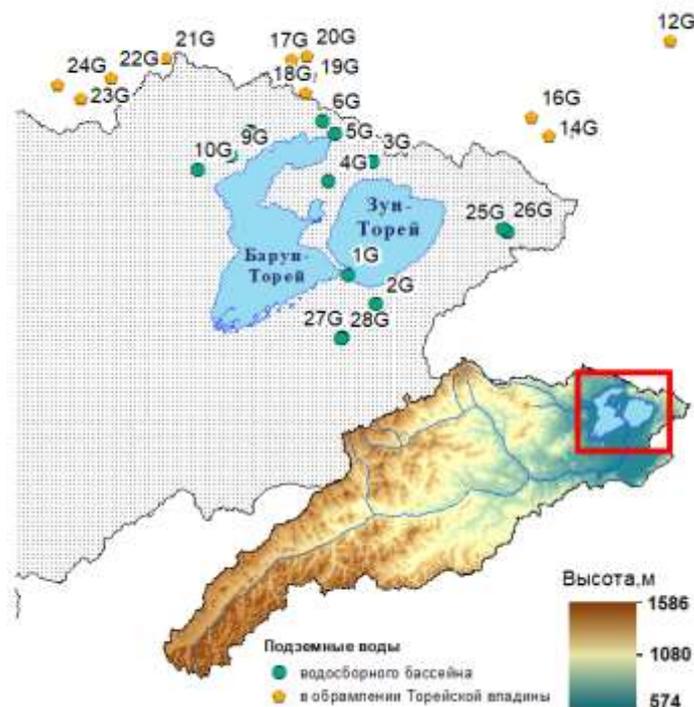


Рисунок 1 – Схематичная карта водосборного бассейна с нанесением точек опробования

Среди микрокомпонентов в составе подземных вод обрамления Торейской впадины по сравнению с кларком преобладают литий, его максимальное содержание в подземных водах в обрамлении Торейской впадины которого составляет 0,13 мг/л, при среднем в 0,03 мг/л, в то время как сравниваемая величина - 0,04 мг/л. А также бора, стронция и урана, максимальные концентрации которых достигают 0,3 мг/л, 2,54 мг/л и 0,1 мг/л, при средних в 0,09 мг/л, 0,76 и 0,01 мг/л, когда сравниваемые содержания – 0,1 мг/л, 0,29 мг/л и 0,01 мг/л соответственно. Локально концентрации Mn, V, Ni, Cu, Zn, As, Sn, Cs, Ba также превышают средние для зоны гипергенеза.

Таблица 1 – Микрокомпонентный состав подземных вод района Торейских озёр

Элемент	Средняя концентрация			Элемент	Средняя концентрация		
	Подземные воды водосборного бассейна	Подземные воды обрамления Торейской впадины	Для ПВ степей умеренного пояса провинции континентального засоления [3]		Подземные воды водосборного бассейна	Подземные воды обрамления Торейской впадины	Для ПВ степей умеренного пояса провинции континентального засоления [3]
Li	0,07	0,03	0,04	As	0,006	0,003	0,003
Be	0,00009	0,000004	0,0005	Br	0,43	0,14	0,51
B	0,22	0,09	0,10	Sr	1,35	0,76	0,29
V	0,002	0,001	0,003	Mo	0,005	0,002	0,005
Cr	0,01	0,002	0,005	Ag	0,0001	0,00005	0,0004
Mn	0,33	0,02	0,05	Cd	0,001	0,0002	0,0005
Fe*	1,05	0,09	0,96	Sn	0,00009	0,0001	0,0004
Co	0,0005	0,0001	0,001	Cs	0,01	0,00008	0,0007
Ni	0,005	0,003	0,005	Ba	0,06	0,02	0,05
Cu	0,004	0,007	0,009	∑PЗЭ	0,0005	0,00008	-

Zn	0,03	0,02	0,03	U	0,02	0,01	0,01
-----------	------	------	------	----------	------	------	------

В водах водосборного бассейна Торейских озёр уже концентрации Li, Be, B, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, As, Br, Sr, Mo, Ag, Cd, Cs, Ba, U выше или сопоставимы с кларком. Наибольшие превышения наблюдаются в отношении лития, содержания которого достигают 0,44 мг/л, при среднем – 0,07, в то время как сравниваемое значение составляет 0,04 мг/л, что говорит о локальном превышении в 10 раз. А также бора, хрома, марганца, железа, мышьяка, кадмия и урана (таблица 1).

Таким образом, на начальном этапе изучения микрокомпонентного состава подземных вод района Торейских озер установлены более высокие содержания в составе вод водосборного бассейна по сравнению с водами обрамления Торейской впадины, что повторяет и макрокомпонентный состав. В сравнении с озерными водами, где содержание урана может достигать 11 мг/л, лития – 0,5 мг/л, бора – 56 мг/л, марганца – 13 мг/л, РЗЭ – 0,96 мг/л, концентрации микрокомпонентов в составе подземных вод значительно ниже. При этом, согласно СанПиН 2.1.4.1074-01 [4], наблюдаются превышения ПДК относительно лития, марганца, брома и бария.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов РНФ №17-17-01158 и РФФИ № 18-05-00104. Автор благодарит за помощь своего научного руководителя д.г.- м.н. О.Е. Лепокурову, а также за консультации и помощь в полевых исследованиях д.г.- м.н. С.В. Борзенко.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Борзенко С.В. Геохимия соленых озер Восточного Забайкалья / С.В. Борзенко // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: материалы III Всероссийской научной конференции с международным участием (20-25 августа 2018 г.): материалы конференции. – Чита, 2018. – С. 18 – 26.
2. Борзенко С.В., Фёдоров И.А. Закономерности поведения некоторых микроэлементов в минеральных озерах Восточного Забайкалья / С.В. Борзенко, И.А. Фёдоров // Успехи современного естествознания. – Пенза: Издательский Дом "Академия Естествознания", 2019. – С. 69-74.
3. Шварцев, С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза / С.Л. Шварцев // 2-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
4. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения.
5. Дребот В.В. Геохимия природных вод района Торейских озёр (Восточное Забайкалье) / В.В. Дребот // XVII Всероссийская конференции-конкурсе студентов и аспирантов, (27-29 марта 2019 г.): материалы конференции. – Санкт-Петербург, 2019. – С. 43.
6. Борзенко С. В. Содовые воды района Торейских озер Забайкальского края: химический состав подземных и озерных вод / С.В. Борзенко, В.В. Дребот, И.А. Федоров, С.Л. Шварцев // «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами» III Всероссийская научная конференция с международным участием: материалы конференции. – Чита, 2018. – С. 319 – 321.

УДК 556/332(571/15)

ГЕОХИМИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РАДОНОВЫХ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ГОРВОДОЛЕЧЕБНИЦА» (Г. НОВОСИБИРСК)

Максимова Анастасия Алексеевна

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, студент,
rock.nastata64@gmail.com*

Деркачев Антон Сергеевич

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, студент,
a.derkachev@gsu.ru*

Приводятся результаты изучения минеральных радоновых вод месторождения «Горводолечебница» (г. Новосибирск). На месторождении установлены два водоносных комплекса: 1) четвертичных отложений и 2) нестратифицированных зон экзогенной и тектонической трещиноватости верхнепалеозойских гранитов. Радоновые воды месторождения пресные, характеризуются величиной общей минерализации от 144 до 1841 мг/дм³, с величиной рН от слабокислых (6.8) до слабощелочных (7.4). Содержание радона в воде варьирует в широком диапазоне и составляет 163 – 1216 Бк/дм³. По классификации Н.И. Толстикова воды принадлежат к слабо и умеренно радоновым.

Ключевые слова: радоновые воды, гранитная интрузия, месторождение «Горводолечебница», г. Новосибирск

GEOCHEMISTRY OF MINERAL RADON WATER DEPOSIT «GORVODOLECHEBNITSA»

Maksimova Anastasia Alekseevna

Novosibirsk State University, Novosibirsk, student, rock.nastata64@gmail.com

Derkachev Anton Sergeevich

Novosibirsk State University, Novosibirsk, student, a.derkachev@gsu.ru

The results of the study of mineral radon waters "Gorvodolechebnitsa" deposit (Novosibirsk). Two aquifers were established at the field: 1) Quaternary sediments and 2) non-stratified zones of exogenous and tectonic fracturing of Upper Paleozoic granites. The radon waters of the deposit are fresh, characterized by a total mineralization of 144 to 1841 mg/dm³, with a pH ranging from slightly acidic (6.8) to slightly alkaline (7.4). The radon content in water varies over a wide range and amounts to 163 - 1216 Bq/dm³. According to the classification of N.I. Tolstikhin waters belong to weakly and moderately radon.

Keywords: radon waters, granite intrusion, deposit "Gorvodolechebnitsa", Novosibirsk

Месторождение минеральных радоновых вод «Горводолечебница» расположено в Центральном районе г. Новосибирска (рис. 1) и приурочено к одноименному гранитному массиву [1, 2]. Поисковые работы на изучаемом проявлении радоновых вод проводились в 1980-х годах и связаны с именами Васильева И.П. и Самсонова Г.Л. В гидрогеологическом разрезе выделяется два водоносных комплекса имеющих гидравлическую взаимосвязь: 1) четвертичных отложений и 2) нестратифицированных зон экзогенной и тектонической трещиноватости верхнепалеозойских гранитов.

Отложения водоносного комплекса четвертичных отложений представлены породами красnodубровской свиты, сложенной супесью, мелкозернистым песком, суглинками и глинами [3, 4]. Воды четвертичных отложений пресные, с величиной общей минерализации 344 – 1841 мг/дм³, по показателю рН (6.9 – 8.0) воды относятся к нейтральным и слабощелочным. Содержание радона

в воде находится в диапазоне 163 – 389 Бк/дм³. Установлено два обогащенных радоном источника, разгружающихся в долине реки Каменка: родник № 4 и колодец № 102, в которых концентрации радона достигают 389 Бк/дм³ и 229 Бк/дм³ соответственно. Химический тип воды четвертичных отложений относится к гидрокарбонатно-хлоридному кальциевому типу. Формула М.Г. Курлова средневзвешенного состава имеет следующий вид (концентрация ²²²Rn приведена в нКи/л):

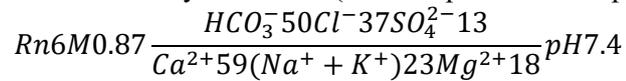
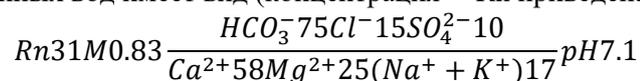


Рисунок 1 – Местоположение района исследований

Верхнепалеозойский водоносный комплекс представлен биотитовыми кварц-полевошпатовыми трещиноватыми гранитами. К водонасыщенным зонам экзогенной и тектонической трещиноватости приурочены минеральные радоновые воды, которые характеризуется слабокислыми и слабощелочными рН от 6.8 до 7.8. Воды гидрокарбонатного кальциевого состава относятся к пресным с величиной общей минерализации, изменяющейся в интервале 144 – 1741 мг/дм³. Концентрация радона в палеозойских гранитах на месторождении варьирует в пределах от 1075 до 1216 Бк/дм³. Радоновые воды выявлены в скважинах 15, 16, 17а, 11п и 4п, глубина которых достигает от 132.8 до 156.5 м. Наиболее высокие концентрации радона установлены в скважине №16 и составляют 1216 Бк/дм³. Формула М.Г. Курлова среднего химического состава данных вод имеет вид (концентрация ²²²Rn приведена в нКи/л):



Интересно выглядят спектры распределения микроэлементов изученных вод (рис. 2). Например, в водах верхнепалеозойских гранитов установлены повышенные концентрации (мг/дм³): стронция до 10.58, марганца до 2.1, бария до 1.26. В водах месторождения концентрации кремнезема варьируют в интервале 2 – 24 мг/л. С ростом общей минерализации помимо кремнезема и стронция также накапливаются (мкг/дм³): титан (110), кобальт (50), молибден (35), никель (32), уран (20), медь (11), хром (2.8), бериллий (1.1). Для сравнения, в радоновых водах расположенного северо-западнее от изучаемого Заельцовского месторождения содержания аналогичных микрокомпонентов (мкг/дм³) следующие: Ti – 118, Ni – 88, Cr – 58, U – 32, Mo – 31, Cu – 13, Co – 1.3, Be – 0.9. [5, 6].

Подытоживая выше сказанное, можно сделать вывод, что радоновые воды месторождения «Горводолечебница» характеризуются в основном гидрокарбонатным кальциевым химическим типом с величиной общей минерализации от 344 до 1841 мг/дм³. Воды относятся к пресным, по величине рН к нейтральным и слабощелочным. С увеличением минерализации в растворе накапливаются такие элементы как стронций, барий, марганец. По содержанию радона (163 – 1216 Бк/дм³) в соответствии с классификацией Н.И. Толстихина изученные воды можно отнести к классу от слабо до умеренно радоновых.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540004.

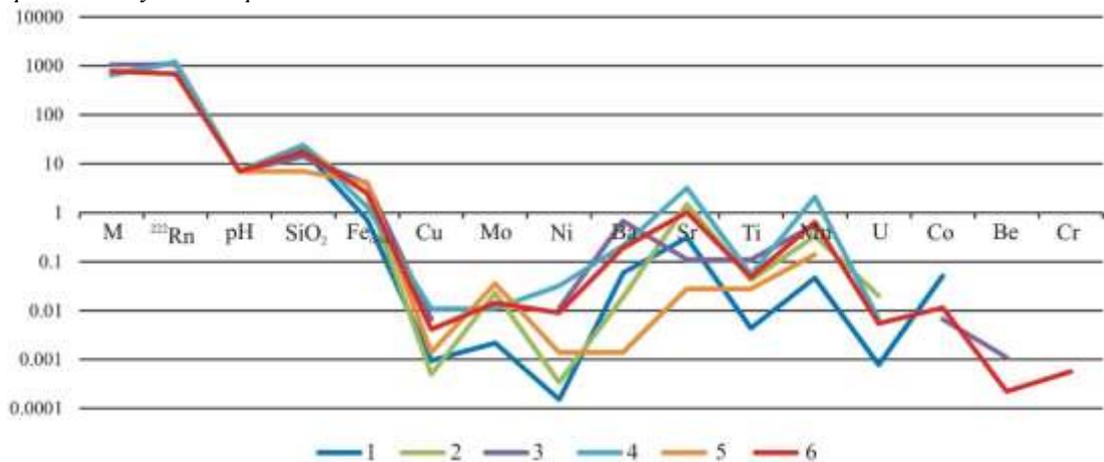


Рисунок 2 – Спектр распределения микрокомпонентов в радоновых водах палеозойского комплекса

Условные обозначения: водоносный комплекс четвертичных отложений: 1 – скв. №15; 2 – скв. №16; 3 – скв. №11п; 4 – скв. №4п; 5 – скв. №17а; 6 – среднее значение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бабин Г.А. Новые данные по гранитным комплексам Новосибирского Приобья (Западная Сибирь) / Г.А. Бабин, Г.С. Федосеев, А.С. Борисенко, С.В. Жигалов, Е.В. Ветров // Граниты и эволюция Земли: граниты и континентальная кора: Вторая международная геологическая конференция (17 – 20 августа 2014 г., г. Новосибирск). - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. - С. 41 – 47.
2. Сотников В.И. Геодинамика, магматизм и металлогения Колывань-Томской складчатой зоны / В.И. Сотников, Г.С. Федосеев, Л.В. Кунгурцев, А.С. Борисенко, А.А. Оболенский, И.П. Васильев, В.О. Гимон. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. - 227 с.
3. Адаменко О.М. Мезозой и кайнозой Степного Алтая / О.М. Адаменко. - Новосибирск: Наука, 1974. - 224 с.
4. Унифицированная региональная стратиграфическая схема четвертичных отложений Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000. - 64 с.
5. Новиков Д.А. Гидрогеология и гидрогеохимия Заельцовско-Мочищенского проявления радоновых вод (юг Западной Сибири) / Д.А. Новиков, А.Ф. Сухорукова, Т.В. Корнеева // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9. – №4. – С. 1255 - 1274.
6. Novikov D.A. Microelements in Radon Waters of the Zaelsovsky field (The Southern Part of West Siberia) / D.A. Novikov, T.V. Korneeva // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. - V. 1172. – 012096.

УДК 556.382(571.1)

ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ПЛАСТА Ю1 ВЕРХ-ТАРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Черников Александр Андреевич

*Новосибирский национальный исследовательский государственный Университет (НГУ),
г.Новосибирск, Россия, студент, chernikovaa27@gmail.com*

Фаустова Анастасия Сергеевна

*Новосибирский национальный исследовательский государственный Университет (НГУ),
г.Новосибирск, Россия, студент, fstv.nst@gmail.com*

В работе приводятся результаты изучения эволюции гидрогеохимического поля основного объекта разработки (пласт Ю₁) Верх-Тарского нефтяного месторождения. По данным исследования выявлена тенденция к снижению минерализации пластовых вод на месторождении за счет внедрения фронта заводнения (пластовые воды апт-альб-сеномасного водоносного комплекса). Средние значения общей минерализации подтоварных вод снизились в период с 2009 по 2016 год с 28-30 до 20 г/л. Гидрогеохимические аномалии до 170 г/л связаны с применением технологии гидроразрыва пласта при интенсификации добычи.

Ключевые слова: гидрогеохимия, подтоварные воды, разработка, пласт Ю₁, Верх-Тарское нефтяное месторождение, Новосибирская область, Западная Сибирь.

CHANGE IN THE HYDROGEOCHEMICAL FIELD OF THE YU1 LAYER OF THE VERKH-TARSKOYE OIL FIELD ON DEVELOPMENT STAGE

Chernikov Alexandr

Novosibirsk National Research State University (NSU), Novosibirsk, Russia, chernikovaa27@gmail.com

Faustova Anastasia

Novosibirsk National Research State University (NSU), Novosibirsk, Russia, fstv.nst@gmail.com

The paper presents the results of studying the evolution of the hydrogeochemical field of the main development object (reservoir Yu₁) of the Verkh-Tarskoye oil field. According to the study, a tendency to a decrease in the salinity of formation water in the field due to the introduction of a water flooding front (formation water of the Apt-Alb-Senomasky aquifer complex) was revealed. The average values of the total salinity of produced water decreased during the period from 2009 to 2016 from 28-30 to 20 g/l. Hydrogeochemical anomalies of up to 170 g/l are associated with the use of hydraulic fracturing technology to stimulate production.

Keywords: Hydrogeochemistry, bottom waters, development, Yu₁ layer, Verkh-Tarskoye oil field, Novosibirsk region, Eastern Siberia.

В настоящей работе рассматриваются особенности гидрогеохимии Верх-Тарского нефтяного месторождения, расположенного в пределах Межовского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В административном отношении изучаемый объект расположен в Северном районе Новосибирской области (рис. 1).



Рисунок 1 - Обзорная карта района исследований

Условные обозначения: 1 – административные границы; месторождения: 2 - нефтяные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – газоконденсатные и газовые; 5 – местоположение Верх-Тарского нефтяного месторождения.

Современные методы обработки и интерпретации гидрохимических данных оказывают неоценимую помощь при анализе разработки залежей углеводородов, проектировании, контроле и управлении процессом их эксплуатации [1].

При разработке углеводородной залежи ее гидрогеохимическое поле не может быть стабильным и подвергается значительным изменениям за счет применения технологии заводнения залежей и гидроразрыва пласта для интенсификации добычи. На момент начала крупномасштабной эксплуатации залежи пласта Ю₁ в 2009 году (рис. 2 а) значения общей минерализации пластовых вод в добывающих скважинах варьировало в широком интервале - от 14 до 48 г/л, при среднем значении 28 - 30 г/л. По химическому типу воды относятся к хлоридным натриевым и хлоридным натриево-кальциевым (по классификации С.А. Щукарева). С этого времени действующий фонд увеличился до 70 добывающих и 66 нагнетательных скважин.

По состоянию на январь 2016 года (рис. 2 б) наблюдается значительное снижение величин общей минерализации по подтоварным водам. По химическому типу воды относятся к хлоридным натриевым, общая минерализация составляет от 14 до 25 г/л, при среднем значении 20 г/л. При мониторинге гидрогеохимических показателей с 2009 по 2016 года был выявлен ряд аномалий. Наиболее высокое значение минерализации зафиксировано в июне 2015 года, так в скважине № 203 величина общей минерализации составляла 170 г/л, а также прослеживалось значительное повышение концентраций хлора и натрия, обусловленное проведением многостадийных гидроразрывов пласта [2].

Проведенный экспресс-анализ имеющихся геолого-промысловых материалов показал, что основной объект разработки Верх-Тарского нефтяного месторождения – залежь пласта Ю₁ находится на III стадии (падающей) добычи нефти [3].

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках научного проекта № 19-45-540006.

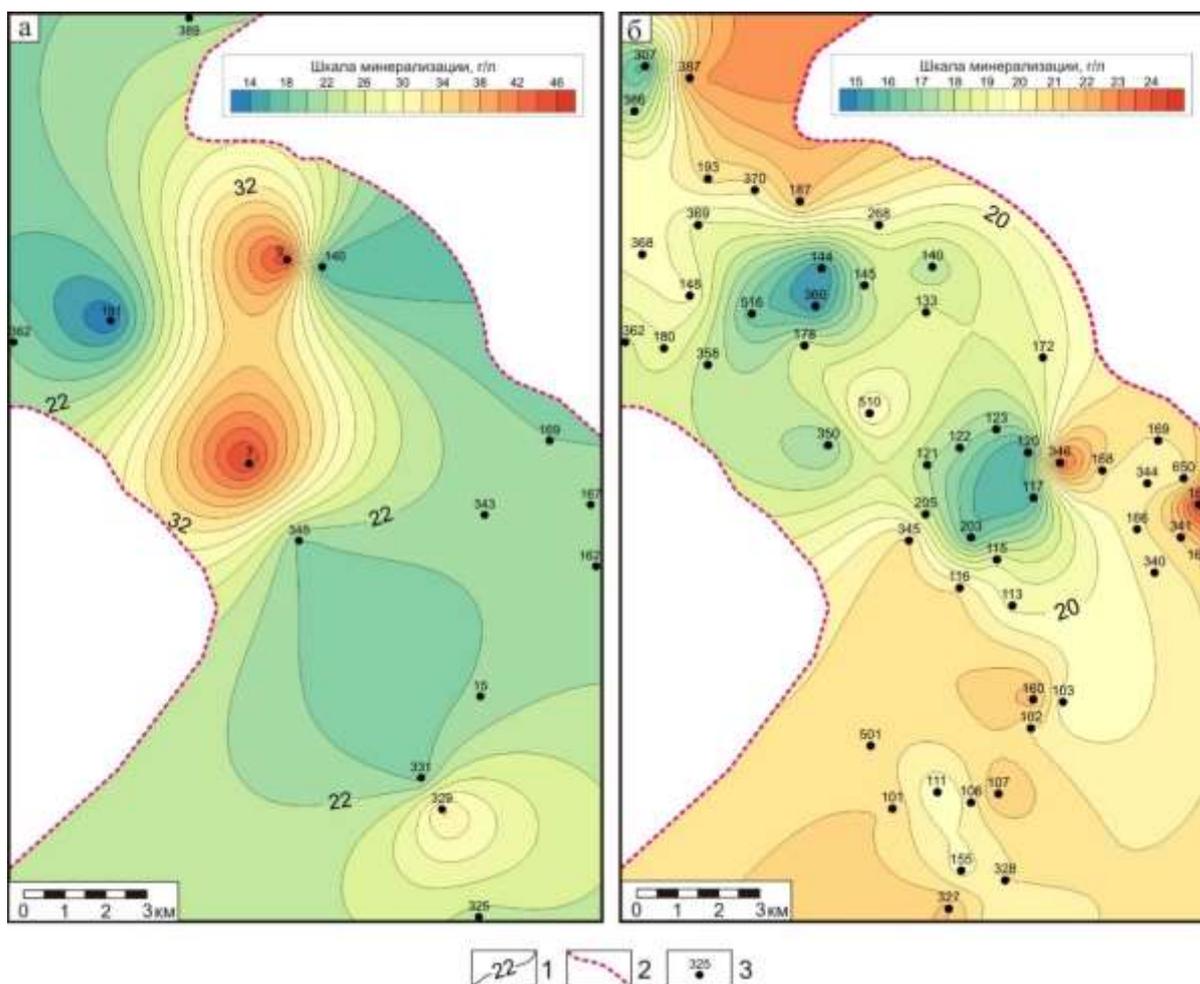


Рисунок 2 – Карта общей минерализации пластовых вод пласта Ю1 на январь 2009 г (а) и на январь 2016 г (б)

Условные обозначения: 1- изоминеры, 2- контур залежи, 3- добывающие скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. / под ред. А. Н. Дмитриевского, В. В. Муляка – М.: ГЕОС, 2007. – 245 с.
2. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. / под ред. В. Д. Порошкина, В.В Муляка – М.: Недра, 2004. - 220 с.
3. Новиков Д. А. Состояние разработки залежи Ю₁ Верх-Тарского нефтяного месторождения на январь 2019 года / Д. А. Новиков, С. А. Павлова, Д. Ю. Кузнецов, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, С. В. Рыжкова // Интэкспо Гео-Сибирь. XV Междунар. науч. Конгр (24-26 апреля 2019 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 2019. – С. 110 – 116.

**СЕКЦИЯ 5. ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА,
НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ**

УДК 553.98

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ЕЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Бардачевский Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, BardachevskyVN@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены особенности строения и условия формирования ачимовской толщи Гыданского полуострова. Закартированы области распространения ачимовской толщи валанжин-готеривских клиноформ. Спрогнозированы депоцентры накопления песчано-алевритового материала.

Ключевые слова: Гыданский полуостров, ачимовская толща, клиноформа, депоцентр

GEOLOGICAL STRUCTURE OF ACHIMOV FORMATION OF THE GYDAN PENINSULA IN CONNECTION OF PETROLEUM POTENTIAL

Bardachevskiy Vyacheslav

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Research Assistant, BardachevskyVN@ipgg.sbras.ru

Considered the features of structure of the Achimov Formation of the Gydan Peninsula. The distribution areas of the Achimov Formation of the Valanginian-Hauterivian clinoforms are mapped. Depocenters of sandy-aleuritic material accumulation are predicted.

Keywords: Gydan Peninsula, Achimov Formation, clinoform, depocenter

Юрско-меловые отложения арктических регионов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции представляют особый интерес, так как с ними связывают дальнейшие перспективы добычи углеводородов. Глубокозалегающий ачимовский нефтегазоносный комплекс (НГК), который выделяется в низах мела, на территории Гыдана крайне малоизучен. Комплекс вскрыли около 20 скважин. Большинство из них сосредоточены в пределах крупных месторождений нефти и газа, таких как Гыданское, Утреннее, Геофизическое, Тота-Яхинское и за исключением Гыданской 130 пробурены по периферии полуострова [2].

На сопредельных территориях изученность ачимовской толщи выше. Так на территории Ямальского полуострова выявлены залежи углеводородов в ачимовском НГК на Верхнетиутейском, Новопортовском, Среднеямальском и Хамбате́йском месторождениях. На Хамбате́йском месторождении притоки газа составили 20,77 тыс. м³/сут и конденсата 1,32 м³/сут. Восточнее Гыдана, в западной части Енисей-Хатанского прогиба в ачимовской толще залежи углеводородов выявлены на Хабейском, Дерябинском, Пайяхском и Северо-Пайяхском месторождениях. На Дерябинском месторождении притоки газа достигают 700 тыс. м³/сут, на Пайяхском получены дебиты нефти 33 м³/сут и газа до 5 тыс. м³/сут. Южнее исследуемой территории, на севере Уренгойского района залежи нефти и газа выявлены на Ямбургском месторождении.

Согласно представлениям большинства исследователей, ачимовские отложения сформировались в относительно глубоководном морском бассейне и представляют собой разновозрастные песчано-алевритовые линзы, омолаживающиеся к центру палеобассейна [3, 4, 5 и др.]. В берриасе и до середины валанжина на территории Гыдана существовал относительно глубоководный бассейн и происходило накопление конденсированных глинистых осадков. В конце раннего валанжина началось формирование клиноформного комплекса, которое проходило циклически, прерываясь кратковременными трансгрессиями, во время которых формировались региональные пачки глин [6]. К каждой клиноформе приурочены узкие полосы ачимовских тел, вытянутые в северо-восточном направлении (рис. 1). На территории исследования выделяется семь

региональных клиноформ валанжин-барремского возраста. В районе Таймыра происходит выклинивание валанжин-барремских клиноформ по типу подошвенного прилегания к палеозойскому фундаменту. По обрамлению Западно-Сибирского бассейна на северо-востоке в меловом периоде существовали два источника сноса терригенного материала, которые сформировали на территории исследования две системы клиноформ. Для первой системы клиноформ северо-западного падения источником сноса являлась Сибирская платформа. Вторая система клиноформ сформировались за счёт терригенного материала, сносимого с Таймырской суши [1].

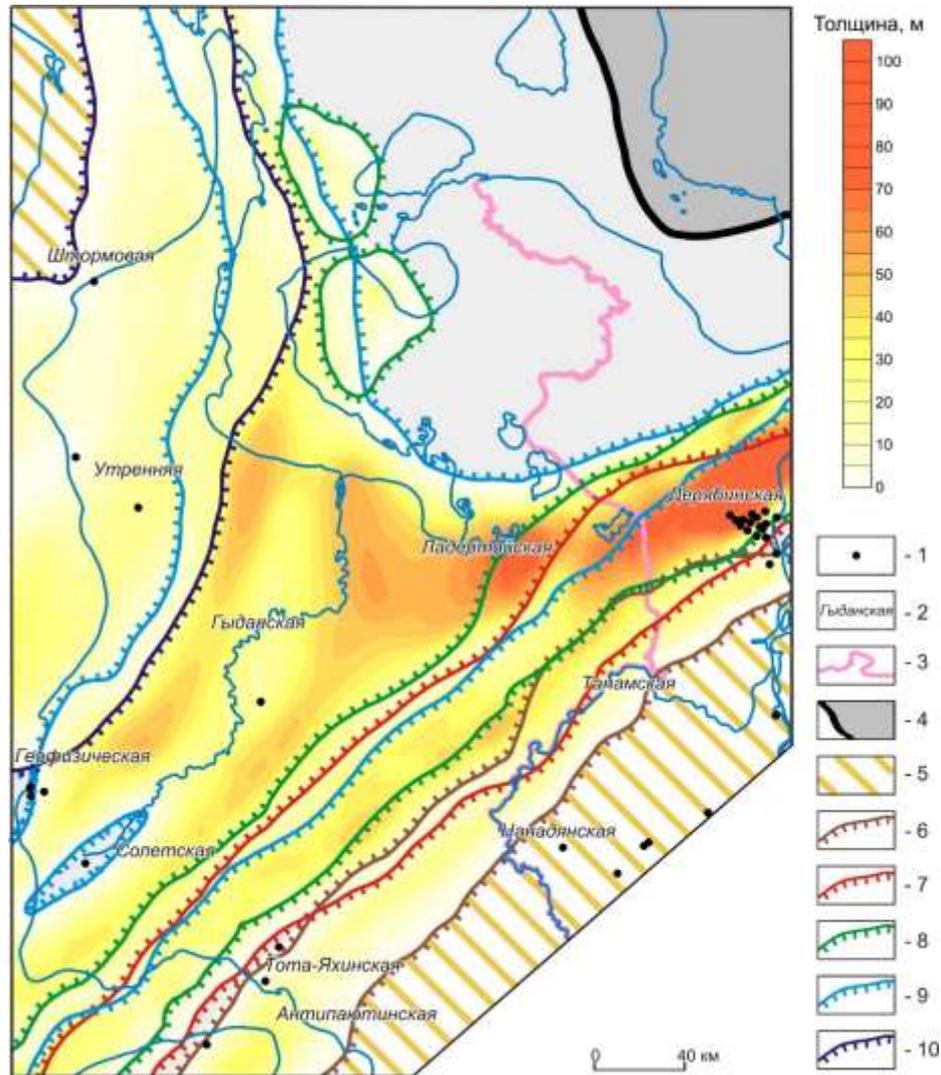


Рисунок 1 – Прогноз суммарных толщин песчаников ачимовской толщи полуострова Гыдан

Условные обозначения: 1 - скважины, вскрывшие отложения ачимовской толщи или ее заглинизированный разрез; 2 - названия площадей; 3 - административные границы; 4 - граница выклинивания берриас-нижнеэоценовых отложений; 5 - область распространения ачимовской толщи вне зоны прогнозируемых толщин; 6 - 10 - границы распространения ачимовской толщи клиноформ: 6 - чеускинская клиноформа (пласты АчБГ₃₄-АчБГ₃₆); 7 - сармановская клиноформа (пласты АчБГ₃₂-АчБГ₃₃); 8 - уренгойская клиноформа (пласты АчБГ₂₉-АчБГ₃₁); 9 - пимская клиноформа (пласты АчБГ₂₀-АчБГ₂₈); 10 - сеяхинская клиноформа (пласты АчБГ₁₀-АчБГ₁₉)

Депозиты накопления песчаного материала в ачимовской толще вытянуты по простиранию клиноформ и смещены относительно депозитов клиноформ в северо-западном направлении. В пределах депозитов увеличиваются эффективные толщины песчаников,

улучшаются коллекторские свойства, а также наблюдаются наибольшие дебиты нефти и газа [7]. В их пределах толщины песчаников на территории Гыдана могут достигать почти 100 метров. Максимальные суммарные толщины песчаников ачимовской толщи прогнозируются в центральной и северо-восточной частях полуострова.

Таким образом согласно проведенным исследованиям на территории Гыданского полуострова прогнозируется крупная зона накопления песчаного материала ачимовской толщи. В отложениях клиновидных комплексов валанжин-готерива на территории Гыданского полуострова прогнозируются 13 депоцентров накопления песчаного материала, которые являются первоочередными объектами на поиск залежей углеводородов в ачимовских отложениях. Наиболее крупные из них связаны с уренгойской, пимской и сеяхинской клиноформами готерива.

Основные перспективы на поиск зон нефтегазонакопления в отложениях ачимовской толщи Гыданского полуострова связываются с центральными и северо-восточными районами.

Работа выполнена при поддержке гранта 18-05-00210А Российского Фонда Фундаментальных исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

6. Бардачевский В.Н. Сейсмогеологическая модель строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова [Электронный ресурс]. / В.Н. Бардачевский, Н.И. Шестакова, С.В. Ершов // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2018. – Т. 13. – №4. – 21 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html
7. Бардачевский В.Н. Прогноз перспективных зон нефтегазонакопления в ачимовской толще Гыданского полуострова / В.Н. Бардачевский // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 85-летию акад. А.Э. Конторовича (г. Новосибирск, 12-13 марта 2019 г.). – 2019. – С. 5-8
8. Карогодин Ю.Н. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход) / Ю.Н. Карогодин, В.А. Казаненков, С.А. Рыльков, С.В. Ершов. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 200 с.
9. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна / А.Л. Наумов // Геология и геофизика. – 1977. – № 10. – С. 38–47.
10. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.
11. Ершов С.В. Особенности строения и корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова / С.В. Ершов, В.Н. Бардачевский, Н.И. Шестакова // Геология и геофизика. – 2018. – Т.59. – №11. – С. 1870–1882.
12. Петрова Н.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны / Н.В. Петрова, С.В. Ершов, А.К. Карташова, Н.И. Шестакова // Геология нефти и газа. – 2018. – №2. – С. 41–50.

УДК 550.812.14

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЯКУТИИ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОВЕДЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Игнатьев Сергей Федорович

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия, начальник отдела,
s.ignatyev@ggr.gazprom.ru

Пирогова Екатерина Александровна

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия, ведущий геолог, e.pirogova@ggr.gazprom.ru

Хуснуллина Гузель Раильевна

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия, руководитель группы,
g.khusnullina@ggr.gazprom.ru

Настоящая работа посвящена анализу изученности и геологического строения месторождений юго-западной части Якутии, уточнению вероятности прогноза наличия запасов углеводородов и повышению эффективности планирования геологоразведочных работ на данной территории.

Ключевые слова: Республика Саха (Якутия), Непско-Ботуобинская антеклиз, геологическое строение, карбонатные коллектора, терригенные коллектора, геологоразведочные работы.

REFINEMENT OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF FIELDS IN SOUTHWESTERN PART OF YAKUTIA FOR THE OPTIMIZATION OF CARRYING OUT FURTHER GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS

Ignatyev Sergey

Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen, Russia, Head of Department, s.ignatyev@ggr.gazprom.ru

Pirogova Ekaterina

Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen, Russia, Lead Geologist, e.pirogova@ggr.gazprom.ru

Khusnullina Guzel

Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen, Russia, Head of a Group, g.khusnullina@ggr.gazprom.ru

This paper is devoted to the analysis of the exploration and geological structure of fields in southwestern part of Yakutia, to clarify the probability of forecasting the presence of hydrocarbon reserves and to increase the effectiveness of planning for geological exploration activities in the area.

Keywords: Republic of Sakha (Yakutia), Nepsko-Botuobinskaya antecline, geological structure, carbonate reservoirs, terrigenous reservoirs, geological prospecting work.

Республика Саха (Якутия) считается стратегическим районом в плане освоения углеводородного потенциала России вопреки сложной тектонике, климатическим и геологическим условиям, затрудняющим изучение Сибирской платформы [2].

Район Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) на юго-западе Якутии является наиболее изученной частью Восточной Сибири и её основной нефтегазоносной областью, где в настоящее

время ведется большой объем геологоразведочных работ [1]. В области сосредоточено более половины извлекаемых запасов углеводородов (УВ), открыто более 20 месторождений нефти, газа и конденсата, в том числе Верхнечонское, Среднеботуобинское, Талаканское, Чаяндинское, Верхневилючанское и другие [2]. Заметная активизация изучения НБА начинается с 1970-х гг., когда впервые в республике, в отложениях докембрия открыто Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ). Несколько позднее, в 1975 г открыто Верхневилючанское НГКМ, был получен приток газа (венд, вилючанский горизонт), в 1981 г – Тас-Юряхское НГКМ (промышленные притоки газа из ботуобинского и осинского горизонтов).

Рассмотрим геологическое строение на примере Тас-Юряхского и Верхневилючанского месторождений, расположенных в южной части Сибирской платформы.

В настоящее время месторождения находятся на стадии разведки. На Тас-Юряхской и Верхневилючанской площадях в разные годы выполнены комплексы полевых геофизических исследований, включающих аэромагниторазведку, гравиразведку, электроразведку и сейсморазведку, а также поисково-оценочное и разведочное бурение. В ходе работ прослежены зоны региональных разломов, выделены поднятия, уточнено их строение. Благодаря проведению полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D в 2013-2016 гг., установлено весьма сложное блоковое строение месторождений.

Оба месторождения находятся в пределах крупной положительной структуры – Непско-Ботуобинской антеклизы. Тас-Юряхское НГКМ приурочено к Мирнинскому выступу, Верхневилючанское – к центральной части Вилючанской седловины, расположенной на стыке Мирнинского выступа, Предпатомского регионального прогиба и переходных в Вилючанскую гемисинеклизу структур – Ыгыатинской впадины и Сунтарского свода (рис. 1) [5].

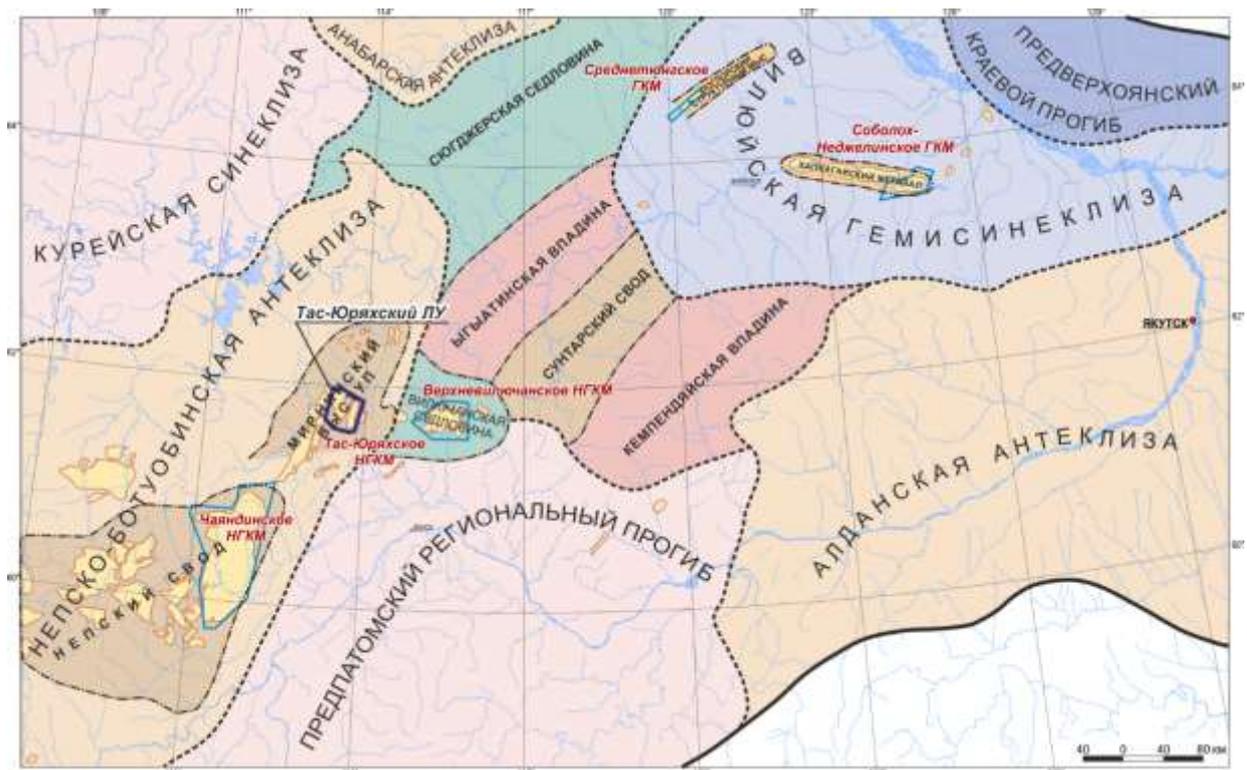


Рисунок 1 – Фрагмент тектонической схемы южной части Сибирской платформы

С позиции нефтегазогеологического районирования месторождения расположены в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) [2]. В разрезе осадочного чехла установлено три нефтегазоносных комплекса, различающихся геологическим строением: кембрийский (галогеокарбонатный), венд-нижнекембрийский (карбонатный) и вендский (карбонатно-терригенный).

В разрезе Тас-Юряхского НГКМ промышленная нефтегазоносность связана с терригенными коллекторами ботубинского продуктивного горизонта (венда), в пределах которого выделено 19 блоков, из них 12 продуктивны и содержат чисто газовые и газовые залежи с нефтяной оторочкой. Залежи оконтуривались по структурно-тектоническому фактору, в каждой выделен свой уровень контактов с учетом результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) и результатов испытаний скважин. Несмотря на большой объем выполненных работ, более 85% запасов нефти отнесены к категории С₂, промышленная ценность большей части нефтяных оторочек не установлена.

В интервале талахского горизонта учтены запасы по небольшим чисто газовым залежам на северо-западе и наблюдается низкая изученность восточной части участка. Прогнозный потенциал карбонатных коллекторов осинского горизонта (пласты О-I и О-II) пока не ясен [4], промышленная ценность отложений доказана на соседних месторождениях: Талаканском и Среднеботубинском.

Продуктивные карбонатные коллектора в пределах Вилючанской седловины выявлены в юряхском горизонте (пласты Ю-I и Ю-II), на Верхневилючанском месторождении в нем содержатся основные запасы УВ. Пласт Ю-I содержит 10 залежей (50% запасов месторождения); пласт Ю-II – 8 залежей (25%). Блоковое строение месторождения обуславливает разное гипсометрическое положение газо-жидкостных контактов по блокам, разные соотношения эффективных толщин нефте- и газонасыщенных частей пласта. Степень разведанности залежей по блокам различная – в некоторых блоках контакты установлены условно.

Терригенные продуктивные горизонты приурочены к хоронохской и бетинчинской (вилючанский горизонт), талахской (талахский горизонт) и харыстанской (харыстанский горизонт) свитам. Вилючанский горизонт в пределах месторождения выклинивается в северо-западном направлении, промышленная продуктивность установлена только в пределах одного блока. По результатам строительства новых скважин впервые установлена продуктивность талахского горизонта и, по предварительной оценке, здесь сконцентрирована наибольшая часть запасов УВ среди терригенных отложений месторождения. Залежи харыстанского горизонта имеют сложное полосообразно-линзовидное строение, приурочены к песчаникам, залегающим в средней части харыстанской свиты.

Для изучения литологических и фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных горизонтов на этапе доразведки за период 2015-2018 гг. на обоих месторождениях были пробурены скважины с проведением расширенного комплекса ГИС и отбором керна как в интервале установленной продуктивности отложений, так и в перспективной части разреза. В результате исследования данных бурения скважин уточнены эффективные толщины, скорректированы контуры площадей и объемы залежей.

По величине запасов оба месторождения относятся к категории очень крупных. Около 90 % запасов свободного газа Тас-Юряхского НГКМ содержится в ботубинском горизонте, около 75 % запасов газа Верхневилючанского – в залежах юряхского горизонта. Таким образом, на Верхневилючанском НГКМ наиболее изученными и продуктивными являются карбонатные коллектора (пласты Ю I-II), а на Тас-Юряхском – терригенные (ботубинский горизонт).

Несмотря на то, что месторождения находятся в одной НГО и имеют сложное строение, они достаточно разные по степени разведанности и распределению запасов УВ по разрезу. Основными результатами сейсморазведочных работ МОГТ 3D и бурения скважин для двух месторождений явилось выявление намного более интенсивной, по сравнению с моделями подсчета запасов, раздробленности осадочного чехла, неоднозначности экранирующей роли отдельных разломов, изменению представлений о распространении границ замещения и выклинивания коллекторов, более точной обоснованности проведения флюидоразделяющих контактов, что уточнено геологическое строение. Сопоставление изученности и геологических моделей позволяет сделать выводы о рентабельности проведенных работ и повышении эффективности планирования геологоразведочных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия) / В.С. Ситников, И.А. Кушмар и др.// СПб ФГУП «ВНИГРИ», 2014, 436 С

2. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: Учебник для вузов / Л.В. Каламкаргов //ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 20003, 560 с.
3. Нефть и газ Восточной Сибири / под ред. И.А. Кушмар, Ю.Н. Григоренко, В.В. Ананьев, В.А. Белинкин, Е.А. Губина // СПб.: Недра, 2006, 102 с.
4. Обобщение и анализ промысловых данных и рекомендации для поисков скоплений углеводородов в осинском горизонте Непско-Ботуобинской антеклизы / М.М. Петров, // Нефтегазовое дело, 2010, т.1, 13 с. / http://ogbus.ru/authors/PetrovMM/PetrovMM_1.pdf.
5. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. М 1:5000000 / В.С. Старосельцев, Н.В. Мельников, М.П. Гришин и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2005.

УДК 553.98

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ РИСКОВ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ И ОПЫТ ПРОГНОЗА КОЛИЧЕСТВА ОТКРЫТИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ГРП (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Икон Ксения Олеговна

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, Россия, специалист,
koikon@tnnc.rosneft.ru

Олюнина Оксана Александровна

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, Россия, специалист,
oaolyunina@tnnc.rosneft.ru

Настоящая работа посвящена разработке методики оценки возможного числа открытий в результате реализации программы ГРП.

Ключевые слова: вероятностная оценка ресурсов, геологические риски

METHODOLOGICAL APPROACH FOR ASSESING THE RISKS OF EXPLORATION DRILLING AND THE EXPERIENCE FORECASTING OF NUMBERS OF DISCOVERIES AS A RESULT OF IMPLIMENTATION EXPLORATIONAL PROGRAM (AS IN THE CASE OF NORTH-EASTERN AREAS OF WESTERN SIBERIA)

Ikon Ksenia

LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia, Specialist, koikon@tnnc.rosneft.ru

Olyunina Oksana

LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia, Specialist,
oaolyunina@tnnc.rosneft.ru

This work is devoted to the development of a methodology for assessment the possible number of discoveries as a result of the implementation of the geological exploration.

Keywords: probabilistic assessment of resources, geological risks

В настоящей работе **объектом исследования** являются лицензионные участки, расположенные в северо-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна, **предметом исследования** – их нефтегазоносная система, эффективность которой может быть описана в вероятностных терминах. Согласно нефтегеологическому районированию территории ЯНАО изучаемые участки находятся в пределах Тазовского и Толькинского нефтегазоносных районов Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Продуктивность отложений доказана в пластах групп Т, ПК, АТ, БТ, Ю₁, Ю₂₋₄. На месторождениях участков велика доля запасов категорий В₂ и С₂.

В ходе работы проведено сравнение ожидаемых и фактических результатов выполненной программы геолого-разведочных работ (ГРП): результаты неоднозначны. С одной стороны, здесь открыто несколько десятков залежей углеводородов (УВ). С другой стороны, многие планируемые объекты не подтвердились, в предварительно не оцененных объектах открыты новые залежи УВ. Следовательно, на сегодняшний день в районе **крайне актуальной** является разработка методики прогноза результатов ГРП. Основной метод таких прогнозов - вероятностная оценка ресурсов с

учетом вероятностей успеха поисковых и разведочных скважин (P_g). В данной работе рассмотрен только один из вопросов – разработка методики оценки возможного числа открытий. Существуют различные точки зрения относительно оценки величины P_g : согласно одной из них - анализ рисков выполняется субъективно и предпосылки появления методов объективной количественной оценки отсутствуют [1]; согласно другой – в основу оценки P_g могут быть положены объективные результаты предшествующих геологоразведочных работ (ГРП), а результаты оценки могут быть проверены в ходе последующего бурения [2]. Авторы работы придерживаются последней точки зрения: оценки геологических рисков и объективные результаты ГРП могут быть связаны через оценку возможного количества открытий и ее последующую проверку. Для обоснования этого положения рассмотрим гипотетический пример. Допустим, что в пределах лицензионного участка Компании подготовлено для бурения 5 объектов. Для каждого из них оценены P_g в соответствии с рекомендациями Компании (таблица 1). Необходимо решить прямую задачу ГРП: на основании заданных оценок P_g определить, сколько залежей будет открыто при опосковании 3 объектов.

Таблица 1 - Гипотетический пример оценки вероятностей успеха ловушек в соответствии с рекомендациями Компании

Пласт	P1		P2		P3		P4	P_g
	P1a	P1b	P2a	P2b	P3a	P3b		
А	0.90	0.90	0.70	0.95	1.00	0.80	0.90	0.388
Б	0.80	0.90	0.80	0.90		0.85	0.95	0.419
В	1.00	0.80	0.70	0.80		0.90	0.90	0.363

Данная задача решается путем стохастического моделирования результатов ГРП (метод Монте-Карло). В результате каждой итерации каждая ловушка либо открывается (1), либо не открывается (0) в соответствии с заданным P_g . Затем происходит суммирование открытий. В результате будем иметь n-ное количество вариантов реализации программы ГРП на исследуемых 3 объектах. Причем для каждого варианта получим определенное число открытий, которое может изменяться от 0 до 3. Распределение вероятностей возможного числа открытий, полученное в ходе эксперимента, приведено на рисунке 1 (рис. 1).

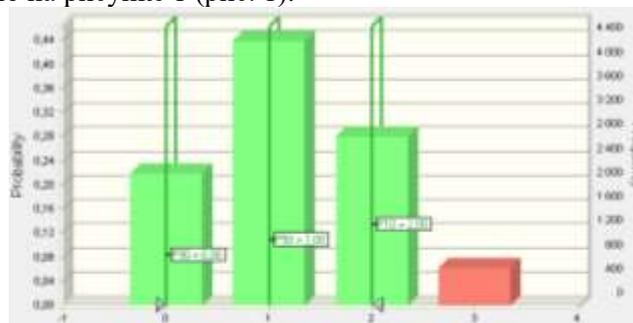


Рисунок 1 – Результаты моделирования фактического числа открытий при опосковании 10 ловушек, приведенных в таблице 1

Если при проведении поискового бурения фактическое количество открытий попадет в условно выбранный доверительный интервал прогноза (например, $P_{90}-P_{10}$ - от 0 до 2 открытий), то разработанную систему рисков можно считать корректной и использовать при проведении дальнейших ГРП. Неподтверждение результата прогноза (более 2 открытий) позволяет утверждать, что система оценки P_g неадекватна реальности – ее нужно корректировать. Таким образом, оценка возможного числа открытий и проверка ее опытом позволяют судить об объективности оценок P_g ловушек. Описанный подход был применен к реальным данным по рассматриваемым лицензионным участкам. Авторами было проведено стохастическое моделирование выполненной программы ГРП (13 скважин) на основе системы рисков, используемой при ее обосновании. Сопоставление расчетных и фактических данных показало, что общее фактическое число открытий (40) существенно ниже величины P_{90} расчетной оценки (49), при этом 21 фактически открытый объект при обосновании скважин не оценивался. Следовательно, используемая в районе система

рисков требует адаптации. Адаптировать существующую систему рисков к геологическим условиям конкретного района работ можно на основе опыта предшествующих ГРП. По сути, такую адаптацию можно рассматривать как обратную задачу ГРП: по известным результатам необходимо настроить систему оценки P_g ловушек. Главный вопрос здесь – разработать критерии адаптации. Адаптация системы оценки рисков проводилась в два этапа. На *первом этапе* было проведено обобщение опыта предшествующих работ, анализ ключевых рисков и задание априорных вероятностей для ключевых факторов. В российских и зарубежных компаниях принято, что наиболее оптимальной оценкой вероятности успеха поискового бурения P_g является произведение следующих компонентов: резервуара (P_1), замкнутого контура (P_{2a}), флюида (P_{2b}), материнской толщи (P_{3a}), миграции (P_{3b}), сохранности залежи (P_4) [3].

Анализ неуспешности ПРБ показал, что ключевые риски на рассматриваемой территории связаны со структурным фактором и с отсутствием заполнения ловушек. Априорные вероятности были заданы в соответствии с [3]. При этом параметр **P_{2a}** рассматривался отдельно для поисковых и разведочных объектов. Для поисковых объектов удовлетворительный результат дает методика, разработанная для оценки качества структурных построений [4]. Для разведочных объектов вероятность существования структуры оценивалась как вероятность вскрытия кровли пласта выше уровня ГВК. Параметр **P_{3b}** был оценен в соответствии со следующей моделью: Многозалежный характер основных месторождений района предполагает интенсивную вертикальную миграцию углеводородов из материнских отложений в вышележащие и нижележащие пласты. Вертикальные потоки углеводородов встречаются на своем пути покрышки. Соответственно, часть УВ задерживается в залегающих под покрышками резервуарах. Для аккумуляции рассеянных углеводородов в ловушках необходима латеральная миграция в резервуарах. Очевидно, что чем более выдержанны по латерали свойства резервуара, тем вероятнее прохождение в нем латеральной миграции. И наоборот, чем более неоднороден резервуар, тем меньше в нем вероятность наличия коллектора, тем меньше вероятность латеральной миграции.

На *втором этапе* проводилась настройка априорной системы P_g на фактические данные из истории ГРП по группам пластов и по всему массиву скважин. Если фактическое количество открытий по одной из групп пластов оказывалось за пределами интервала P_{90} - P_{10} , то априорно заданные компоненты формулы P_g корректировались следующим образом: в более песчаных интервалах разреза корректировалась вероятность наличия покрышки P_{2b} , в более глинистых интервалах – пара компонентов P_1 - P_{3b} . После этого стохастическое моделирование повторялось. Описанная последовательность действий продолжалась до получения приемлемого результата. Настройка на общее количество открытий по всем скважинам осуществлялась аналогичным образом. При этом вновь корректировались факторы по тем группам пластов, для которых оценки количества открытий P_{50} наиболее отличались от фактических.

Проверка результатов адаптации осуществлялась путем сравнения прогнозного и фактического количества открытий по скважинам. Достигнутый к настоящему времени уровень осмысления проблемы позволил адекватно предсказать результаты бурения 9 из 13 скважин. Это уже сегодня позволяет выполнять ранжирование планируемых скважин по ожидаемому количеству открытий и, следовательно, по ожидаемому приросту запасов УВ, что может быть использовано для повышения эффективности ГРП. Из рисунка 2 видно (рис. 2), что в скважинах 1 и 2 прогнозируемое количество открытий минимально, и это было подтверждено фактически.

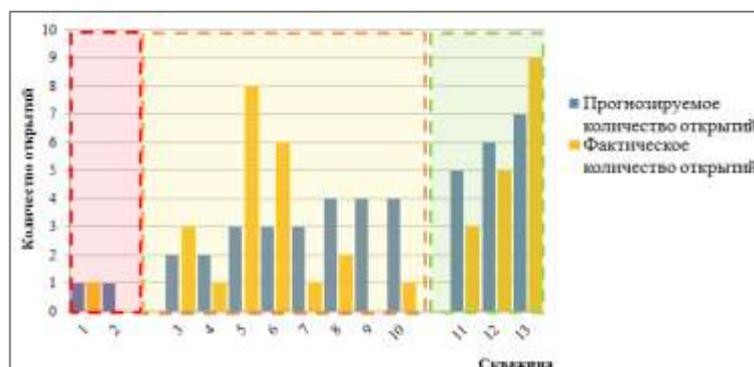


Рисунок 2 – Результаты моделирования количества открытий для 13 поисковых и разведочных скважин, пробуренных на лицензионных участках Компании

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Поляков А.А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа [Электронный ресурс] / А.А. Поляков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf
2. Галкин С.В. Методология учёта геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений / С.В.Галкин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. - №4. – С. 23 -30.
3. The CCOP Guidelines for risk assessment of petroleum prospects / The CCOP // 2005.
4. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ – ОГТ (при работах на нефть и газ). М., МинГеоСССР, Научно-производственное объединение «Нефтегеофизика», ВНИИгеофизика, 1984.

УДК 553.98

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЗОЗОЙСКИХ И ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА

Космачева Алина Юрьевна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, младший научный сотрудник, kosmacheva.elin@mail.ru*

Нефтегазоносность западной части Хапчгайского мегавала, расположенного в осевой части Вилуйской гемисинеклизы, обусловлена Толонским и Средневилуйским газоконденсатными месторождениями. В пределах месторождений газonosны верхнепермские, нижнетриасовые, ниже- и верхнеюрские отложения. Порода-коллекторы представлены песчаниками с прослоями алевролитов. Неджелинская, мономская и сунтарская свиты являются флюидоупорами для продуктивных горизонтов верхней перми, нижнего триаса и нижней юры, соответственно.

Ключевые слова: Толонское месторождение, Средневилуйское месторождение, Хапчгайский мегавал, Вилуйская гемисинеклиза.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND OIL-AND-GAS POTENTIAL OF MESOZOIC AND UPPER PALEOZOIC DEPOSITS IN WESTERN PART OF KHAPCHAGAI BANK

Kosmacheva Alina

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Junior Researcher,
kosmacheva.elin@mail.ru*

The oil-and-gas potential in the western part of the Khapchagai bank located in the central part of the Vilyui tectonic depression is connected with the Tolon and Sredneviluyi gas-and-condensate fields. Upper Permian, Lower Triassic, and Lower and Upper Jurassic deposits are found to be gas prone. Reservoirs are sandstones with aleurolite interlayers. The Nedzhelin, Monom, and Suntar Formations are seals for the Upper Permian, Lower Triassic, and Lower Jurassic rocks, respectively.

Keywords: Tolon field, Sredneviluyi field, Khapchagai bank, Vilyui tectonic depression.

Хапчгайский мегавал является крупнейшей положительной структурой первого порядка центральной части Вилуйской гемисинеклизы. Промышленная нефтегазоносность верхнепалеозой-нижнемезозойских отложений Вилуйской синеклизы является установленным фактом. В начале 60-х гг. по результатам геологоразведочных работ на Хапчгайском поднятии был выявлен ряд газовых и газоконденсатных месторождений. Нефтегазоносность западной части мегавала связана с Толонским и Средневилуйским газоконденсатными месторождениями [1]. Вопросы оценки нефтегенерационного потенциала пород верхнепермских отложений Вилуйской синеклизы являются весьма актуальными с появлением работ по обоснованию способности углистого органического вещества в процессе катагенеза генерировать углеводородные флюиды различного фазового состава.

Толонское месторождение было открыто в 1967 году [2]. В пределах месторождения пробурено 19 скважин. Основные запасы газа и конденсата сосредоточены в породах нижнего триаса (продуктивные горизонты Т1-I, Т1-Ia, Т1-IIa, Т1-IIб, Т1-III, Т1-IVв и Т1-x) и верхней перми (продуктивный горизонт Р2-II). Порода-коллекторы сложены песчаниками с прослоями алевролитов и залегают на глубинах от 2500 до 3250 м. В пределах месторождения неджелинская свита является флюидоупором для залежей горизонта Р2-II, а мономская свита – для залежей горизонтов Т1-I, Т1-Ia и Т1-III. Важно отметить, что неджелинские и мономские отложения

аргиллитов также включают продуктивные песчаники горизонтов Т1-IVв и Т1-х, соответственно [1, 3].

Средневилуйское месторождение было открыто в 1965 году [2]. Всего на месторождении пробурено 77 скважин. Газоносность установлена в верхнепермских (продуктивный горизонт Р2-I), нижнетриасовых (продуктивные горизонты Т1-III, Т1-II и Т1-I) и ниже- (продуктивный горизонт J1-I) и верхнеюрских (продуктивные горизонты J3-I и J3-II) отложениях. Пласты-коллекторы, залегающие на глубинах от 1430 до 3180 м, представлены песчаниками с прослоями алевролитов. Их эффективная мощность варьирует от 3,3 до 9,4 м. Пористость песчаников составляет 13,0 - 21,9%, проницаемость – 1,0 - 25 Д. Неджелинская свита, сложенная пестроцветными аргиллитами, является газодоупором для залежей горизонта Р2-I. Мономские отложения аргиллитов служат не только флюидоупором для залежей горизонта Т1-III, но и содержат продуктивные песчаники горизонтов Т1-II и Т1-I. Сунтарская свита, сложенная черными аргиллитами является региональным репером и флюидоупором для отложений горизонта J1-I [1, 3].

Таким образом, в пределах западной части Хапчагайской зоны нефтегазоаккумуляции крупные залежи в нижнетриасовых отложениях, которые содержат основной объем установленных промышленных запасов углеводородов, открыты в пределах Средневилуйского и Толонского месторождений. Анализ геологического строения залежей показывает, что характер заполнения ловушек таганджинской свиты нижнего триаса западной части Хапчагайского мегавала связан с существенным опесчаниванием мономской покрывки и ухудшением ее флюидоупорных свойств к востоку от Средневилуйского месторождения. Качество покрывки позволяет удерживать на больших глубинах незначительные по высоте газовые залежи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Сафронов А.Ф. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы / А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, В.Б. Черненко // Геология и геофизика. – 2014. – Т.55. – №8. – С. 1263 – 1269.
2. Соромотин А.М. Нефтегазовые ресурсы Республики Саха (Якутия): состояние, перспективы использования / А.М. Соромотин // Вестник СВФУ. – 2014. – Т.11. – №6. – С. 129 – 136.
3. Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция / под ред. И.Д. Вороны, Г.С. Фрадкина, А.А. Трофимука, Н.В. Черского – М.: Наука, 1969. – 283 с.

УДК 538.956+ 537.876.42

О ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗМЕРОВ ПОР СИЛИКАГЕЛЕЙ И БУРОВЫХ ШЛАМОВ ПО ДАННЫМ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ЯМР-ИЗМЕРЕНИЙ

Крошка Елена Сергеевна

Омский государственный педагогический университет, г.Омск, Россия, научный сотрудник, smallermoon@mail.ru

Бобров Павел Петрович

Омский государственный педагогический университет, г.Омск, Россия, заведующий лабораторией, bobrov@omgpi.ru

Родионова Ольга Васильевна

Омский государственный педагогический университет, г.Омск, Россия, старший научный сотрудник, olga_vk07@list.ru

Шумскайте Мария Йоновна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, Shumskaitemi@ipgg.sbras.ru

Приведены результаты диэлектрических и ЯМР-измерений трех образцов силикагеля с размерами внутренних пор от 4 до 9 мкм и двух образцов глинистого бурового шлама без внутренней пористости, насыщаемых дистиллированной водой. Показано, что диэлектрические измерения позволяют определить наличие внутренней пористости.

Ключевые слова: диэлектрическая проницаемость, силикагели, буровые шламы, ЯМР-измерения

ON THE POSSIBILITY OF DETERMINING THE PORES SCALES OF SILICA GELS AND DRILL CUTTINGS BY THE DIELECTRIC METHOD

Kroshka Elena Sergeevna

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Researcher, smallermoon@mail.ru

Bobrov Pavel Petrovich

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Head of Laboratory, bobrov@omgpi.ru

Rodionova Olga Vasilievna

Omsk State Pedagogical University, Omsk, Russia, Research Officer, olga_vk07@list.ru

Shumskayte Mariya Yonovna

Trofimuk Institute of Petroleum geology and geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, Research Officer, ShumskayteMI@ipgg.sbras.ru

The results of dielectric and NMR measurements of three samples of silica gel with internal pore sizes from 4 to 9 μm and two samples of clay drill cuttings without internal porosity saturated with distilled water are presented. It is shown that dielectric measurements make it possible to determine the presence of internal porosity.

Keywords: dielectric constant, silica gels, drill cuttings, NMR measurements

Извлечение явной петрофизической информации из диэлектрических спектров является трудной задачей, поскольку они отражают одновременное влияние нескольких параметров, поэтому интерпретация спектра ЯМР помогут устранить некоторые из этих неоднозначностей. В работах [1], [4] показано, что параметры релаксационного процесса, обусловленного поляризацией границы раздела вода-воздух, очень чувствительны к размерам пор, минерализации насыщающего раствора и особенностям смачиваемости минерала. Также имеется ряд работ, посвященных комплексным исследованиям диэлектрическими методами и ЯМР, например, [5], [3].

Нами были исследованы комплексная диэлектрическая проницаемость $\epsilon^* = \epsilon' - i\epsilon''$ и время поперечной ЯМР-релаксации трех образцов силикагелей (см. табл. 1) и двух образцов бурового шлама из одной из скважин нефтегазовых месторождений ЯНАО (см табл. 2). Диэлектрические измерения производились по методу, изложенному в [2], ЯМР-измерения производились с помощью комплекса на базе ЯМР-релаксометра "Хроматек-Протон 20М" [6].

Таблица 1 – Физические характеристики силикагелей

Средний размер внутрен. пор ¹ , А	Средний размер внешн. пор ² , мкм	Средний размер частиц ¹ , мкм	Плотность сухого сложения ³ , г/см ³	Общая пористость ³	Абсорбционная емкость, объемная доля ¹	Доля связанной воды ⁴
40	9,6	98	0.40-0.43	0.84	> 0,27	0.32
60	2,5	82	0.46-0.48	0.82	> 0,27	0.34
90	7,2	61	0.37-0.38	0.86	> 0,27	0,33

¹По данным производителя, ²по данным ЯМР измерений, ³измерения термостатно-весовым методом, ⁴по данным диэлектрических измерений.

Таблица 2 – Физические характеристики шламов

Глубина отбора, м	Сухая плотность ¹ , г/см ³	Общая пористость ¹	Размер пор 1-й гр. ² , мкм	Содержание пор, %	Размер пор 2-й гр. ² , мкм	Содержание пор, %	Содержание глины ² , %
1020	1,2-1,5	0,55	1,1	20	0,18	32	29,6
1050	1,1-1,5	0,60	0,5	80	0,18	68	27,3

¹Измерения термостатно-весовым методом, ²по данным ЯМР измерений.

Действительная и мнимая части показателя преломления $n^* = n - ik$ ($n^* = \sqrt{\epsilon^*}$) шлама и силикагелей на частоте 1,5 ГГц в зависимости от содержания воды показаны на рис. 1. Образец силикагеля с размерами пор 60А имеет меньшие значения n при всех значениях влажности, при этом аппроксимирующая линия в области связанной воды (доля менее W_{i2}) имеет меньший наклон, чем другие образцы, т.е действительная часть КДП ϵ' вдвое меньше, чем у других образцов (15 ед. против 35).

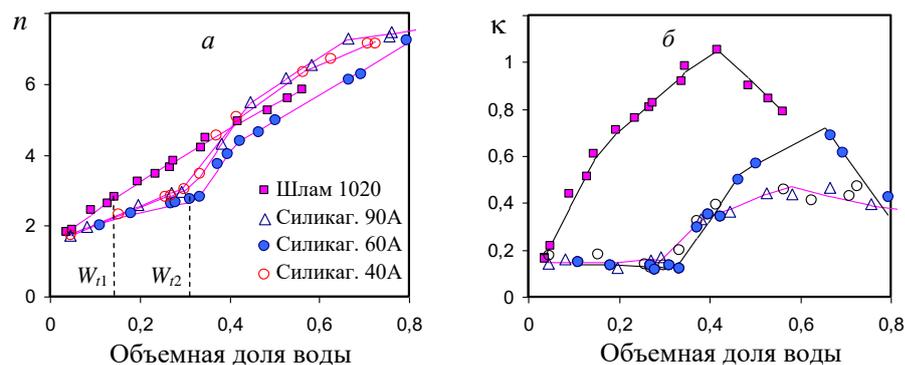


Рисунок 1 – Действительная (а) и мнимая части (б) показателя преломления шлама и силикагелей на частоте 1,5 ГГц как функции влажности

Значение ϵ' воды при влажности менее W_{11} у образца шлама близко к ϵ' свободной воды. Причиной этого, по-видимому, является тонкая гидрофобная пленка УВ, покрывающая поверхность частиц. Значения коэффициента поглощения k всех образцов силикагеля слабо уменьшаются при возрастании доли связанной воды. Это вызвано сильной зависимостью частоты релаксации молекул связанной воды во внутренних порах от влажности. При малой влажности частота релаксации (и максимум затухания) приближается к частоте 1,5 ГГц. Влияние размеров внутренних пор силикагеля на действительную часть КДП проявляется только при влажности, близкой к абсорбционной способности, на частотах от 0,7 до 70 МГц.

Результаты ЯМР-измерений при близком к полному насыщению образцов показаны на рис. 2. Для сравнения приведен спектр бентонита с содержанием глины около 70%. Меньшие значения времен релаксации обозначают меньшие размеры внешних пор. Измеренные характеристики образцов приведены в табл. 1 и 2. Чувствительности ЯМР-релаксометра "Протон 20М" оказалось недостаточной для определения внутренних пор силикагелей.

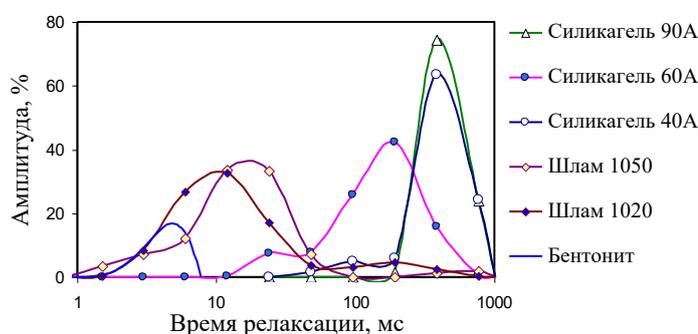


Рисунок 2 – Спектры по временам поперечной ЯМР-релаксации исследуемых образцов

Установлено, что диэлектрическим методом возможно обнаружение внутренних пор по уменьшению значений k при увеличении доли связанной воды, однако изменение размеров внутренних пор от 4 до 9 нм слабо влияет на диэлектрические характеристики. Содержание глины в шламах диэлектрическим методом определить не удалось из-за наличия пленки УВ.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект 19-05-00395.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Belyaeva T.A., Bobrov P. P., Kroshka E.S., Repin A.V. Complex Dielectric Permittivity of Saline Soils and Rocks at Frequencies from 10 kHz to 8 GHz. // Proceedings of 2017 Progress in Electromagnetics Research Symposium - Spring (PIERS). St Petersburg, Russia, 22-25 May 2017. P. 3046 - 3051.
2. Bobrov P.P. Wideband frequency domain method of soil dielectric properties measurements / P.P. Bobrov, A.V. Repin, O.V. Rodionova // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 2015. – V. 53. – № 5. – P. 2366 – 2372.
3. Lapina A.S., Bobrov P.P., Golikov N.A., Repin A.V., Shumskayte M.Y. Hysteresis of the NMR response and the complex relative permittivity of the quartz granules powders and solid sandstones during the water imbibition and drainage // Measurement Science and Technologies. V. 28 (2017) 014007 (7pp) doi:10.1088/1361-6501/28/1/014007.
4. Myers M. T. A. Pore Geometry Dependent Dispersion Model for the Dielectric Constant 1996 SCA Conference Paper Number 9626. URL: <http://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA1996-26.pdf>.
5. Ramia M.E., Martin C.A. Sedimentary rock porosity studied by electromagnetic techniques: nuclear

- magnetic resonance and dielectric permittivity // *Applied Physics A: Materials science & Processing*. 2015. Vol. 118. P. 769-777.
6. Зубков М. Ю. Примеры использования программно-аппаратурного комплекса на основе ЯМР-релаксометра “Протон 20м” при петрофизических исследованиях керна и флюидов / Зубков М. Ю., Потапов А. Г. // *Каротажник*. – 2016. – № 1. – С. 11–23.

УДК 550.8.05:004

СОВРЕМЕННАЯ КОНЦЕПЦИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ И ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ КГИС АО «СНИИГГИМС»

Лыбина Ольга Николаевна

Акционерное общество "Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья" (АО "СНИИГГИМС"), г. Новосибирск, Россия, начальник отдела корпоративной ГИС, lybina@sniiggims.ru

Петрова Анна Владимировна

Акционерное общество "Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья" (АО "СНИИГГИМС"), г. Новосибирск, Россия, инженер-картограф 1 категории, ankansk@inbox.ru

В век активного развития информационных технологий новейшие достижения используются во многих отраслях. При планировании и проведении геологоразведочных работ в целях обеспечения эффективного выполнения поставленных задач необходимо организовать полноценное информационно-аналитическое и картографическое сопровождение. В докладе рассматриваются различные варианты информационного обеспечения работ, выбор которых зависит от сложности поставленных задач. На примере действующей корпоративной геоинформационной системы АО «СНИИГГИМС» (видео демонстрация) показан современный подход к озвученной проблеме.

Ключевые слова: геоинформационная система, геологоразведочные работы, база данных, ГИС-проект

MODERN CONCEPT OF INFORMATION SUPPORT WHEN PLANNING AND CONDUCTING GEOLOGICAL EXPLORATION ON THE EXAMPLE OF EGIS OF AO SNIIGGIMS

Lybina Olga

*Joint –Stock Company Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources
(AO SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, Head of Enterprise Geographical Information System
Department, lybina@sniiggims.ru*

Petrova Anna

*Joint –Stock Company Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources
(AO SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, Cartographic engineer of 1st category, ankansk@inbox.ru*

In the age of active development of information technologies, the latest achievements are used in many branches. When planning and carrying out geological exploration, it is necessary to organize full-fledged information-analytical and cartographic maintenance in order to ensure the effective accomplishment of the assigned tasks. The report considers various options for information support of works, the choice of which depends on a complexity of the tasks. On the example of the current corporate geographical information system of AO SNIIGGiMS (video presentation), a modern approach to the announced problem is shown.

Keywords: Geographical Information System, geological exploration, database, GIS project.

Для эффективного выполнения задач при планировании и проведении геологоразведочных работ необходимо организовать полноценное информационно-аналитическое и картографическое сопровождение. Основой для проведения таких работ является возможность оценки текущего состояния геолого-геофизической изученности. По ее результатам выделяются перспективные на обнаружение полезных ископаемых структуры, площади.

Еще несколько лет назад картографическая часть геологических отчетов формировалась с помощью простых графических редакторов. Такие программы не дают возможности внесения и привязки к объектам атрибутивной информации, а также визуализации табличных данных на карте. Кроме того, картографические материалы невозможно сопоставить друг с другом, если они созданы в разных системах координат и проекциях.

В литературе встречается множество определений ГИС. Если проанализировать их, можно характеризовать ГИС как информационную систему, обеспечивающую сбор, хранение и анализ пространственной информации, т.е. как геоинформационный сервис.

История развития ГИС насчитывает уже более 50 лет. Уже на первых этапах своего развития ГИС формировались как некие интегрированные программные комплексы, быстро реагирующие на изменения в области информационных технологий и ориентированные на решение широкого круга задач по обработке разнообразной пространственной информации [1].

При проникновении в начале 1990-х гг. ГИС на российский рынок специалисты многих отраслей народного хозяйства быстро оценили предоставляемые им богатые возможности моделирования геопространства и подготовки пространственных решений. Однако они оказались недостаточно подготовленными к использованию предоставляемых геоинформационными технологиями возможностей обработки геопространственной информации [2].

На сегодняшний день, в процессе усовершенствования компьютерных технологий сформировалось несколько различных по эффективности, но дополняющих друг друга путей решения проблемы информационно-картографического сопровождения ГРР.

Для сбора, обобщения, анализа и систематизации геологической информации целесообразно использовать геоинформационные системы (ГИС), вмещающие в себя комплекс баз данных и инструментов. Геоинформационные проекты (ГИС-проекты) позволяют работать с геопривязанной информацией и обеспечивают оперативный доступ специалистов к геологическим материалам.

Для информационно-картографического сопровождения работ нередко отдельные подразделения одной организации ведут собственные геоинформационные или интерпретационные проекты, которые соответствуют тематике и направлению работ данного подразделения. Такие проекты уже могут создаваться с использованием разных программных продуктов, позволяющих работать с разнородными геопривязанными данными, в различных системах координат и проекциях. Подобный подход позволяет решить задачи информационного сопровождения работ внутри отдельных подразделений, но из-за неизбежного дублирования данных не исключает риски получения несовместимых между собой результатов их работ. Даже если исходные материалы для таких проектов были взяты из одного источника, проблема несовместимости полученных результатов со временем проявляется и нарастает, так как эти данные дополняются и актуализируются самостоятельно каждым подразделением.

Поэтому, при выполнении работ несколькими подразделениями в рамках одного объекта ГРР важно иметь возможность качественно сопоставить полученные результаты. Решить проблему совместимости данных можно создав на начальном этапе работ многопользовательский геоинформационный проект. Такой проект содержит всю необходимую для выполнения работ исходную информацию, а также позволяет одновременно специалистам разных подразделений создавать и вносить новые данные. После завершения работ, полученные результаты передаются в геологические фонды в виде отчета и, как правило, хранятся в архивах организации. Таким образом, локальный ГИС-проект по отдельному объекту ГРР считается выполнившим свою задачу, и его развитие на этом этапе прекращается.

При планировании новых объектов ГРР необходимо иметь возможность оперативной оценки степени изученности обширных территорий в комплексе с результатами проведенных работ. Применение корпоративной геоинформационной системы (КГИС), в данном случае, позволяет осуществлять централизованный сбор, систематизацию, надежное хранение больших объемов геологической информации, а также обеспечить оперативный доступ специалистам предприятия к общему банку данных.

Примером действующей корпоративной геоинформационной системы является КГИС АО «СНИИГГиМС», работы по созданию и наполнению которой ведутся с 2005 года (рис.1).

Корпоративная геоинформационная система охватывает территорию Сибири и включает в себя следующие информационные блоки:

- блок данных по изученности ГРР;
- блок данных по лицензированию и недропользованию;
- блок данных по месторождениям УВ;
- блок данных по перспективным структурам и ловушкам УВ;
- блок данных по распределению нелокализованных ресурсов УВ;
- блок данных по месторождениям ТПИ;
- блок данных глубокого бурения;
- блок данных по сейсморазведке;
- блок базовых геологических и географических данных.

Единая информационная основа позволяет опираться всем исполнителям работ на одни и те же данные, что обеспечивает последующую совместимость полученных результатов.

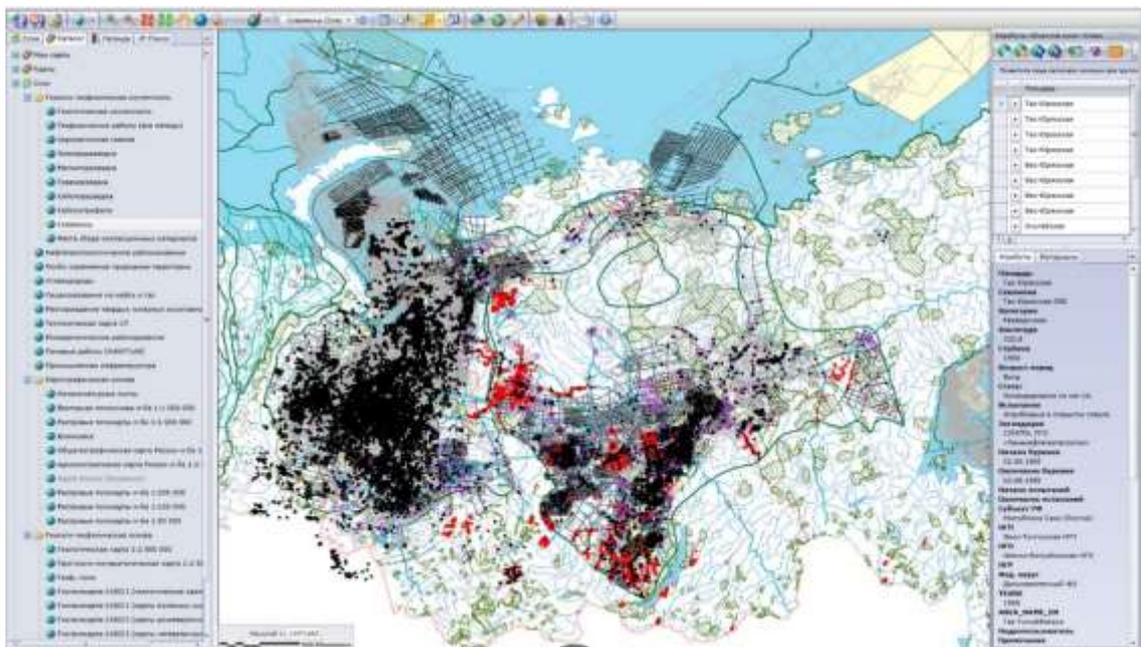


Рисунок 1 – Интерфейс действующей КГИС АО «СНИИГГиМС»

Пространственная привязка данных дает возможность своевременной оценки наличия необходимой информации по изучаемой территории, что позволяет избежать ее повторного приобретения. Оперативный доступ к геопривязанным материалам расширяет возможности сопоставления данных из различных источников и хранящихся в любых системах координат. Обновление информации в режиме реального времени обеспечивает актуальность используемых материалов.

С действующей корпоративной геоинформационной системой нет необходимости ведения локальных и часто дублирующих друг друга баз данных и проектов в подразделениях, что приводит к существенному уменьшению трудозатрат. Обеспечен постоянный доступ к имеющимся данным, т.к. его предоставление не зависит от других организаций.

Применение современных компьютерных технологий и реализация КГИС гарантирует высокий уровень информационного обеспечения при планировании и проведении геологоразведочных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шокин Ю.И. ГИС сегодня: состояние, перспективы, решения / Ю.И. Шокин, В.П. Потапов // ИВТ СО РАН. – 2015. – Т.20. – №5. – С. 175 – 177.
2. Методологические и технологические основы геоинформационного обеспечения территорий / под ред. Д.В. Лисицкого. – СГГА, 2004. – 252 с.

УДК 550.8.052:551.86

ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА ЗАЛЕЖЕЙ РАЗВЕДЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Мазуркевич Варвара Владимировна

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, ведущий геолог отдела подсчета запасов Инженерно-технического центра, v.mazurkevich@ggr.gazprom.ru

Ершов Анатолий Владимирович

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, заместитель начальника инженерно-технического центра по минерально-сырьевой базе, a.erшов@ggr.gazprom.ru

Залетова Надежда Михайловна

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, ведущий инженер отдела подсчета запасов Инженерно-технического центра, n.zaletova@ggr.gazprom.ru

Левинский Иван Юрьевич

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, начальник отдела подготовки новых месторождений к промышленному освоению, i.levinskiy@ggr.gazprom.ru

В настоящей работе представлен опыт применения временной методики оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата залежей разведываемых месторождений севера Западной Сибири.

Ключевые слова: временная методика, коэффициенты извлечения, газ, конденсат, газовые, газоконденсатные, шельфовые месторождения.

THE RESULTS OF APPLICATION METHODOLOGY OF ESTIMATION OF TECHNOLOGICAL RECOVERY RATES OF GAS AND CONDENSATE DEPOSITS ON EXPLORATION FIELDS

Mazurkevich Varvara

*LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, senior geologist of reserve estimation
Department of Engineering and technical center, v.mazurkevich@ggr.gazprom.ru*

Ershov Anatoliy

*LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, Deputy Head of Engineering and technical
center, a.erшов@ggr.gazprom.ru*

Zaletova Nadezhda

*LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, senior engineer of reserve estimation
Department of Engineering and technical center*

Levinsky Ivan

LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, Head of preparation of new fields for industrial development Department, i.levinskiy@ggr.gazprom.ru

This article presents the experience of using a temporary methodology of estimation of technological recovery rates of gas and condensate deposits on explored fields in the North of Western Siberia.

Keywords: temporary methodology, recovery ratio, gas condensate gas, gas condensate, offshore fields.

С введением в действие новой «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (утв. Приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477), впервые появилась возможность утверждать и ставить на Государственный баланс обоснованные величины коэффициентов извлечения газа и газового конденсата (КИГ и КИК). Согласно действующих «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (утв. Распоряжением Минприроды России № 12-р от 18.05.2016), КИГ и КИК для месторождений, находящихся на стадии разведки, должны утверждаться на основе экспертных оценок, одним из упрощенных способов: эмпирическим методом, по коэффициентному методу или методом аналогий. Однако применение указанных методов для оценки технологических КИГ и КИК для разведываемых и открываемых газовых и газоконденсатных месторождений затруднительно. Аналогичная ситуация возникает и при оценке технологических КИГ и КИК при открытии новых залежей на разрабатываемых месторождениях. С целью повышения достоверности и унификации подходов к оценке технологических коэффициентов извлечения газа и газового конденсата ООО «Газпром геологоразведкой» разработана «Временная методика оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата при открытии месторождений (залежей на разрабатываемых месторождениях) и на этапе разведки» и рекомендована к использованию экспертно-техническим советом ФБУ «ГКЗ» (протокол от 5.12.2018 г.).

Во «Временной методике...» изложен алгоритм оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата из газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных, расположенных на суше, а также шельфовых месторождений, находящихся на стадии разведки.

Настоящая методика разработана в ходе упрощения итерационных технологических расчетов системы: пласт – скважина - система сбора - система подготовки газа. Исключение из расчета влияния объектов промыслового обустройства и параметров, оказывающих слабое влияние на результаты оценки КИГ, позволили свести методику к упрощенному графоаналитическому и табличному виду.

Технологический коэффициент извлечения газа рассчитывается как отношение оставшихся в пласте запасов газа по окончании разработки к начальным запасам газа. Окончание разработки залежи определяется по снижению дебита скважины ниже критического (не обеспечивающего выноса газом жидкости с забоя скважины в систему сбора скважинной продукции). В следствии чего минимальный (критический) дебит, обеспечивающий вынос жидкости с забоя скважин, является одним из основных параметров. Для расчетов приняты фиксированные значения конечных давлений на устье скважин, которые обеспечиваются существующими на разрабатываемых месторождениях системами сбора газа и конденсата (газовые залежи – 0,4 МПа, газоконденсатные залежи – 0,9 МПа, морские (шельфовые) месторождения – 2,0 МПа). Оценка КИГ по методике проводится для вертикальных и горизонтальных скважин (с длиной ствола 500 м).

Согласно временной методике технологический КИГ оценивается по формуле (1):

$$\text{КИГ}_T = 1 - \frac{\left(\frac{P_{\text{пл.к}}}{Z_{\text{пл.к}}} - 0,101\right)}{\left(\frac{P_{\text{пл.н}}}{Z_{\text{пл.н}}} - 0,101\right)} \quad (1)$$

где $Z_{\text{пл.н}}$ – значение коэффициента сверхсжимаемости для начального пластового давления, принимаемое равным обоснованному в Подсчете запасов, д.ед.;

$Z_{\text{пл.к}}$ – значение коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления, определяемое по таблицам и графикам в зависимости от величин потенциального содержания конденсата и пластовой температуры, д.ед.;

$P_{\text{пл.н}}$ – начальное пластовое давление, МПа;

$P_{\text{пл.к}}$ – конечное пластовое давление в залежи, определяемое для скважин с вертикальным окончанием по формуле (2) и для скважин с горизонтальным окончанием по формуле (3), МПа:

$$P_{\text{пл.к}} = (P_3^2 + aQ_{\text{кр}} + bQ_{\text{кр}}^2)^{0,5} \quad (2)$$

$$P_{\text{пл.к}} = (P_3^2 + aK_a Q_{\text{кр}} + bK_b Q_{\text{кр}}^2)^{0,5} \quad (3)$$

где $Q_{\text{кр}}$ – критический дебит газа при нормальных условиях, необходимый для полного выноса жидкости с забоя, тыс. м³/сут;

k – проницаемость пласта, мД;

h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;

a – коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²·сут/тыс. м³;

b – коэффициент фильтрационного сопротивления, (МПа·сут/тыс. м³)²;

K_a – дополнительная поправка на коэффициент фильтрационного сопротивления a для горизонтальных скважин, бр.;

K_b – дополнительная поправка на коэффициент фильтрационного сопротивления b для горизонтальных скважин, бр.

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений, принимаются по результатам интерпретации газодинамических исследований скважин, а в случае их отсутствия определяются исходя из проводимости и температуры пласта. Дополнительные поправки K_a , K_b на коэффициенты фильтрационных сопротивлений определяются общепринятыми зависимостями для горизонтальных скважин с длиной ствола 500 м.

Конечное забойное давление скважин и критический дебит газа, необходимый для полного выноса жидкости с забоя, определяются в зависимости от расположения (суша или шельф), флюидального состава залежей, от глубины залегания пласта и пластовой температуры.

Технологический КИК согласно временной методике определяется:

- при наличии фактических данных о начальном потенциальном содержании и лабораторной кривой потерь конденсата со снижением давления до $P_{\text{пл.к}}$ по формуле $\text{КИК}_T = \frac{PC_{5+}^{\text{нач}} - q^{\text{пот}}}{PC_{5+}^{\text{нач}}}$ где $PC_{5+}^{\text{нач}}$ – начальное потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в сухом газе, г/м³, а $q^{\text{пот}}$ – значение потерь конденсата (C_{5+}) в сухом газе для конечного пластового давления, г/м³.

- в случае отсутствия фактических данных для насыщенных газоконденсатных систем по формуле $\text{КИК}_T = \frac{\text{КИК}^* \cdot \text{КИГ}_T}{0,8}$.

Значение КИК^* от параметра α рассчитывается по эмпирическим зависимостям, представленным в виде номограмм.

Апробация методики проходила на ряде месторождений севера Западной Сибири (суша и шельф). Для залежей пластов группы ПК-ХМ, расположенных на суше, КИГ (для скважин с горизонтальным окончанием) изменяется от 0,76 до 0,96 д.ед. Для пластов группы ТП характерны значения КИГ в диапазоне от 0,79 до 0,97 д.ед. Стоит отметить, что наибольшее количество значений, больше 50 %, попадает в диапазон выше 0,90 д.ед. Для залежей пластов группы ПК-ХМ, расположенных на шельфе, КИГ (для скважин с горизонтальным окончанием) изменяется от 0,77 до 0,82 д.ед., а для пластов группы ТП характерны значения КИГ в диапазоне от 0,78 до 0,90 д.ед.

В ходе работы выявлено, что высокие проницаемости продуктивных пластов (выше 100 мД), обуславливают относительно низкие коэффициенты фильтрационных сопротивлений, вследствие чего при разных параметрах залежей получаются сходные оценки технологических КИГ.

Для пластовых систем с содержанием конденсата менее 25 г/м³ проведение PVT-исследований для определения кривой дифференциальной конденсации представляет значительную сложность из-за незначительного объема выделившегося в установке конденсата. Эмпирические зависимости, представленные во временной методике, не покрывают диапазон изменения потенциального содержания конденсата менее 25 г/м³. Ранее (до 2016 года) коэффициент извлечения конденсата (при условии 100% извлечения газа) для таких залежей определялся по эмпирическим зависимостям. Для определения коэффициента извлечения конденсата, соответствующего оцененному значению КИГ_T , предлагается использовать линейную взаимосвязь между долей извлеченного газа и конденсата: $\text{КИК}_T = \text{КИГ}_T \cdot \text{КИК}$,

где КИГ_T – технический коэффициент извлечения газа;

КИК – коэффициент извлечения конденсата при 100 % извлечении газа.

По результатам проведенных работ можно сделать выводы, что разработанная временная методика позволяет достоверно оценить технологические коэффициенты извлечения газа и

конденсата для разведываемых месторождений и открываемых залежей на разрабатываемых месторождениях, для которых в настоящее время сложно найти хороший аналог.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Временная методика оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата для разведываемых месторождений. – Тюмень, 2018.

УДК 553.982.23

РОЛЬ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ФОРМИРОВАНИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Пирожкова Мария Алексеевна

*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, Россия, ведущий геолог,
PirozhkovaMA@knipi.rosneft.ru*

Губина Екатерина Александровна

*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск, Россия, главный специалист,
GubinaEA@knipi.rosneft.ru*

Работа посвящена изучению флюидодинамических процессов, влияющих на формирование высокопродуктивных коллекторов в карбонатных отложениях центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы.

Ключевые слова: венд - нижний кембрий, коллектор, карбонаты, флюидодинамический процесс, Непско-Ботуобинская антеклиза.

ROLE OF FLUIDODYNAMIC PROCESSES IN THE FORMATION OF CARBONATE RESERVOIR OF EAST SIBERIA

Pirozhkova Maria Alekseevna

*LLC RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russia, lead geotechnical,
PirozhkovaMA@knipi.rosneft.ru*

Gubina Ekaterina Aleksandrovna

*LLC RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russia, chief specialist
GubinaEA@knipi.rosneft.ru*

The work is devoted to the study of fluid-dynamic processes affecting the formation of highly productive reservoirs in carbonate sediments of the central part of the Nepsko-Botuobinsky antecline

Keywords: Vendian – Lower Cambrian, collector, carbonates, fluid dynamic process, Nepsko-Botuobinsky antecline.

В настоящее время на территории Восточной Сибири карбонатным коллекторам отводится ведущая роль при поиске новых залежей углеводородов. Объектом исследований и разработки концептуальной модели формирования послужили отложения усть-кутского продуктивного горизонта тэтэрской свиты венд-нижнего кембрия центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Ловушки УВ в обозначенных отложениях контролируются локальным развитием коллекторов.

Отложения усть-кутского горизонта представлены двумя пластами: нижний (пласт Б₅) и верхний (пласт Б₃₋₄), разделенные перемычкой (рис. 1). Литологически пласты представлены, в основном, микрофитолитовыми, органогенно-обломочными и хемогенными доломитами, в различной степени глинистыми и сульфатизированными, разделены ангидрито-доломитами и глинистыми доломитами. В разрезе присутствуют тонкие прослои и линзы ангидрито-доломитов, доломито-ангидритов и ангидритов.

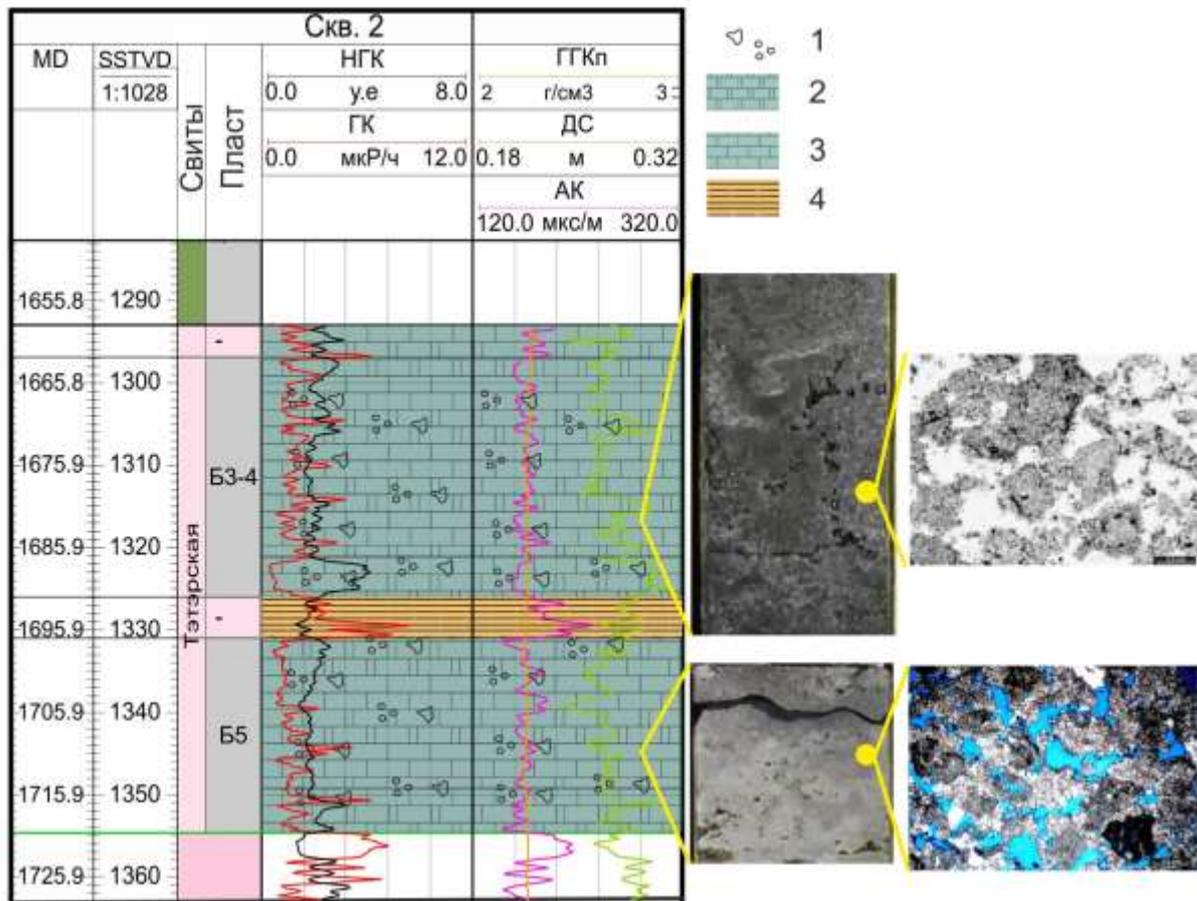


Рисунок 4 – Литологическая колонка с керном и шлифами

Условные обозначения: 1- каверны и поры, 2 – доломиты, 3 – известняки, 4 – глинистые разности пород.

Карбонатные породы других осадочных отложений подвержены постседиментационным преобразованиям. Основными процессами эпигенетических изменений являются: перекристаллизация, выщелачивание, вторичная минерализация (засолонение, сульфатизация, доломитизация, кальцитизация, окремнение) [1].

Проанализировав имеющийся фактический материал (геофизические исследования скважин, лабораторные исследования керна, детальное описание шлифов и др.) авторы пришли к заключению, что ведущую роль в формировании пород-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами на рассматриваемой территории имел процесс выщелачивания. В плане развития таких пород приурочено к палеовыступам кристаллического фундамента [2]. Такая связь объясняется особой флюидодинамической системой, которая возникла над выступами (рис. 2).

Генетически формирование таких коллекторов связано с вендскими глинистыми отложениями непской свиты, которые были источником флюида, стремившимся в период фонового литогенеза к областям пониженного давления. В дальнейшем поток устремлялся вверх по разрезу, что привело к развитию выщелачивания карбонатных пород усть-кутского продуктивного горизонта и образованию кавернозных зон (рис. 2).

Потоки создавали своеобразную флюидодинамическую систему, источником которой могли быть два типа элизионных систем: гидростатическая и термодегидратационная [3]. Тип системы определяет масштаб выщелачивания и потенциальный объем высокопористых коллекторов. Если сравнивать вклад гидростатических и термодегидратационных напоров, то объем первого превышает, поэтому важно рассчитать какой источник участвовал в образовании коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

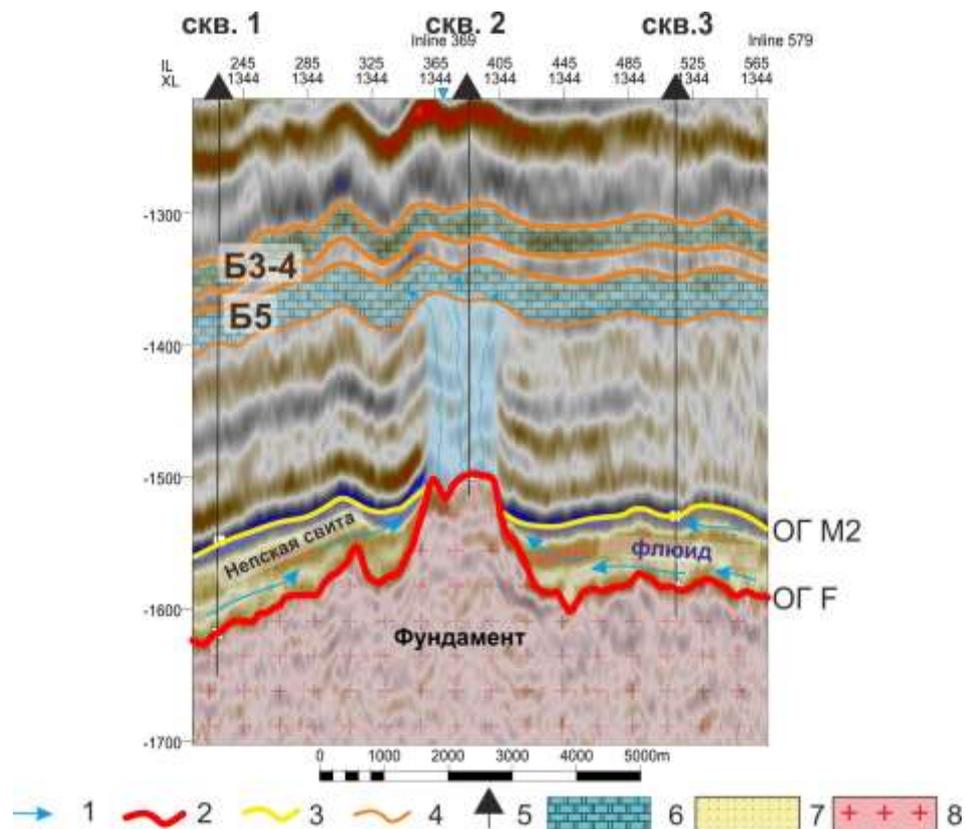


Рисунок 5 – Сейсмогеологический разрез

Условные обозначения: 1 - направление потока, 2 - отражающий горизонт F (поверхность фундамента), 3 - отражающий горизонт M2 (кровля непсковой свиты), 4 - границы пластов, 5 - скважины глубокого бурения, 6 – карбонатные отложения пластов Б₃₋₄, Б₅, 7 – терригенные отложения непсковой свиты, 8 – породы AR-PR фундамента.

На основе построения фациальных схем, палеотектонических реконструкций разработан процесс развития и образования коллекторов. В работе проводится палеорекострукции отложений непсковой свиты и вышележащих отложений, вплоть до усольской свиты, что позволяет оценить скорость уплотнения глинистого материала по мере осадконакопления. В результате оценен ресурсный потенциал территории и выделен ряд наиболее перспективных областей наличия коллекторов с высокими ФЕС в карбонатных отложениях пластов усть-кутского продуктивного горизонта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анциферов А.С. Непско-Ботуобинская антеклизы – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР/ А.Н. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев. – Новосибирск.: Наука, 1986. – 247 с.
2. Каячев Н.Ф. Роль литогенеза в формировании зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами подсолевых карбонатных отложений венда и нижнего кембрия (Восточная Сибирь)/ Н.Ф. Каячев, В.А. Колесов, С.К. Квачко, Р.А. Мусин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело: электронный научный журнал – 2016 г. – Т15, – №20, С. 216 – 231.
3. Холодов В.Н. Осадочные бассейны, закономерности их формирования и принципы классификации. Сообщение 2. Осадочные породные бассейны./ В.Н.Холодов // Литология и полезные ископаемые. – 2010 г. – №3 – С. 268-308.

УДК 553.98

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ФАМЕНСКОГО ЯРУСА КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ В ПРЕДЕЛАХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Позднякова Алена Игоревна

*РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва, Россия, студент,
aipozdnyakova@yandex.ru*

Настоящая работа посвящена анализу перспективности карбонатных отложений фаменского яруса на территории Самарской области в пределах Камско-Кинельской системы прогибов и изучению особенностей их строения.

Ключевые слова: фаменский ярус, Камско-кинельская система прогибов, рифы

FEATURES OF THE OIL AND GAS POTENTIAL OF FAMENNIAN CARBONATE DEPOSITS IN THE KAMA-KINEL DEPRESSION SYSTEM IN SAMARA REGION

Pozdnyakova Alena

*National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russia, student,
aipozdnyakova@yandex.ru*

Geological aspects of oil and gas potential of Famennian carbonate deposits in Kama-Kinell depression system in Samara region are described in the article.

Keywords: the Famennian, Kama-Kinell depression system, reef

Территория Самарской области обладает на сегодняшний день достаточно истощенной ресурсной базой нефтяных месторождений. Важной проблемой оптимизации современного геолого-разведочного процесса является прогноз перспективных объектов добычи нефти и газа с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), что способно обеспечить повышение эффективности нефтедобычи.

Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) представляет собой систему впадин, которая сформировалась в результате некомпенсированных погружений в позднедевонскую эпоху и последующего заполнения образованных впадин более молодыми нижнекаменноугольными отложениями. Данная структура занимает большую часть Самарской области.

В пределах ККСП, как и на всей территории Самарской области, традиционно неперспективными с точки зрения нефтеносности, но часто высокопроницаемыми за счет трещиноватости и кавернозности считаются карбонатные отложения фаменского яруса. Одной из причин такой оценки является локальное распространение глинистых пород малевского горизонта турнейского яруса, которые выполняют роль пород-покрышек. Там, где малевский горизонт присутствует, иногда отмечается нефтеносность отложений верхней части фаменского яруса (заволжский горизонт, нефтеносный пласт Дл). Так, несколько месторождений, приуроченных к юго-западной части Бузулукской впадины в зоне, граничащей с Жигулевско-Пугачевским сводом, имеют промышленные залежи нефти в заволжском горизонте (Софинско-Дзержинское, Кольванское).

В пределах ККСП выделяют осевую и внешние прибортовые зоны, различные по толщинам стратиграфических подразделений, заполняющих структуру. В осевой зоне ККСП отмечается сокращение толщин фаменско-турнейских карбонатных отложений и увеличение терригенных визейских образований. Толщина карбонатов фаменского яруса в осевой зоне составляет 20 - 30 м, тогда как в бортовых зонах – 500 м и более [1].

Таким образом, осевая зона ККСП не рассматривалась как перспективная для поисков нефти в отношении девонских карбонатных отложений, так как отложения в данной зоне имеют наименьшую толщину, а также отмечается замещение плотными глинистыми породами. Кроме того, лишь небольшое количество месторождений, содержащих залежи нефти в карбонатах девона, приурочено к бортовым зонам центральной и северной области ККСП, значительно большее их количество открыто в бортовых зонах южной и юго-восточной части ККСП. Поисковые работы планировались и осуществлялись в основном в соответствии с этими представлениями, т.е. центральная и северная области ККСП оказывались вне зоны интереса.

Однако в 1986 г в северо-западной части осевой зоны ККСП (Мелекесская впадина, осевая часть Усть-Черемшанского прогиба) было открыто Булатовское месторождение с рифовыми залежами в фаменском и франском ярусах, в 2006 г – небольшие залежи на Ольховском и Киселевском месторождениях, также тектонически приуроченных к осевой зоне. Открытие высокопродуктивных рифовых залежей фаменского яруса в пределах Западного купола Южно-Орловского месторождения в 2008 г и Приразломного месторождения в центральной области осевой зоны ККСП в 2017 г привело к изменению общепринятой картины.

Как известно, с рифами часто связаны высокодебитные месторождения, разработка которых представляется весьма рентабельной из-за высокой плотности запасов по сравнению с различными залежами пластово-сводового типа. По состоянию на 01.05.2013 г дебиты скв. 32 и 30 Южно-Орловского месторождения составляли соответственно 505 и 230 т/сут.

В настоящий момент в связи с открытием данных залежей планируемые работы на территории ККСП Самарской области пересматриваются с целью выявления аналогичных перспективных объектов добычи нефти. Представляется уместным особое внимание уделять проведению сейсморазведочных работ и применению современных методов сейсморазведки, позволяющих не только выявлять рифовые тела, но и прогнозировать распространение коллекторов с улучшенными ФЕС, способных обеспечить рентабельную разработку месторождений.

Вместе с тем необходимо помнить, что наличие органогенных построек не может гарантировать их нефтегазоносность. Известны многочисленные погребенные рифы, не содержащие залежей нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Потемкин Г.Н. Особенности геологического строения и оптимизация нефтегазового потенциала девонских терригенных отложений южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции : автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук / Г. Н. Потемкин – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. – 25 с.

УДК 553.98

ВАРИАТИВНОСТЬ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ЮВ11 УРЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ И ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Самохин Сергей Олегович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени, г. Тюмень, Россия, инженер, SamohinSO@tmn.lukoil.com

В статье рассмотрена вариативность фильтрационно-емкостных свойств пласта ЮВ₁₁ Урьевского месторождения по геофизическим и петрофизическим данным. Проведен сравнительный анализ полученных значений фильтрационно-емкостных свойств по результатам интерпретации геофизических исследований скважин и прямых исследований на керновом материале. Установлена литологическая неоднородность пласта ЮВ₁₁, определяющая анизотропию коллекторских свойств.

Ключевые слова: керн, неоднородность, фильтрационно-емкостные свойства.

VARIABILITY OF RESERVOIR PROPERTIES OF UV11 OF THE URIEVSKOYE FIELD ACCORDING TO PETROPHYSICAL AND GEOPHYSICAL DATA

Samokhin Sergey

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia, the engineer, SamohinSO@tmn.lukoil.com

The article examines the variability of reservoir properties of UV₁₁ of Urevskoye field for geophysical and petrophysical data. Comparative analysis of the obtained values of filtration and capacitive properties based on the results of the interpretation of geophysical studies of wells and direct studies on core material. Lithological heterogeneity is installed of the reservoir UV₁₁, which determines the anisotropy of reservoir properties.

Keywords: core, heterogeneity, reservoir properties

На сегодняшний день прирост запасов нефти и газа, поддержание и увеличение добычи в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции связываются, прежде всего, с привлечением коллекторов, приуроченных к осадочным толщам смешанного состава, с частой сменой литологических типов пород по вертикали и латерали, характеризующихся вторичными преобразованиями (регенерация, карбонатизация и т.д.) и, как следствие, сложным строением пустотного пространства. Разработка достоверной петрофизической модели таких коллекторов, необходимой для объективной оценки продуктивности нефтегазоносных объектов, требует специальных подходов к их изучению [1].

Основную роль при изучении неоднородности коллекторов играют геофизические методы в комплексе с достоверной литолого-петрофизической основой. Они, очевидно, несут наиболее полную и достоверную информацию об изучаемом разрезе. В то же время распределение фильтрационно-емкостных и литологических характеристик породы можно получить при изучении керна. Макронеоднородность отложений, связанная с крупными чередованиями элементов геологического разреза, уверенно устанавливается и оценивается по данным геофизических исследований скважин (ГИС), а микронеоднородность фиксируется по результатам исследования керна. В то же время, микронеоднородность горных пород существенно влияет на показания каротажных методов и должна учитываться при их интерпретации. Поэтому изучение неоднородных коллекторов, позволяющее повысить достоверность результатов количественной интерпретации данных ГИС, является актуальной и важной задачей [5, 2].

В качестве объекта исследований выбран пласт ЮВ₁₁ Урьевского месторождения, который в пределах рассматриваемой территории имеет высокую охарактеризованность керна материалом, составляющей 93 %. Исследования проводились по фонду поисково-разведочных и

эксплуатационных скважин, из которых в 45 скважинах проведен отбор керн из интервала глубин пласта ЮВ₁¹.

Территория изучения расположена в северо-западной части Нижневартовского свода, в пределах которого методами сейсморазведки выделены структуры боллее высоких порядков, таких как Урьевское, Южно-Урьевское и Ахское поднятия, отделяемые прогибами от смежных локальных поднятий – Северо-Урьевского, Лугового и Северо-Покурского.

Общеизвестно, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) обломочных пород определяются двумя основными факторами: структурой и составом, количеством цемента, заполняющего межгранулярное пространство.

По результатам комплексных камеральных исследований кернового материала Урьевского месторождения установлено, что пласт ЮВ₁¹ представлен сложным взаимоотношением аргиллитов, алевролитов и песчаников, в разной степени карбонатных. Анализ распределения гранулометрических фракций свидетельствует о преобладании в разрезе пласта песчаников (до 57 %), в меньшей степени алевролитов (до 33 %) и аргиллитов (до 10 %). Вещественный состав обломочной части песчано-алевритовых пород представлен кварцем (до 37 %), плагиоклазами (до 32 %) и калиевыми полевыми шпатами (до 24 %), в единичных долях встречаются зерна тяжелых минералов.

Для пласта ЮВ₁¹ отмечается хаотичное распределение содержания карбонатных минералов, представленных кальцитом (до 65 %) и доломитом (до 22 %), реже сидеритом (до 9 %), как по разрезу, так и по площади месторождения. В составе обломочных пород установлены глинистые минералы, так же, как и карбонатные, выполняющие роль цемента. Результаты интерпретации данных качественного и полуколичественного рентгенофазового анализа состава цемента пород свидетельствуют о преобладании в составе каолинита (66 %), в меньшей мере минералов группы гидрослюд (19 %) и хлорита (12 %). На долю смешанослойных минералов (ССО) приходится около 3 %. Следует отметить, что в направлении к кровле пласта наблюдается увеличение доли каолинита (до 93 %) и уменьшение минералов группы хлорита (до 1 %) и гидрослюд (до 4 %) в составе глинистой фракции. Влияние глинистых минералов на ФЕС определяется их структурой и минеральным составом. Поэтому при интерпретации данных ГИС необходимо учитывать минеральный состав глин и их количественное содержание [4]. Минералы группы каолинита обладают большей удельной поверхностью и меньшей водоудерживающей способностью, в то время как минералы группы хлорита, гидрослюд и ССО более тонкодисперсны и обладают водоудерживающей способностью, что значительно ухудшает фильтрационно-емкостные свойства [3]. Следует отметить, что выявленные аспекты неоднородного строения пласта ЮВ₁¹ не всегда имеют отображения на диаграммах ГИС и идентифицируются как «классические» песчано-алевритовые коллекторы с редкими прослоями глин.

Межскважинная корреляция отложений подтверждает литологическую неоднородность пласта ЮВ₁¹ и позволяет выделить два интервала в строении разреза: нижний, представленный преимущественно глинистыми, сильно глинистыми алевролитами с прослоями известково-доломитовых пород, и верхний, сложенный чередованием алевро-песчаных и глинистых пород, в различной степени карбонатных. С «чистыми» алевро-песчаными породами верхнего интервала связаны зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств.

Анализ данных петрофизических исследований показал изменение ФЕС по разрезу скважин Урьевского месторождения. Наблюдается улучшение коллекторских свойств в направлении от подошвы пласта к его кровле, достигая значений коэффициента пористости – до 17,6 %, коэффициента проницаемости – до $13,46 \cdot 10^{-3}$ мкм². Следует отметить незначительное повышение значений пористости и проницаемости к подошвенной части пласта в скважинах 7021, 8069. Также рассмотрено изменение по разрезу коэффициента водонасыщенности. При построении попарных сопоставлений коэффициентов пористости (Кпо), проницаемости (Кпр) и водонасыщенности (Кво), фиксируются различные корреляционные связи. Так, в скважинах 7021, 8110 и 7500 установлено наличие сильных связей между Кпо-Кво, Кпо-Кпр и Кпр-Кво, в то время как для скважин 230 и 7025 характерны слабые зависимости. Полученные результаты подтверждают неоднородное строение пласта ЮВ₁¹.

Анализ площадного распределения фильтрационно-емкостных свойств показал различие значений между западной и восточной частями месторождения. Восточная часть Урьевского месторождения по материалам ГИС и исследований керн характеризуется высокой степенью

расчлененности пласта ЮВ₁¹, что обуславливает изменчивость ФЕС. В связи с малым количеством скважин, охарактеризованных керновым материалом, проследить вариативность ФЕС восточной части месторождения по результатам лабораторных петрофизических исследований не представляется возможным, следовательно, и провести сравнительный анализ с данными интерпретации геофизических исследований скважин.

Западная часть месторождения представляет наибольший интерес для исследований, поскольку характеризуется высокой разбуренностью и изученностью керна. При анализе изменений фильтрационно-емкостных свойств по площади по данным ГИС установлено резкое колебание значений проницаемости от $0,30 \cdot 10^{-3}$ до $237,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² и пористости – от 11,3 до 22,8 %, отмечаются зоны с повышенными коллекторскими свойствами (район скважин 7840, 7819, 7821). По результатам камеральных лабораторных исследований диапазон значений пористости составляет 0,2 - 19,7 %, проницаемости – $0,01 \cdot 10^{-3}$ - $99,69 \cdot 10^{-3}$ мкм², т. е. ниже установленных по ГИС. При изучении фильтрационно-емкостных свойств, с учетом данных лабораторных исследований, были построены карты распределения пористости и проницаемости, отражающие изменения количественных параметров ФЕС.

На основании результатов обобщения лабораторных исследований литолого-минералогического состава и фильтрационно-емкостных свойств, выделено четыре литолого-петрофизических типа (ЛПТ):

- Первый ЛПТ – неколлекторы: известняки алевроитовые, алевролиты известковистые плотные с долей карбонатов от 8 до 99 %, характеризующиеся низкой пористостью до 5% и проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

- Второй ЛПТ – неколлекторы: алевролиты глинистые, известковистые с пористостью от 6 до 13,2 %, проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и водоудерживающей способностью 57,6 - 99,1 %.

- Третий ЛПТ – коллекторы 6 и 5 класса: алевролиты глинистые, слабо известковистые, имеющие пористость от 13,8 до 17,3 %, проницаемость – от $1 \cdot 10^{-3}$ до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² и водоудерживающую способность – 44,4 - 56,1 %.

- Четвертый ЛПТ – коллекторы 4 класса: алевролиты слабо глинистые, слабо известковистые; песчаники слабо глинистые, слабо известковистые с пористостью от 17,6 до 18,9 %, проницаемостью от $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² и водоудерживающей способностью 35,9 - 45%.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлена литологическая и петрофизическая неоднородность пласта ЮВ₁¹. Проведена типизация пород-коллекторов пласта ЮВ₁¹ Урьевского месторождения по комплексному анализу литологических, петрофизических и геофизических материалов. Неоднородность ФЕС изученных алевро-песчаных пород обусловлена изменением минерального состава глинистой фракции, характера распределения и количества цемента, которые обязаны своим происхождением действовавшим в осадочном бассейне процессам седиментации и постседиментационным преобразованиям, являющимся взаимосвязанными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Индрупский И.М. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора / И.М. Индрупский, Е.Ю. Блинова, К.В. Коваленко // Нефтяное хозяйство. – 2013 – № 7. – С. 76-80.
2. Кожевников Д.А. Проблемы интерпретации данных ГИС / Д.А. Кожевников // М: МОО «ЕАГО». – 2001. – № 4 – С. 20-30.
3. Колпаков В.В. Влияние микрон неоднородности на проницаемость пород продуктивного пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения / В.В. Колпаков, Я.Х. Саэтгалеев, В.А. Шмырина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 52-53.
4. Михалкина О.Г. Влияние глинистых минералов на газопроницаемость пород-коллекторов дагинской свиты Охотской нефтегазоносной провинции (шельф о. Сахалин) / О.Г. Михалкина, Е.О. Семенов, В.А. Коновалов // Вести газовой науки. – 2018. – № 5 (37) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-5-37-2018-072-081.pdf>.

5. Тиаб Д. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Д. Тиаб, Э. Доналдсон. – М: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 838 с.

УДК 550.834.05:553.55(571.53+571.56)

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ ПРОДУКТИВНОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА НЕПСКО- БОТУОБИНСКОЙ НГО

Селиванов Антон Евгеньевич

АО "Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья", г.Новосибирск, Россия, ведущий геофизик, selivanov@sniiggims.ru

Шапорина Мария Николаевна

АО "Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья", г.Новосибирск, Россия, к.г.-м.н. ведущий геолог, shaporina@sniiggims.ru

Настоящая работа посвящена анализу акустической сейсмической инверсии при прогнозе нефтегазоперспективных горизонтов карбонатного комплекса Непско-Ботубинской НГО.

Ключевые слова: сейсмическая инверсия, непско-ботубинская НГО, карбонатный продуктивный комплекс.

APPLYING OF SEISMIC INVERSION IN THE STUDY OF THE RESERVOIRS OF THE PRODUCTIVE CARBONATE COMPLEX OF THE NEPSKO-BOTUBINSKY OIL AND GAS REGION

Selivanoiv Anton

JSC "Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia, lead geophysicist, selivanov@sniiggims.ru

Shaporina Maria

JSC "Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources", Novosibirsk, Russia, lead geologist, PhD, Shaporina@sniiggims.ru

This work is devoted to the analysis of acoustic seismic inversion in the forecast of oil and gas perspective horizons of the carbonate complex of the Nepsko-Botubinskiy oil and gas region.

Keywords: seismic inversion, Nepsko-Botubinskiy oil and gas region, carbonate productive complex.

Исследуемая территории приурочена к центральной (сводовой) части Непского свода, выделенного в пределах Непско-Ботубинской антеклизы (НБА), расположена в центральной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции. В пределах Непско-Ботубинской области осадочный чехол подразделяется на три нефтегазоносных комплекса (НГК): кембрийский, верхневендско-нижнекембрийский и вендский [1, 2].

Объектом исследования в представленной работе являются продуктивные отложения верхневендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса, включающие преображенский горизонт, юряжские горизонты I и II и III, осинский I горизонт. Наибольший интерес в исследовании представляли отложения преображенского и осинского горизонтов.

Целью исследования являлось изучение коллекторских свойств пластов на основе применения сейсмической инверсии.

Продуктивные горизонты сложены доломитами, реже известняками, известковистыми доломитами с признаками наличия углеводородов.

Наиболее результативной технологией извлечения из сейсмических данных информации о фильтрационно-емкостных свойствах исследуемого продуктивного интервала признана сейсмическая инверсия.

Выполнение сейсмической инверсии

Были прокоррелированы необходимые целевые горизонты на временных разрезах. На основе акустического каротажа была создана фоновая скоростная модель - это толстослоистая сейсмогеологическая модель, которая уточняется и интерполируется между скважинами с учетом сейсмических данных. Далее на основе полученной фоновой модели производится пересчет сейсмических записей в волновое сопротивление. Полученный акустический импеданс служит для анализа пластовых параметров геологических разрезов.

Точность расчета импеданса в первую очередь зависит от результатов сейсмического моделирования. Коэффициент корреляции синтетических и реальных трасс составил 0.63. Расчет акустического импеданса происходил в пакете Hampson-Russell, в интервале 100 - 1000 мс методом ModelBased. Погрешность прогноза импеданса составила 721 м/сек*г/см³, а коэффициент корреляции синтетической трассы и реальной в среднем составил 0.88.

Результаты исследования.

Традиционно для Непско-Ботуобинской антеклизы считается, что в пласте Б₁₂ Преображенского горизонта коллектора не выделяются, пласт обладает невысокими перспективами обнаружения залежей нефти и газа. Тем не менее, практически во всех скважинах в керне отмечаются признаки нефтегазоносности пласта. Интерпретация данных ГИС, проведенная по авторской методике (АО «СНИИГГиМС») показала признаки насыщения пласта углеводородами в скважинах, показавших в результате испытаний «сухо».

Авторами проведено сопоставление особенностей картины разреза импедансов для скважин с хорошими коллекторскими свойствами и отсутствием коллектора. Прослеживается тенденция, в том, что все скважины с низкими коллекторскими свойствами пласта Б₁₂ обособлены в поле средних значений инверсии более 16500 м/с*г/см³. Особенности разреза импеданса для скважин с различными коллекторскими свойствами показаны на рисунке 1. В результате построение карт средних значений импеданса в интервале KV-Б₁₂ позволило отразить распределение плотностных характеристик пласта по площади.

Изучение закономерностей распределения средних амплитуд в интервале отражающего горизонта II позволил установить, что для области развития низких значений амплитуд характерно развитие пласта с улучшенными коллекторскими свойствами. Анализ карты палеорельефа позднеюрского времени показал, что наиболее плотные разности пласта Б₁₂ отлагались в глубоководной зоне шельфа.

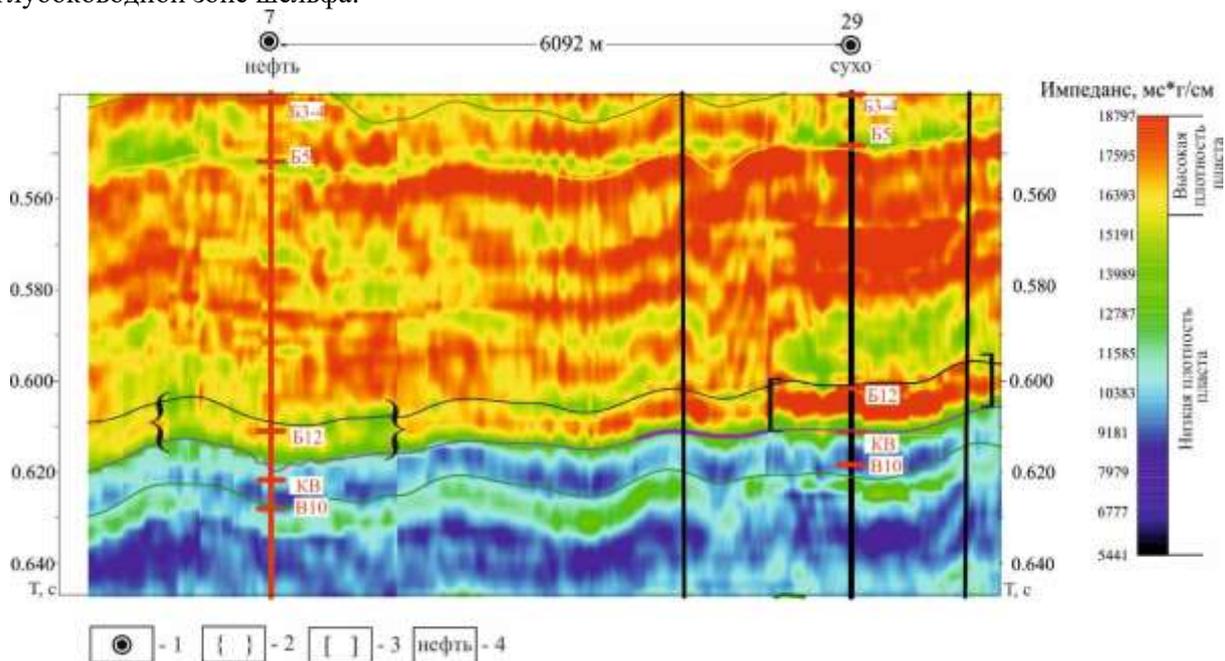


Рисунок 1 – Разрез импедансов по профилю в пласте Б₁₂

Условные обозначения: 1- скважины, 2- проницаемый пласт, 3 - пласт повышенной плотности, 4 – результаты испытаний пласта Б₁₂.

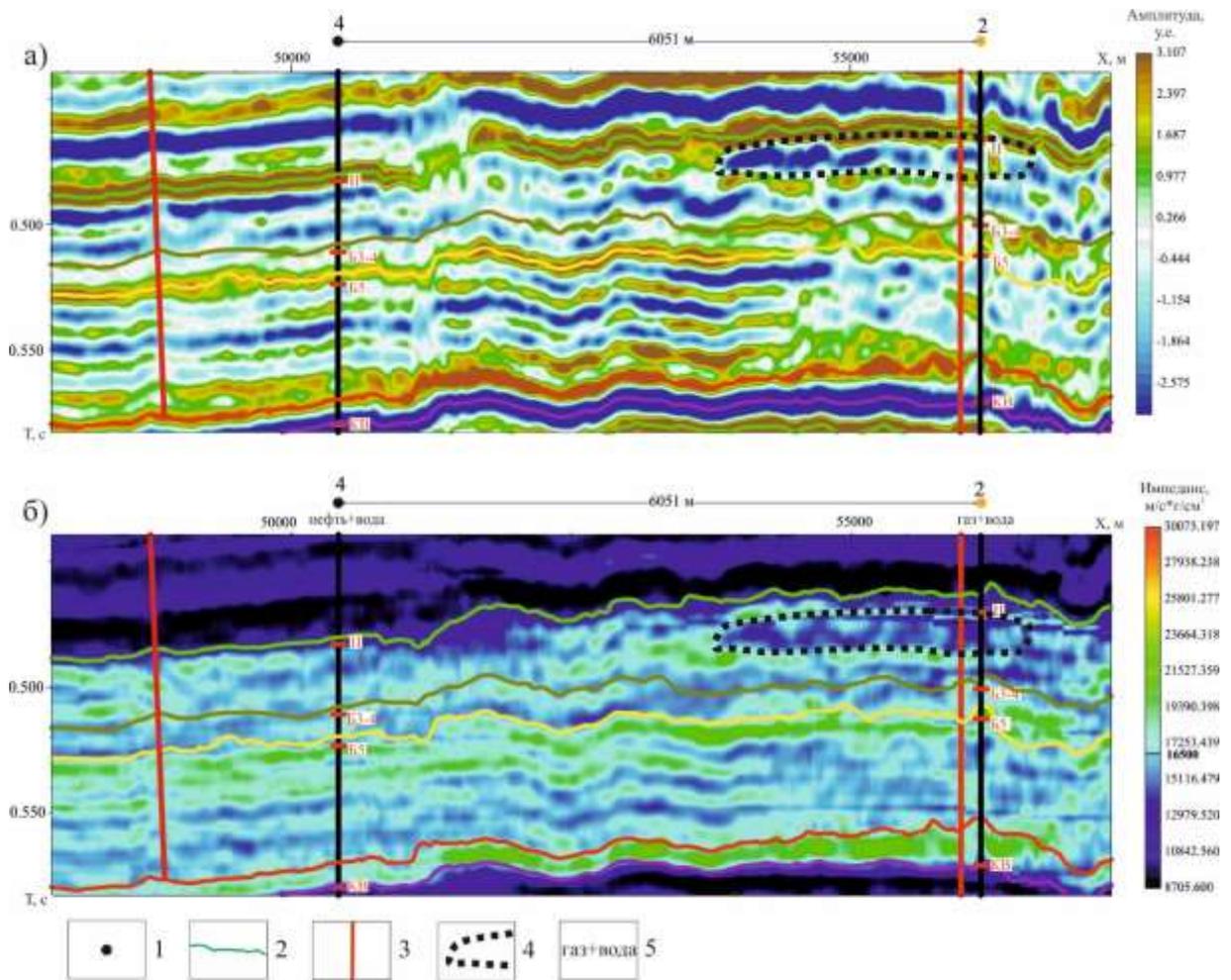


Рисунок 2 – Выделение газовой залежи на разрезах а) амплитуд и б) импедансов

Условные обозначения: 1- скважины, 2- отражающий горизонт, 3- тектонические нарушения, 4 - предполагаемый контур газовой залежи, 5 - результаты испытаний.

Осинские горизонты I и II залегают в толще билирской свиты и распространены на всей территории исследования. Осинский I горизонт приурочен к верхнебилирской свите, сложен доломитами, известковистыми доломитами, переслаиванием доломитов и известняков. Согласно описаниям керна, для пород, слагающих горизонт характерны выпоты нефти, сильный запах газа. На исследуемой территории в куполе структуры в скважине 2 в испытаниях был получен приток газа с пластовой водой. Уровень ГВК определен по данным интерпретации ГИС. Скважины, расположенные гипсометрически ниже, показали в испытаниях приток нефти и пластовой воды и насыщение нефть + вода.

По данным интерпретации ГИС признаков газоносности в этих скважинах не обнаружено. Тектонического экрана между описываемыми скважинами не установлено. Изучение разрезов амплитуд и импедансов по профилю, пересекающему перечисленные выше скважины (рис. 2) позволило авторам интерпретировать низкоамплитудное поле в интервале пласта О-1 в районе скважины 2 как обособленную газовую залежь, для которой был определен уровень ГВК. Газовая залежь в плане ограничена изолинией 16500 м/с*г/см³ значений импеданса вдоль отражающего

горизонта $\Pi + 0.01$ с. Скважины, залегающие гипсометрически ниже скважины 2 вскрыли, по-видимому, обособленную нефтяную залежь без признаков газонасыщения с уровнем ВНК определенным по данным интерпретации ГИС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ампилов Ю. П. Почти все о сейсмической инверсии / Ю. П. Ампилов, А. Ю. Барков, И. В. Яковлев, и др. // Часть 1. SeismicTechnology. – 2009. - Vol.6. - No.4.
2. Дорогиницкая Л.М. Использование акустических характеристик для оценки коллекторских свойств карбонатных пород. Новые данные по петрофизике и промысловой геофизике нефтегазоносных провинций Сибири / Л.М. Дорогиницкая, В.М. Потапов // Сб. трудов СНИИГГиМС, Новосибирск, 1989.

УДК 553.98

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЪЕКТЫ ВЕНДСКОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Серов Василий Вячеславович

Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ», г. Новосибирск, Россия, ведущий геофизик, Serov@vnigni.ru

Работа посвящена анализу перспективных в отношении нефтегазоносности объектов, локализованных на основе комплекса геолого-геофизических методов в терригенных вендских отложениях на территории восточного склона Байкитской антеклизы.

Ключевые слова: вендские отложения, ванаварская свита, Байкитская антеклиза, нефтегазоносная область

PERSPECTIVE OIL AND GAS OBJECTS OF THE VENDA EASTERN PART OF THE BAIKIT ANTECLISE

Serov Vasilii

Novosibirsk branch FGBU «VNIGNI», Novosibirsk, Russia, lead geophysicist, Serov@vnigni.ru

This work is devoted to the analysis of objects that are promising in relation to the oil and gas content, localized in terrigenous Vendian sediments on the territory of the eastern slope of the Baikite antecline

Keywords: Vendian rocks, Vanavara formation, Baikite antecline, oil and gas bearing area

Надпорядковий тектонический элемент - Байкитская антеклиза (гемиантеклиза) находится в юго-западной части Сибирской платформы (Красноярский край). Согласно нефтегазогеологическому районированию, территория относится к Байкитской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Рассматриваемая площадь расположена в «главном поясе нефтегазоносности», выделенным А.Э. Конторовичем, В.С. Сурковым и А.А. Трофимуком [1], и являющимся основным участком концентрации геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири в 80-е – 90-е годы. На сегодняшний день эта территория входит в состав основных нефтедобывающих центров России и относится к ресурсной базе трубопровода ВСТО. Ее развитие необходимо для долговременного поддержания загрузки трубопроводной системы.

В геологическом строении НГО принимают участие породы кристаллического фундамента (архей – нижний протерозой) и осадочного чехла, в котором выделяются два структурно-формационных мегакомплекса: верхнепротерозойский и венд-фанерозойский. Начальные суммарные ресурсы в Байкитской НГО (количественная оценка 2009 г) относят на рифейские (72%), вендские (22%) и верхневендско-нижнекембрийские (6%) отложения. На 01.01.2018 г 99% от всех запасов НГО по категориям А+В₁+С₁ локализованы в рифейских отложениях, 1% относится к вендским залежам. В верхневендско-нижнекембрийском комплексе выявленных месторождений нет.

К терригенному венду на территории Байкитской НГО относят отложения непского (ванаварская свита) и тирского (оскобинская свита) горизонтов.

В терригенных породах оскобинской свиты открыты залежи Оморинского, Камовского и Юрубчено-Тохомского месторождений Байкитской НГО. Песчаные пласты в тирском горизонте мощностью более 5 м установлены в южной и юго-западной части НГО.

С отложениями ванаварской свиты связаны залежи нефти и газа на Собинском и Пайгинском месторождениях Катангской НГО. В пределах Непско-Ботубинской и Ангаро-Ленской НГО стратиграфический аналог ванаварской свиты является основным продуктивным

уровнем. Непосредственно на рассматриваемой территории в ванаварской свите находятся залежи Ново-Юдоконского и Юрубчено-Тохомского месторождений (рис. 1).

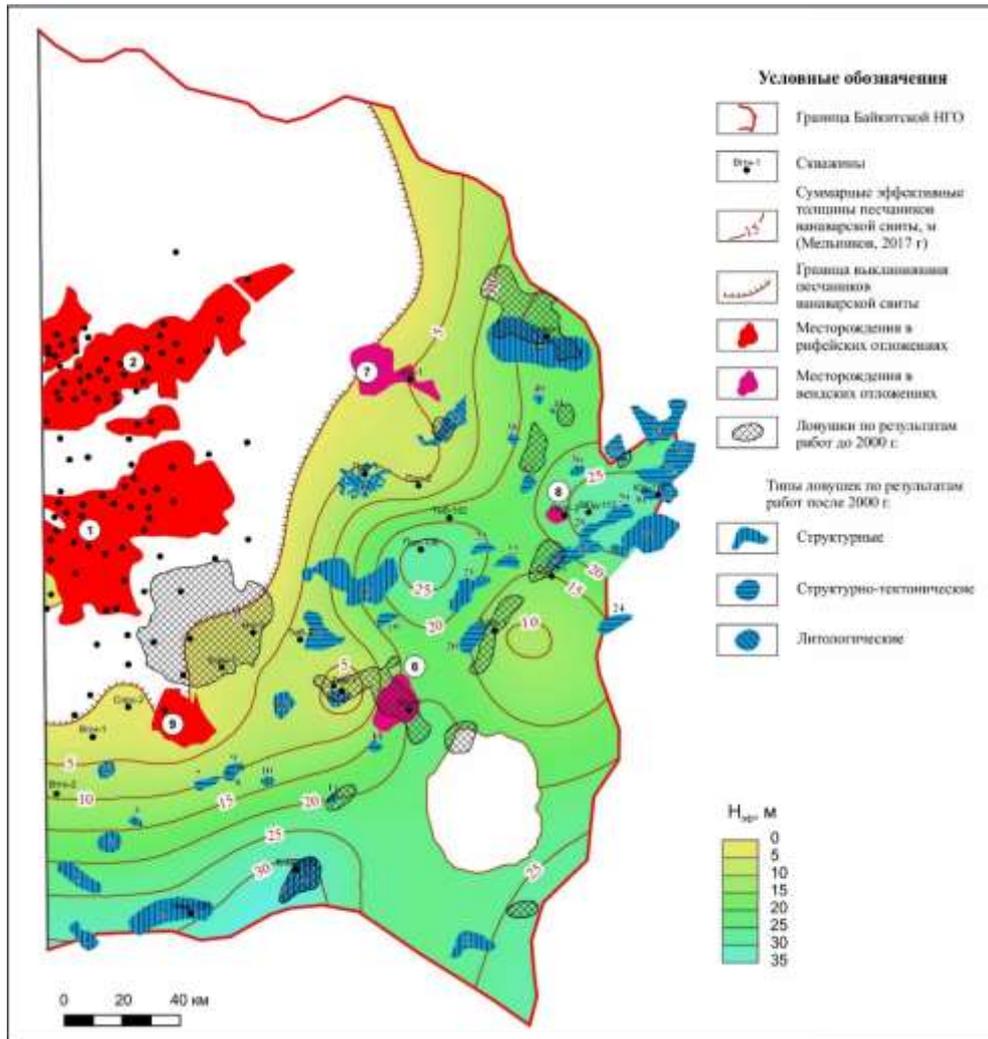


Рисунок 1 – Схема размещения контуров ловушек терригенного венда

Схема распределения суммарных эффективных толщин терригенного венда построена по результатам работ СНИИГГиМС [3]. Месторождения: 1 - Юрубчено-Тохомское; 2 – Куюмбинское; 6 – Исчухское; 7 – Шушукское; 8 – Ново-Юдоконское; 9 – Салаирское. Ловушки: 1-Верхнеиркинеевская; 2- Нижнемадашенская; 3-Тамышская; 4-Негдовское поднятие; 5-Б/Н; 6-Б/Н; 7-Б/Н; 8-Б/Н; 9-Б/Н; 10-Б/Н; 11-Верхнепуньская; 12-Колымовская; 13-Карыбовская; 14-Пунчинская; 15-Хоркичская; 16-Гондинская; 17-Яктанская; 18-Тырыдакская; 19-Таимбинская; 20-Бедошемская; 21-Хойская; 22-Подпорожная-2; 23-Подпорожная-1; 24-Белогорская; 25-Оскобинская; 26-Межразломная; 27-Мокрая; 28-Западно-Юдоконская; 29-Верхнеюдоконская-1; 30-Верхнеюдоконская-2; 31-Восточно-Юдоконская; 32-Юдоконская-1; 33-Юдоконская-2; 34-Муторайская; 35-Придутская; 36-Дулиминская; 37-Нижне-Чавидинская; 38-Чавидинская; 39-Подпорожная; 40-Хойктинская-2; 41-Хойктинская-1; 42-Сейсморазведочная; 43-Подпорожная-3.

Основными объектами изучения в геологии нефти и газа являются структуры (ловушки) – геологические объекты, ограниченные по высоте пределами структурного этажа, а по площади замкнутой изогипсой или замкнутым контуром, образованным изогипсой и дизъюнктивным нарушением, изогипсой и границей выклинивания (замещения) проницаемых пород, внутри которого может сформироваться месторождение УВ. Структуры делятся на категории по степени достоверности на подготовленные к глубокому бурению, а также выявленные и намеченные.

Произведен анализ данных по испытаниям скважин и мониторинг состояния фонда ловушек по данным производственных работ на восточном склоне Байkitской антеклизы (рис. 1).

В пределах восточной части Байkitской НГО в зоне развития ванаварской свиты пробурено 24 скважины (13 скважин, в т.ч. 9 параметрических, до 1992 г и 11 скважин, после 2007 г). Целевым горизонтом во всех скважинах являлись рифейские породы. Всего было испытано в ванаварской свите: 31 объект в открытом стволе (1 – непромышленный приток нефти, 2 – фильтрат бурового раствора (ФБР) с пленкой нефти, 6 – ФБР, 5 – пластовая вода, 17 – сухо,) и 13 объектов в колонне (1 – газ + ГК, 1 – вода с нефтью, 2 – непромышленные притоки газа, 3 – вода с пленкой УВ, 5 – пластовая вода, 1 – сухо).

Низкая успешность поискового бурения связывается со сложным геологическим строением рассматриваемой территории. Фациальная зональность вендского разреза обусловлена различными источниками сноса материала и последовательным вступлением в режим осадконакопления внутренних районов Сибирской платформы по мере ее погружения [4]. Кроме этого, палеорекострукции ванаварского времени показывают наличие в рифейском основании развитой системы врезов (речная сеть, конусы выноса), с которыми связывается перспективность ванаварского резервуара. На восточном склоне Байkitской антеклизы происходит общее сокращение мощностей и последовательное выклинивание свит. Это может способствовать образованию литолого-стратиграфических зон нефтегазонакопления. Выделение направлений и конкретных участков зон выклинивания может быть проведено геолого-геофизическими методами.

При проведении анализа структур выяснилось, что значительная их часть локализована как структурно-тектонические ловушки (по результатам работ МОГТ-2Д), экраном в которых служит малоамплитудное нарушение. Сейсморазведка в такой модификации, учитывая неблагоприятные сейсмогеологические условия высокоскоростного разреза, осложненного трапповыми телами, накладывает определенные ограничения на использовании методики для достоверного картирования подобных объектов. Большинство выделенных в последние два десятилетия объектов относится их авторами к категории выявленных. В пределах рассматриваемой территории в балансе учтено всего две структуры.

Сложность геологического строения иллюстрируется неоднозначностью в проведении литологических границ не только по данным сейсморазведки, но и по материалам ГИС и по данным исследования керна [2].

Выводы и результаты. Проведенные ГРП за время реализации программы ВСТО изменили представления о геологическом строении восточного склона Байkitской антеклизы (значительное несовпадение контуров ловушек по новым и предшествующим работам). Рассматриваемая территория характеризуется сложным геологическим строением – высокая степень литолого-фациальной неоднородности, резкая изменчивость емкостно-фильтрационных свойств, как по разрезу, так и по латерали. В ванаварском резервуаре прогнозируются структурные, литологические, стратиграфические и тектонически экранированные типы ловушек. Неоднозначность интерпретации данных профильной сейсморазведки не позволяет достоверно оконтуривать сложнопостроенные резервуары.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1982. – С. 22 – 42.
2. Масленников М.М. Расчленение венд-рифейских отложений в скважинах восточного склона Камовского свода / М.М. Масленников // Нефтегазовая геология. – 2015. – 25(1). – С. 64 – 68.
3. Мельников Н.В. Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи / Н.В. Мельников, Е.В. Смирнов, М.А. Масленников и др. // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – №3–4. – С. 586 – 601.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Н.: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.

УДК 553.98

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЙ НА ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ УВАТА ДЛЯ СНЯТИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПО НЕЗАПОЛНЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ ЛОВУШЕК УВ

Щепелин Михаил Александрович

*ООО «ТННЦ», г.Тюмень, Россия, Управление ГРР-Уват, ведущий специалист,
maschepelin@tnc.rosneft.ru*

Елишева Ольга Владимировна

*ООО «ТННЦ», г.Тюмень, Россия, Управление ГРР-Уват, эксперт по геологии,
ovelisheva@tnc.rosneft.ru*

На территории Увата, где основной объем ресурсов УВ сконцентрирован в континентальных отложениях тюменской свиты, оценка успешности поисково-разведочного бурения (ПРБ) всегда опиралась на анализ 4-х геологических рисков, среди которых риск по «коллектору» считался основным [2]. Результаты ПРБ показали, что для центральных районов Увата, кроме риска по «коллектору», большой неопределенностью является риск по частичному или полному «не заполнению ловушек» УВ. Поэтому для повышения успешности открытия новых залежей нефти на этих территориях, уже на поисковой стадии ГРР важно снизить этот риск.

Ключевые слова: уровень ВНК, ловушка УВ, перестройка структурного плана, неотектонические движения.

USE OF PALEOTECTONIC RECONSTRUCTIONS ON LICENSE PLOTS OF UVAT TO REMOVE GEOLOGICAL RISKS BY NON-FILLING OF IDENTIFIED PETROL TRAPS

Schepelin Mishail Alexandrovich

*ООО «ТННЦ», 625048, Russia, Tyumen, Maxima Gorkogo st., 42, leading specialist of the
department GRR-Uvat, tel. +7 (3452) 52-90-90 ext.6469, e-mail: maschepelin@tnc.rosneft.ru*

Elisheva Olga Vladimirovna

*ООО «ТННЦ», 625048, Russia, Tyumen, Maxima Gorkogo st., 42, expert-geologist of the
department GRR-Uvat, tel. +7 (3452) 52-90-90 ext.6960, e-mail: ovelisheva@tnc.rosneft.ru*

The main volume of petrol resources on the territory of Uvat is concentrated in continental sediments of tumen formation. The assessment of success of exploration drilling is based on analysis of 4 geological risks, where risk of “reservoir” is considered the main. The drilling results demonstrate that besides risk of “reservoir”, risk of “filling” (full or partial) is also important on the territory of Uvat. Therefore, for increase the success of the discovery of new oil deposits, on research territory, is necessary reduce this risk at the search stage.

Keywords: OWC level, petrols trap, change of structural plan, neotectonic movements

На территории Уватского региона основной объем углеводородов сконцентрирован в среднеюрском интервале разреза – в пластах Ю₂₋₄ тюменской свиты [3]. Практика буровых работ на этих территориях показывает, что наличие непоискованных ловушек в юрских отложениях не гарантирует открытие в них нефтяных залежей. Согласно анализу геолого-геофизического материала, риск незаполненности среднеюрских ловушек УВ обусловлен несколькими геологическими причинами. Первая причина – при наличии открытых залежей и нахождении центральных районов Увата в зоне развития «незрелых» нефтематеринских пород (НМП) баженовской

свиты (ПК₃–МК₁¹, начальная фаза «нефтяного окна»), заполнение ловушек на этих территориях, скорее всего, происходило за счет латеральной миграции УВ. *Вторая причина* – неоднократные перестройки структурных планов юрских и меловых отложений осадочного чехла во время мезокайнозойского этапа осадконакопления, пик которых (на территории ЗСБ), пришелся на вторую половину мелового и первую половину палеогенового периодов, на так называемый «неотектонический этап» тектоногенеза [1].

Из-за перестроек структурных планов разной интенсивности в границах различных структурно-тектонических зон, в одних ловушках залежи УВ сохранились до сегодняшнего дня; в других – произошло их расформирование; в третьих, за счет активного роста структур, увеличилась гипсометрия залегания залежей УВ. Также в эпоху «неотектоники» появлялись ловушки, не существовавшие как антиклинальные объекты во время миграции УВ, поэтому сейчас в них залежи УВ отсутствуют. Так как формирование юрских структурных планов на территории Увата происходило в несколько этапов, соответственно и образование ловушек, способных аккумулировать нефть, и латеральная миграция УВ из НМП, также происходили поэтапно. В итоге совместное влияние латеральной миграции УВ и тектонических условий развития территории привели к выборочному заполнению юрских ловушек УВ.

На поисковом этапе ГРП, когда большая часть ловушек ещё не разбурена, для оценки ресурсного потенциала подошва нефтеносного интервала описывается условно подсчётным уровнем (УПУ), который соответствует региональному уровню ВНК. Гипсометрически УПУ принимается горизонтальным и соответствует последней замыкающей изогипсе структурной поверхности продуктивных горизонтов, являясь, по сути, внешним контуром нефтеносности у выявленных ловушек.

Для установления УПУ традиционно используется стандартный комплекс геолого-геофизических данных: результаты испытания скважин в колонне, в открытом стволе (ИП), интерпретации ГИС (наличие коллекторов, тип насыщения), структурные построения по материалам сейсмических работ 2D и 3D. Как правило, структурные карты по материалам работ 2D используются в качестве региональной основы, что позволяет анализировать гипсометрию УПУ в границах не только территории поисковых работ, но и на ближайших площадях, находящихся в пределах одного и тоже НГР.

Для выявленных залежей УВ, которые, как правило, контролируются одной локальной структурой III или II порядков и изучены уже большим количеством скважин, обоснование межфлюидных контактов обычно представляются в виде «Схем обоснования ВНК» [2]. Для территорий, находящихся на поисковой стадии ГРП, установление регионального тренда ВНК, когда скважины пробурены в разных структурно-тектонических зонах и на большом расстоянии друг от друга, без учета тектонических перестроек, часто вызывает сложности. Проблемы вызваны тем, что на схемах обоснования может наблюдаться единая гипсометрия залегания водоносного и нефтеносного интервалов одного и того же пласта в соседних скважинах, что объяснить с геологической точки зрения, без учёта перестроек структурных планов в границах разных тектонических зон или влияния разломной тектоники, сложно. Таким образом, на поисковой стадии ГРП восстановление регионального уровня ВНК для ловушек неразбуренных площадей должно проводиться после тектонических реконструкций.

В тектоническом плане центральные районы Увата в интервале осадочного чехла находятся в зоне сочленения трёх крупных структурно-тектонических элементов I порядка – Тамаргинского, Пологрудовского мегавалов и Васильковой седловины. Анализ результатов испытаний скважин в интервале среднеюрских отложений в пределах этих структур показал следующее:

в границах *Тамаргинского мегавала* нефтеносные коллекторы в пластах Ю₂₋₄ тюменской свиты вскрыты в интервале а.о. -2525 м ÷ -2590 м. Все ловушки заполнены до «замка». Амплитуды ловушек и залежей УВ варьируют от 60 м до 90 м;

в границах *Васильковой седловины* амплитуда ловушек сопоставима с высотой ловушек Тамаргинского мегавала. Гипсометрически они залегают ниже. При этом ловушки высотой >80 м – нефтеносные, ловушки амплитудой >40 м вскрывают водоносными;

в границах *Пологрудовского мегавала* современные амплитуды локальных поднятий достигают 80 м ÷ 110 м. Гипсометрически ловушки пластов Ю₂₋₄ залегают на тех же глубинах, что и нефтеносные ловушки Тамаргинского мегавала. Учитывая региональный уровень ВНК, предполагалось, что эти ловушки должны быть насыщены УВ до «замка» структуры с

предполагаемым УПУ на а.о. -2525 м ÷ -2590 м. Однако при бурении скв. 75П в интервале а.о. -2540 м ÷ -2610 м вскрыты водоносные коллекторы пластов Ю₂₋₃.

Анализ палеотектонических реконструкций показал, что на момент начала активной миграции углеводородов на территории Увата, амплитуды локальных структур в пределах Тамаргинского и Пологрудовского мегавалов были сопоставимы и, высота юрских ловушек была достаточной для аккумуляции и сохранения потенциальных залежей УВ [2].

Несмотря на равнозначные структурно-тектонические условия на протяжении первой половины мела [3] общая скорость роста обоих мегавалов с начала палеогена существенно отличалась. Тамаргинский мегавал рос немного активнее, при этом его общее воздымание нивелировало рост отдельных локальных структур в юрской части разреза. Поэтому по отдельным локальным поднятиям существенного прироста амплитуд после палеогена особо не наблюдалось. В отличие от него, скорость роста Пологрудовского мегавала была немного ниже. Однако в его пределах происходил активный рост отдельных локальных поднятий. В результате чего, ловушки, выявленные в границах Пологрудовского мегавала, в настоящее время могут быть заполненными «не до замка» (рис. 1).

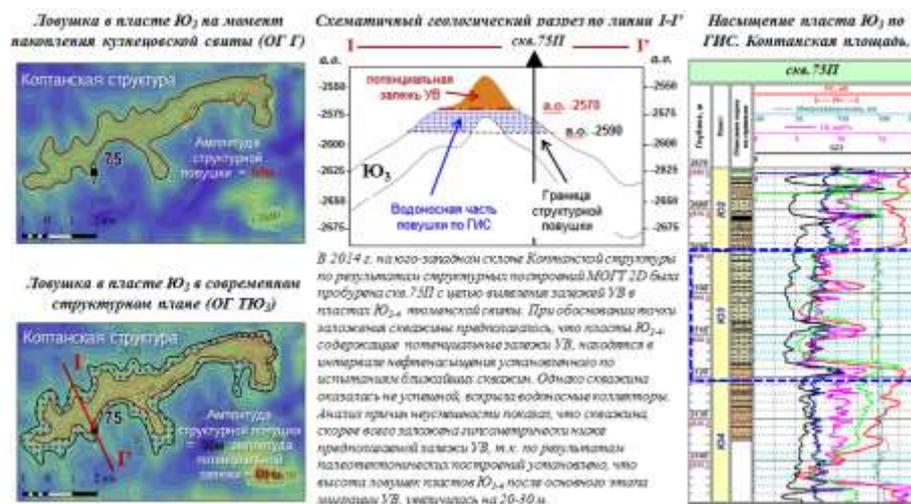


Рисунок 1 – Пример опознания Коптанской структуры поисковым бурением (скв. №75П). Район Пологрудовского мегавала. Интервал пласта Ю₃ тюменской свиты

Таким образом, можно сделать вывод: начиная с этапа неотектонических движений до неогена включительно, перестройки структурных планов юрских горизонтов в пределах Тамаргинского и Пологрудовского мегавалов происходили с разной интенсивностью. В современном структурном плане это сказалось не только на разнице амплитуд ловушек в пределах этих мегавалов, но и в разной степени заполняемости ловушек. Практика бурения последних лет показывает, при выборе мест заложения ПРБ на склонах локальных структур Пологрудовского мегавала обязательно необходимо учитывать историю палеотектонического развития территории.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Лыжин Е.А. Ключевые геологические риски плеча / Лыжин Е.А., Булгакова Е.А., Нассонова Н.В., Лазарь Е.Л. // Нефтяное хозяйство. –2015. –№6. –С. 18-23.
3. Сафонов В.Г. Развитие геологоразведочного проекта в Уватском районе на юге Западной Сибири / В.Г. Сафонов, К.Ю. Зервандо // НТВ ОАО «НК «Роснефть». –2015. – №3. – С. 10-13.

**СЕКЦИЯ 6. МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ, ВЫЯВЛЕНИЕ
ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ
ОСНОВЫ МЕТОДОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

УДК 553.98

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Аюнова Дарья Владимировна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, младший научный сотрудник, KontorovichDV@ipgg.sbras.ru*

Настоящая работа посвящена изучению особенностей формирования и нефтегазоносности крупных антиклинальных структур северных и арктических районов Западной Сибири на примере Юбилейного, Медвежьего, Геофизического и Ванкорского месторождений. Исследования были проведены на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения. В процессе работы была восстановлена история тектонического развития структур, к которым приурочены месторождения, проанализировано влияние тектонических процессов на нефтегазоносность, построены модели месторождений.

Ключевые слова: северные и арктические районы Западной Сибири, сеноманские газовые залежи, газоконденсатные залежи, бескорневые структуры, альб-сеноманские отложения, покурская свита, нижнехетская свита, разломная тектоника

SPECIFICITIES OF TECTONICAL DEVELOPMENT AND OIL AND GAS POTENTIAL OF FIELDS FROM THE NORTHERN REGIONS OF WESTERN SIBERIA

Ayunova Darya V.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant,
KontorovichDV@ipgg.sbras.ru*

This work is devoted to investigation of large anticlinal structures situated in Northern West Siberian region forming oil and gas potential specificities. The objects of this investigation are Jubileynoye, Medvejye, Geophysicheskoye and Vankor fields. This research was based on the complex interpretation of 2- and 3-D seismic, log and deep drilling data. As a result of this investigation the tectonical history of anticlinal structures forming was recovered, the influence of tectonical processes on oil and gas potential was analyzed and models of oil and gas traps were constructed.

Keywords: Northern and Arctic regions of West Siberia, Senomanian deposits, Pokur formation, disjunctive tectonics, Nizhnehetskaya formation, gas and gas-condensate

Основные запасы газа в северных и арктических регионах Западной Сибири представляют собой уникальные скопления биогенного сухого газа – метана, которые сконцентрированы в апт-альб-сеноманском комплексе пород, в первую очередь в сеноманских песчаных пластах группы ПК, и контролируются высокоамплитудными антиклинальными структурами. Кроме уникальных запасов газа, регион также богат нефтяными ресурсами.

В настоящей работе объектами исследования выступают четыре крупных месторождения: нефтегазовое Ванкорское, нефтегазоконденсатные Геофизическое, Юбилейное и Медвежье.

В тектоническом плане Юбилейное месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию.

В плане нефтегазоносности Юбилейное месторождение расположено в Губкинском нефтегазоносном районе (НГР) Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО).

Юбилейное месторождение открыто скважиной №1 в 1969 г. Основные запасы газа сконцентрированы в сеноманском массивном резервуаре водоплавающей структурной ловушки. Размеры залежи 17х30 км, высота ее северной части 148 м, южной – 33м. В составе свободного газа преобладает метан (98,47 - 98,80 %) [1].

Медвежье месторождение согласно схеме нефтегазогеологического районирования находится в Надымском НГР Надым-Пурской НГО, в тектоническом отношении месторождение приурочено к Медвежьему мезовалу, осложняющему Медвежье-Нумгинский наклонный мегавал, отделяющий Большехетскую мегасинеклизу от Надымской гемисинеклизы.

Медвежье месторождение открыто в 1967 году поисковой скважиной № 2 на Ныдинском поднятии. При испытании из сеноманских отложений получен фонтан газа дебитом 2500 тыс. м³/сут (визуально). В том же году поисковой скважиной № 1, пробуренной на соседнем Медвежьем поднятии, при опробовании сеноманских отложений получен фонтан газа дебитом 793,3 тыс. м³/сут при штуцере диаметром 22,32 мм.

Позже в процессе дальнейших геологоразведочных работ на этих площадях была выделена единая для Медвежьего и Ныдинского поднятий уникальная сеноманская залежь с общим газоводяным контактом (ГВК), плоскость которого имеет наклон в северном направлении. Резервуар массивный, ловушка структурная, залежь массивно-сводовая, водоплавающая, субмеридионального простирания. Ее ширина 9,5-24 км, длина 119 км, высота 155 м. Эффективные газонасыщенные мощности коллекторов составляют 3,6-141 м. В составе свободного газа преобладает метан (98,39 %).

С точки зрения нефтегазогеологического районирования Ванкорское месторождение находится в северо-восточной части Пур-Тазовской НГО, в пределах Сузунского НГР [1].

Ванкорское газонефтяное месторождение было открыто в 1988 г. скважиной №1, в которой произошел аварийный выброс газа. В 1990 г. в скважинах Ванкорская 4, 6 из песчаных пластов нижнехетской, яковлевской и долганской свит на месторождении были получены первые притоки нефти. В 2005 г. после проведения на месторождении сейсморазведочных работ 3D модель геологического строения этого объекта была существенным образом уточнена, что наряду с пересмотром всей геолого-геофизической информации позволило специалистам «КрасноярскНИПИнефть» существо увеличить запасы на месторождении.

В мезозойском разрезе Ванкорского газонефтяного месторождения открыто семь залежей, приуроченных к отложениям долганской, яковлевской, суходудинской и нижнехетской свит. Основные нефтяные залежи сконцентрированы в нижнемеловых песчаных пластах Як-III-VII яковлевской свиты и Нх -III-IV нижнехетской свиты.

В тектоническом отношении район исследований охватывает восточную часть Север-Тазовской мезовадины, расположенной в пределах Большехетской мегасинеклизы, северную часть Тагульско-Ванкорского мезомыса, осложненного Ванкорским, Лодочным и Тагульским поднятиями и расположенную к востоку от этих объектов Предъенисейскую мегамонаклиналь [2].

Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение было открыто 1 августа 1975 г. поисковой скважиной №41 Надымской нефтеразведочной экспедицией. Во второй половине 80-х годов на месторождении проводилась пробная эксплуатация с суммарной добычей менее 100 млн. м³ газа, из которой больше половины было добыто в первый год (1985 г). В 1991 году добыча на месторождении прекратилась. В сентябре 2011 года компанией НОВАТЭК на освоение данного месторождения была приобретена лицензия, действующая до 2041 года.

На месторождении выявлено 17 залежей, - 11 газовых, 3 газоконденсатных и 3 нефтяных в отложениях от сеноманских до среднеюрских включительно. Основная газовая залежь приурочена к песчаному пласту ПК₁ марресалинской свиты [3].

Геофизическое месторождение в административном отношении находится на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, расположено в центральной части Напалковского НГР Гыданской НГО, в тектоническом плане приурочено к восточной части Геофизического мезовала-положительной структуры второго порядка. Западная часть месторождения расположена в Обской губе.

В рамках проведенных исследований была осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов на территориях, к которым приурочены объекты исследования, построены наборы структурных карт и карт изопхит сеймокомплексов, которые вместе с временными сейсмическими разрезами и полученными палеоразрезами послужили основой для структурно-тектонического анализа и изучения история формирования Юбилейного, Медвежьего, Ванкорского и Геофизического месторождений.

Анализ структурно-тектонического строения и истории тектонического развития северной части Надым-Пурского междуречья показал, что Юбилейная структура и Межвежья структуры не приурочены к древним эрозионно-тектоническим выступам. Они начали формироваться только в турон-датское время и окончательно были сформированы в кайнозойское. Большое количество кайнозойских разрывных нарушений, могли выполнять роль каналов для миграции углеводородов вверх по разрезу.

Анализ выполненных структурных построений на Ванкорской площади показал, что рельефы реперных мезозойско-кайнозойских уровней в значительной степени подобны, хотя и обладают определенными особенностями.

Анализ карт изопахит сейсмокомплексов показал, что на всех этапах мезозойско-кайнозойской истории на рассматриваемой территории происходили разнонаправленные тектонические движения; каждый этап тектонического развития внес свой вклад в формирование Ванкорского поднятия, но определяющим для образования современной ловушки стал постсеноманский, а точнее кайнозойский этап; неокомские и апт-альб-сеноманские тектонические процессы не оказали никакого влияния на формирование Ванкорского поднятия в современном рельефе кровли яковлевского резервуара и, как следствие, на строение ловушки, контролирующей залежи углеводородов в песчаных пластах группы ЯК. В то же время, благодаря неструктурообразующим тектоническим процессам, имевшим место в неокоме и апт-альб-сеномане, амплитуда Ванкорского поднятия в современном рельефе кровли нижнехетского резервуара значительно возросла, что привело к существенному увеличению размеров ловушки и, как следствие, запасов нефти и газа, сконцентрированных в песчаных пластах группы НХ.

Анализ полученных структурных поверхностей в пределах Геофизической площади показал, что: 1) структурные планы меловых горизонтов в большей степени подобны; 2) вверх по разрезу контрастность рельефа уменьшается, Геофизическая структура становится более изометричной, площадь ее увеличивается, амплитуда уменьшается, что позволяет предположить унаследованный характер ее развития.

Анализ выполненных палеопостроений позволил сделать выводы о том, что 1) Геофизическая структура развивалась унаследованно. Основные этапы формирования – берриас-раннеаптский и кампан-кайнозойский; 2) Кампан-кайнозойский этап развития стал определяющим для формирования Геофизического поднятия в рельефе горизонта Г и соответственно для образования сеноманской залежи в песчаном пласте ПК₁.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э. и др. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. - 139 с.
2. Конторович В. А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. - 2001. - № 11-12.
3. Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение. – Горные ведомости. 2007. –
4. № 6. - С. 90-92

УДК 553.98

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ ОБЪЕМНО-СТАТИСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Багаев Джамбулат Заиндиевич

Федеральное государственное бюджетное учреждение ВНИИОкеангеология, г. Санкт-Петербург, Россия, ведущий инженер, jambulat.b@gmail.com

Настоящая работа посвящена оценке нефтегазового потенциала кайнозойско-мезозойских отложений нефтегазоносного бассейна моря Лаптевых объемно-статистическим методом.

Ключевые слова: объемно-статистический метод, оценка ресурсов нефти и газа, море Лаптевых.

OIL AND GAS POTENTIAL EVALUATION OF LAPTEV SEA WITH VOLUME-STATISTICAL METHOD

Bagaev Dzhambulat Zaindievich

Federal state budget institution VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia, lead engineer, jambulat.b@gmail.com

This work is devoted to assessment of the oil and gas deposits cenozoic-mesozoic age of Laptev's sea oil and gas basin with volume-statistical method

Keywords: volume-statistical method, oil and gas resource assessment, Laptev Sea.

Море Лаптевых расположено на арктической континентальной окраине Евразии между полуостровом Таймыр на западе и Новосибирскими островами на востоке. Сейсморазведочные работы в акватории ведутся со второй половины восьмидесятых годов. До сих пор нет единства мнения относительно возраста осадочного чехла Лаптевоморского бассейна, также не установлена природа фундамента.

Представления о возрасте фундамента и осадочного чехла можно сгруппировать в две главные концепции. Первая концепция основывается на продолжении Сибирского кратона на шельф, вследствие чего в западной части последнего рифейско-фанерозойский осадочный чехол залегает на докембрийском фундаменте. В приподнятой восточной части шельфа грабен-рифты заполнены осадочными толщами мелового-четвертичного возраста, а фундамент образуют поздние киммериды складчатого Верхоянья. Согласно второй концепции, фундамент практически всего шельфа образуют мезозойские структуры Верхоянья, их перекрывают аптско-кайнозойские толщи осадочного чехла.

В данной работе мы придерживаемся второй концепции на обоснованной результатами сейсмопрофилирования.

Выделяется 4 отражающих горизонта (ОГ), представляющих интерес с точки зрения поиска ресурсов углеводородов: А - LS1 (K1a - K2m), LS1-LS2b (P1d - P1t), LS2b - LS2 (P2i - P3r), LS2 - LS3 (P3h - N1bur).

По результатам сейсмических работ в акватории, были построены структурные карты по отражающим горизонтам, а также карты толщин.

Для нахождения функции корреляционной зависимости Q от V и V_{ef} используется таблица данных (таблица 1) по эталонной выборке СБ, составленная Л.М. Бурштейном в работе "Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности".

Таблица 1 – Таблица исходных данных по бассейнам для нахождения функции зависимости Q от V и V_{ef}

№ пп	Бассейны	Объем осадочного выполнения (V), тыс.км ³	Эффективный объем осадочного выполнения(V _{ef}), тыс.км ³	Начальные геологические ресурсы (Q), млн.т УУВ
1	Адриатический	1568,00	1001	6850
2	Ассамский	220,00	129	1160
3	Афгано-Таджикский	162,00	105	350
4	Баринас-Апуре	650,70	326	2075
5	Бенгальский	3992,00	2502	8380
6	Биг-Хорн	108,16	59	2230
...
...
...
...
95	Санта-Мария	105,10	41	2875

Подсчет НГР УВ с помощью ОСМ

По объему осадочного выполнения

По структурным картам отражающих горизонтов рассчитано значение объема осадочного выполнения исследуемой территории, а также объем от ОГ А до ОГ LS3. Данные значения соответствуют объему осадочного выполнения и объему эффективного осадочного выполнения исследуемой территории.

Следующим шагом является обработка исходной выборки, составленной Л.М. Бурштейном. Результатом анализа данных является функция зависимости Q от V. При этом данные по аналогам исследуемой территории не включаются в выборку и являются тестовыми для оценки справедливости найденной зависимости.

При положительном результате тестирования, по рассчитанному значению объема осадочного выполнения территории, находится значение НГР УВ.

По эффективному объему осадочного выполнения

Результаты работы Л.М. Бурштейна [1] показали, что зависимость между НГР УВ и объемом эффективного осадочного выполнения сильнее, чем в случае с объемом осадочного выполнения. Для бассейна моря Лаптевых было принято, что эффективной его частью является толща отложений от ОГ А до ОГ LS3. Далее, также как и в описанном ранее методе, находится функция зависимости Q от V_{ef} (значение V_{ef} для бассейнов выборки было рассчитано в работе Л.М. Бурштейна). Функция зависимости тестируется на бассейнах-аналогах и при положительном результате тестирования находится значение НГР УВ на исследуемой территории.

Таким образом, были оценены ресурсы нефти и газа в нефтегазоносном бассейне моря Лаптевых. Как мы видим на графиках зависимости (рис.1), коэффициент корреляционной зависимости Q от V – 0,76 ; Q от V_{ef} – 0,8.

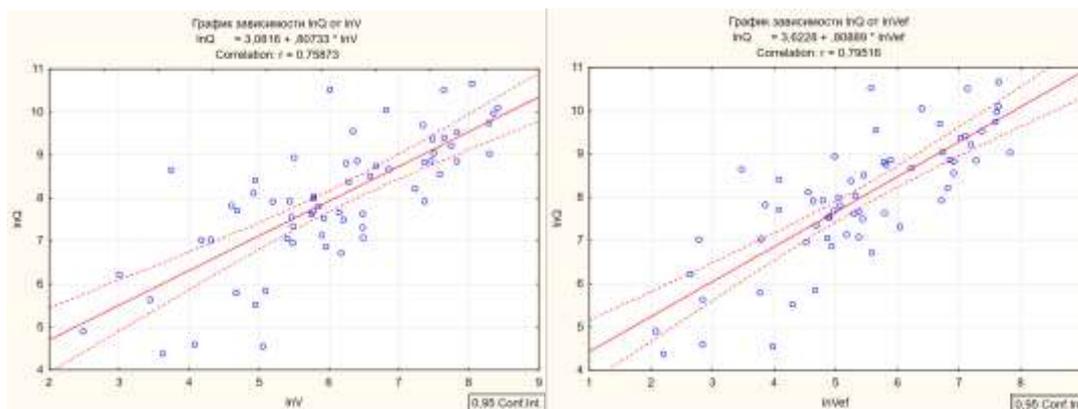


Рисунок 1 – график зависимости: слева - $\ln Q$ от $\ln V$; справа - $\ln Q$ от $\ln V_{ef}$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бурштейн Л.М. Название работы: дис. Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности (на примере седиментационных бассейнов Сибири) д-ра геолого-минералогических наук. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирск, 2011.
2. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / Под ред. К.А. Клещева, А.Э. Конторовича. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2000.
3. Конторович А.Э. Новая модификация объемно-статистического метода оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа нефтегазоносных бассейнов / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн // Геология нефти и газа. - 1981. - №4. - С. 20-24.
4. Полякова И.Д. Прогноз нефтегазоносности лаптевского шельфа / И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев // Нефтегаз. геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. - №1.
5. Харбух Дж. У. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть / Дж. У. Харбух, Дж. Х. Давтон, Дж. К. Дэвис // Пер. с англ. Под ред. М.С. Моделевского. – М.: Недра, 1981 – 246 с. – Пер.изд., США, 1977.

УДК 553.981/982

ТИПЫ СТРУКТУР-ЛОВУШЕК В ЮЖНО-КАРСКОЙ НГО

Гусева Софья Михайловна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, GusevaSM@ipgg.sbras.ru

Южно-Карская НГО входит в состав Западно-Сибирской НПП. В ее пределах открыты два уникальных по запасам газоконденсатных месторождений Русановской и Ленинградское, а также одно нефтегазоконденсатное месторождение Победа. В ходе работы был выполнен структурно-тектонический анализ, благодаря которому были выявлены 4 типа структур-ловушек на территории Южно-Карского НГО.

Ключевые слова: ловушка, структура, апт-альб-сеноманский осадочный комплекс, Карское море, Арктика.

TYPES OF TRAP STRUCTURES IN THE SOUTH KARA OGBA

Guseva Sofya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Junior Research Officer, GusevaSM@ipgg.sbras.ru

The South Kara OGBA is part of the West Siberian oil and gas province. Within its limits, two unique reserves of gas condensate Rusanovskoye and Leningradskoye fields, as well as one oil and gas condensate field Pobeda have been discovered. In the frame of the study, structural and tectonic analysis was performed due to 4 types of trap structures were identified in the territory of the South Kara OGBA

Keywords: trap, structure, Aptian-Cenomanian sedimentary complex, Kara sea, Arctic.

Южно-Карская НГО входит в состав Западно-Сибирской НПП. В географическом отношении Южно-Карская НГО занимает южную часть Карского моря, которую окружают складчатые сооружения Пайхоя и Новой Земли на западе, п-ва Таймыр на востоке. На севере граница Южно-Карской НГО проходит по южной конечности Северо-Сибирского порога. Осадочный чехол в южной части Карского моря является продолжением осадочного чехла Западно-Сибирского осадочного бассейна. Разрез представлен преимущественно карбонатными породами палеозоя и терригенными отложениями мезозой-кайнозойского возраста. Мощность отложений в центральной части Южно-Карской впадины достигает 10-12 км [1].

Южно-Карская НГО является преимущественно газоконденсатной. В ее пределах открыты два уникальных газоконденсатных месторождений Русановское и Ленинградское. А также на севере вблизи архипелага Новая Земля открыто нефтегазоконденсатное месторождение Победа. Основным газоносным комплексом в Южно-Карской области, как и в прилегающих Ямальской и Гыданской НГО, является апт-альб-сеноманский осадочный комплекс [2].

В ходе работы был выполнен структурно-тектонический анализ, благодаря которому были выявлены 4 типа структур-ловушек.

1 тип — это структуры приуроченные к эрозионно-тектоническому выступу, которые развивались в течение всей мезозой-кайнозойской истории развития. К таким структурам на территории Южно-Карской НГО относятся Викуловское, Власьевское и Университетское, к которому приурочено месторождение Победа, поднятия (рис. 1.). Эти структуры имеют высокое значение в отношении нефтегазаносности не только апт-альб-сеноманского, но и юрского и нижнеапт-туронского осадочных комплексов, так как они выделяются во всех структурных планах мезозойских отражающих горизонтов.

2 тип: структуры приуроченные к тектоническим выступам, которые не получили развитие в юрское и неокмское время, а испытывали активный рост в постсеноманское время. Такие структуры в Южно-Карской НГО приурочены к Русановско-Ленинградскому мегавыступу. На

рисунке 1 можно видеть Русановское и Ленинградское поднятия, приуроченные к данному мегавыступу. В современном структурном плане кровле юры и неокома структуры 2 типа находятся на территории моноклинали, которая испытывает региональное погружение в южном направлении к центру Южно-Карской региональной депрессии.

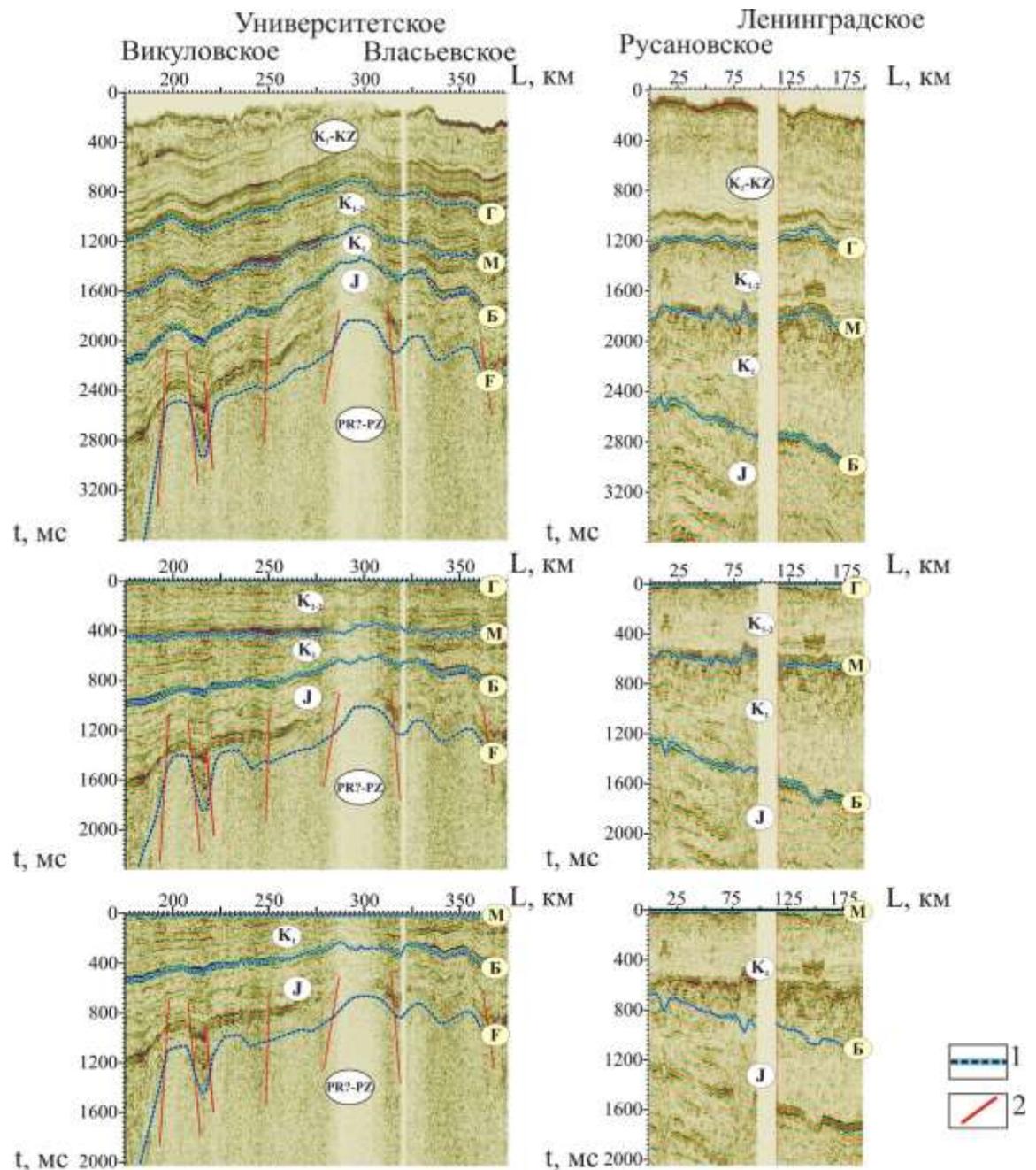


Рисунок 1 – Современные временные разрезы и палеоразрезы выравненные по горизонту М и Г, пересекающие Викуловское, Университетское, Русановское и Ленинградское поднятия

Условные обозначения: 1 – отражающий горизонт, 2 – разломы

3 тип: структуры, приуроченные к монолитным блокам фундамента, которые не получили развитие в постсеноманское время и выделяются только в структурном плане кровле юры. Поднятия такого типа находятся на северо-западе территории Южно-Карской НГО в пределах Rogozinskogo и Северо-Таймырского мегавыступов.

4 тип – это безкорневые структуры, которые отсутствуют в структурном плане юры, и получили свое развитие только в сеноманское время.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т.5. Арктические и дальневосточные моря / под ред. И.С. Грамберг, В.Л. Иванова, Ю.Е. Погребницкий. – СПб: ВСЕГЕИ, 2004. – 468 с.
2. Конторович В.А. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной области / Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С. // Геология и геофизика. – 2017. – Т.58. – №3-4. – С. 423—444.

УДК 553.98

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО

Грицай Владислав Николаевич

Федеральное государственное бюджетное учреждение ВНИИОкеангеология, г. Санкт-Петербург, Россия, ведущий инженер, gritsay94@gmail.com

Настоящая работа посвящена оценке нефтегазового потенциала кайнозойско-мезозойских отложений нефтегазоносного бассейна моря Лаптевых методом Монте-Карло

Ключевые слова: метод Монте-Карло, оценка ресурсов нефти и газа, море Лаптевых

OIL AND GAS POTENTIAL EVALUATION OF LAPTEV SEA WITH MONTE-CARLO METHOD

Gritsay Vladislav

Federal state budget institution VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia, lead engineer, gritsay94@gmail.com

This work is devoted to assessment of the oil and gas deposits cenozoic-mesozoic age of Laptev's sea oil and gas basin with Monte-Carlo method

Keywords: Monte-Carlo method, oil and gas resource assessment, Laptev Sea

Море Лаптевых расположено на арктической континентальной окраине Евразии между полуостровом Таймыр на западе и Новосибирскими островами на востоке. Сейсморазведочные работы в акватории ведутся со второй половины восьмидесятых годов. До сих пор нет единства мнения относительно возраста осадочного чехла Лаптевоморского бассейна, также не установлена природа фундамента.

Представления о возрасте фундамента и осадочного чехла можно сгруппировать в две главные концепции. Первая концепция основывается на продолжении Сибирского кратона на шельф, вследствие чего в западной части последнего рифейско-фанерозойский осадочный чехол залегает на докембрийском фундаменте. В приподнятой восточной части шельфа грабен-рифты заполнены осадочными толщами мелового-четвертичного возраста, а фундамент образуют поздние киммериды складчатого Верхоянья. Согласно второй концепции, фундамент практически всего шельфа образуют мезозойские структуры Верхоянья, их перекрывают аптско-кайнозойские толщи осадочного чехла.

В данной работе мы придерживаемся второй концепции. Выбор основан на результатах сейсмопрофилирования.

Выделяется 4 отражающих горизонта (ОГ), представляющих интерес с точки зрения поиска ресурсов углеводородов: А - LS1 (K1a - K2m), LS1-LS2b (P1d - P1t), LS2b - LS2 (P2i - P3r), LS2 - LS3 (P3h - N1bur).

Для подсчета начальных геологических ресурсов методом Монте-Карло по бассейнам аналогам (Бофорта-Маккензи, Североморский НГБ, Северо-Аляскинский НГБ) на основании предыдущих исследований были собраны значения, необходимые для проведения расчетов (таблица 1).

Подсчет НГР УВ с помощью метода Монте-Карло.

Неизвестная переменная q_v (плотность ресурсов, млрд.т.усл.т./тыс. км³) задается по месторождениям аналогам, причем берется максимальное и минимальное значения данного параметра по нефтегазоносным бассейнам. Данные по аналогам были собраны в таблицу (таблица 1). В качестве минимального и максимального значений объема выполненности осадочного чехла

Лаптевоморского бассейна берется значение эффективного и полного объемов выполненности осадочного чехла моря Лаптевых [1].

Далее было проведено 1000 испытаний, где результатом каждого испытания являлось количество запасов или ресурсов, подсчитанных по формуле:

$$Q = q_v \cdot V, \text{ где}$$

q_v – плотность ресурсов, млрд.т.усл.т./тыс.км³, V – объем выполненности осадочного чехла, тыс.км³.

Таким образом была получена представительная выборка для построения распределения значений начальных геологических ресурсов бассейна моря Лаптевых.

Результаты испытаний выведены в виде таблиц с графиками гистограмм распределения вероятностных значений подготовленных извлекаемых ресурсов P_{10} , P_{50} , P_{90} .

Таблица 1 – Таблица данных по бассейнам аналогам

Название бассейна	Ср.взвеш.мощность, км	S, тыс.км ²	V, тыс.км ³	Q, млрд.т. нефти / трлн.м ³ газа / млрд.т.усл.т.
Бофорта-Маккензи (PZ2-MZ)	4,31	120	517,2	Нефть - 4,5 Газ - 1,7
Североморский НГБ (средняя Юра)	-	700 (500 на шельфе)	-	Шельф: Нефть – 3 Газ - 4,5
Северо-Аляскинский НГБ (карбон - неоген)	4	360 (230 на шельфе)	1520 (820 в акватории)	Нефть - 4, ч Газ - 3,5

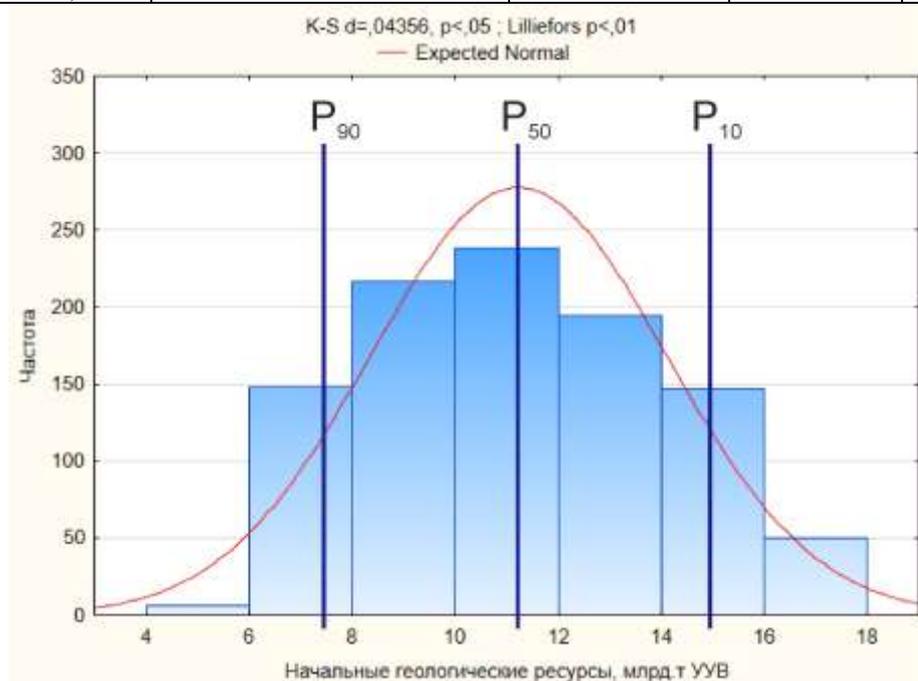


Рисунок 1 – Гистограмма распределения ресурсов

Таким образом, были оценены ресурсы нефти и газа в нефтегазоносном бассейне моря Лаптевых. После вычислений 1000 реализаций в пределах заданных параметров, начальные геологические ресурсы бассейна моря Лаптевых выведены в виде гистограммы, на которой обозначены три значения ресурсов: P10, P50, P90.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бурштейн Л.М. Название работы: дис. Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности (на примере седиментационных бассейнов Сибири) д-ра геолого-минералогических наук. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, Новосибирск, 2011.
2. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / Под ред. К.А. Клещева, А.Э. Конторовича. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2000.
3. Конторович А.Э. Новая модификация объемно-статистического метода оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа нефтегазоносных бассейнов / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн // Геология нефти и газа. - 1981. - №4. - С. 20-24.
4. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Прогноз нефтегазоносности лаптевского шельфа / И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев // Нефтегаз. геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. - №1.
5. Харбух Дж. У. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть / Дж. У. Харбух, Дж. Х. Давтон, Дж. К. Дэвис - Пер. с англ. Под ред. М.С. Моделевского. – М.: Недра, 1981 – 246 с. – Пер.изд., США, 1977.

УДК 553.98

ТЕПЛОВОЙ ПОТОК И КАТАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ БАЖЕНОВСКОЙ НЕФТИ (ОСТАНИНСКАЯ ГРУППА МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Крутенко Даниил Сергеевич

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск,
Россия, студент, dskrutenko@gmail.com*

Галиева Маргарита Фаритовна

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск,
Россия, студент, margaritagalieva@gmail.com*

В настоящей работе выполнено построение схематической карты распределения глубинного теплового потока и моделирование очагов генерации нефти в баженовской свите.

Ключевые слова: тепловой поток, Останинские месторождения, очаг генерации, баженовская свита

HEAT FLOW AND CATAGENETIC KITCHEN AREAS OF THE BAZHENOVO OIL (OSTANINO GROUP OF FIELDS)

Krutenko Daniil

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Student,
dskrutenko@gmail.com*

Galieva Margarita

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, Student,
margaritagalieva@gmail.com*

Plotting a sketch map of deep heat flow distribution and modelling of kitchen areas in Bazhenov suite were performed in this work.

Keywords: heat flow, Ostanino group of fields, kitchen area, Bazhenovo suite

Геотермия как геофизический метод расширяет свои возможности и находит применение для решения прогнозно-посковых задач посредством измерения, картирования и моделирования пространственно-временных параметров геотемпературных полей. Эффективность данных, получаемых с помощью геотермии, зависит от изученности геотермического режима осадочных бассейнов, разработки методов прогноза [2].

Изучаемая территория расположена между реками Чузик и Чижалка в Парабельском районе Томской области (рис. 1). В тектоническом плане район исследования относится к зоне сочленения Чузиковско-Чижалпской мезоседловины, Пудинского и Горелоярского мезоподнятий [3].

Цель исследований заключается в изучении закономерностей изменения глубинного теплового потока Останинской группы месторождений и пространственно-временного картирования очагов генерации нефти в баженовской свите.

На первом этапе исследования решили обратную задачу геотермии, рассчитав тепловой поток через поверхность основания осадочного разреза методом палеотемпературного моделирования [1] по распределению «наблюденных» температур в скважине. В качестве «наблюденных» использовали измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, данные ОГГ (термометрия выстоявшейся скважины) и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (ОСВ). Расчеты были выполнены для разреза 35

поисково-разведочных и 2 параметрических скважин на территории исследования (рис. 1). Расчетная модель распределения тепла в осадочном разрезе оптимально согласуется с «наблюдаемыми» значениями, на уровне $\pm 2^{\circ}\text{C}$. В результате моделирования построили карту распределения глубинного теплового потока (рис. 2).

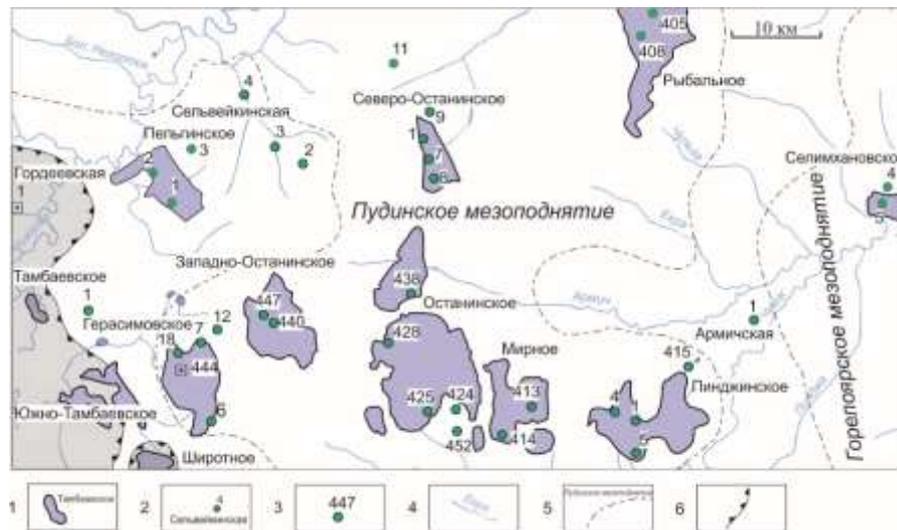


Рисунок 1 – Обзорная схема Останинской группы нефтегазовых месторождений Томской области

Условные обозначения: 1 - контур месторождения УВ; 2 – площадь бурения; 3 – скважина палеотемпературного моделирования; 4 – речная сеть; 5 – тектонические структуры II порядка; 6 – граница тогурской свиты.

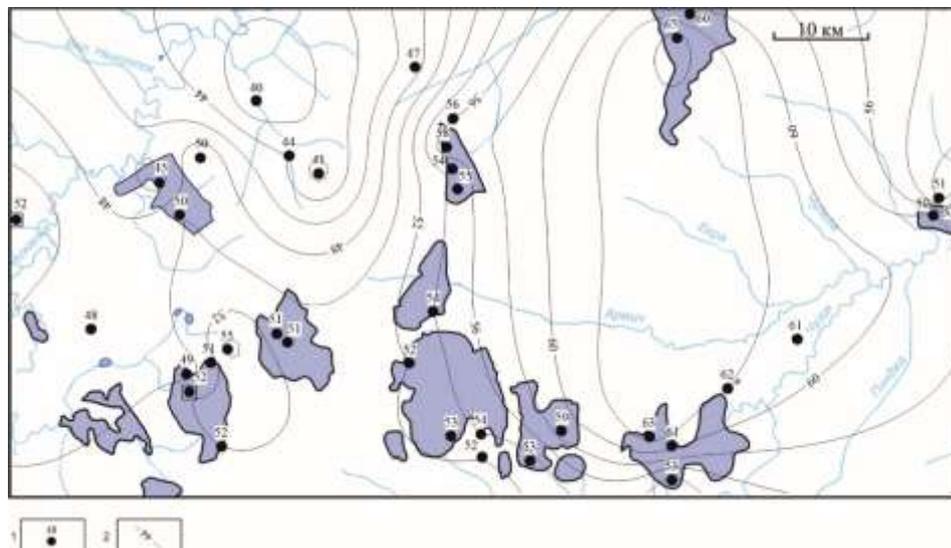


Рисунок 2 – Схематическая карта плотности теплового потока Останинской группы месторождений

Условные обозначения: 1 - скважина и расчетное значение теплового потока ($\text{мВт}/\text{м}^2$); 2 - изолинии значений плотности теплового потока. Остальные условные обозначения те же, что и рис. 1.

Анализ корреляции теплового потока и положения 12 месторождений УВ показал, что 75% месторождений приурочены к аномальным особенностям распределения теплового потока. 50% месторождений УВ приурочено к градиентной зоне, окаймляющей крупную положительную аномалию в восточной части карты (Рыбальное, Селимхановское, Пинджинское, Мирное,

Останинское, Северо-Останинское месторождения). В зоне заливообразной конфигурации изолиний находится 3 месторождения (25%) – Пельгинское, Герасимовское, Западно-Останинское.

На втором этапе решили прямую задачу геотермии – непосредственно рассчитали температуры в материнских баженовских отложениях на заданные моменты геологического времени. В результате построили карты «горячих» палеоочагов (максимальные палеотемпературы 24 млн. лет назад, рис. 3 А) и «работающих» (современных, рис. 3 Б) очагов генерации баженовской нефти. Пороговая температура для вхождения в ГЗН для баженовской нефтематеринской свиты с РОВ сапропелевого типа принята равной 90°C, пороговая температура для «горячего» палеоочага – 105°C. Для месторождений, расположенных в восточной части карты, очаг генерации нефти в баженовской свите уже существовал 90 млн лет назад (начало формирования кузнецовской свиты).

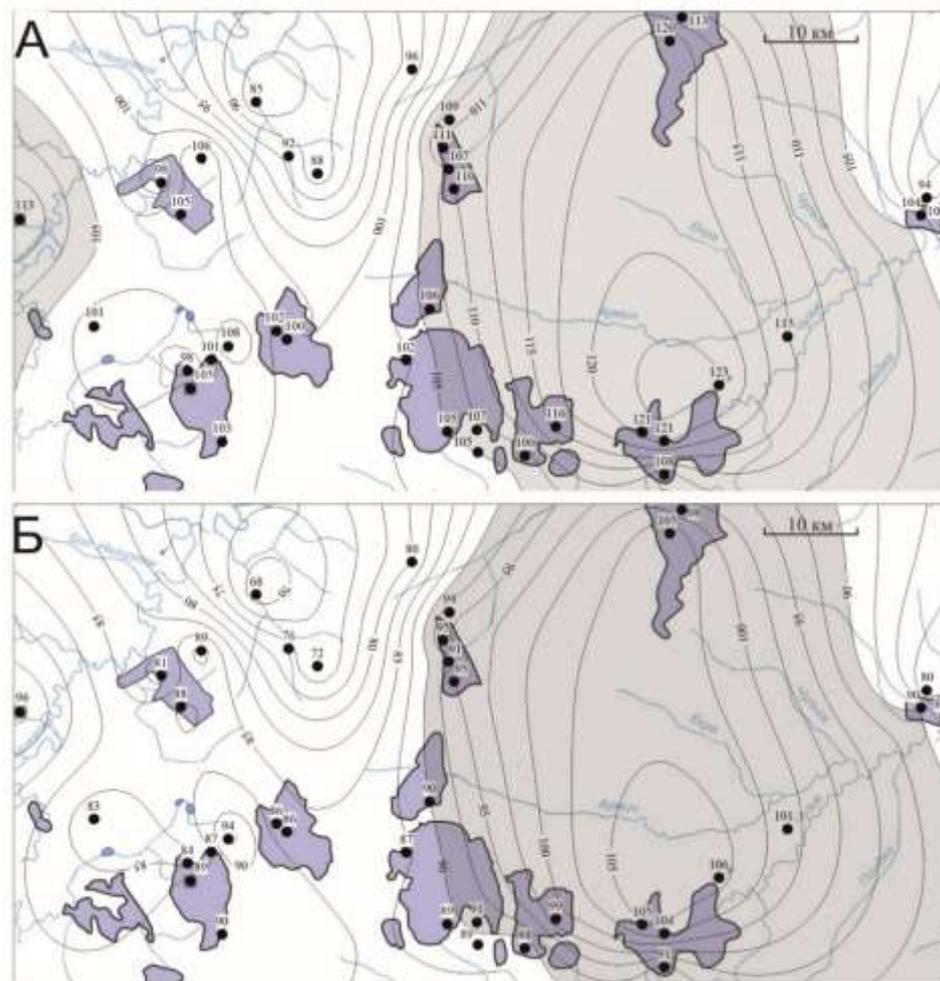


Рисунок 3 – Карта изолиний: максимальных палеотемператур баженовской свиты (А) (область «горячих» палеоочагов затемнена); современных температур баженовской свиты (Б) (область «работающих» очагов затемнена)

Выводы: 1) 75% месторождений изучаемой территории приурочено к аномальным особенностям распределения глубинного теплового потока; 2) месторождения, приуроченные к градиентной зоне крупной положительной аномалии теплового потока, коррелируют с локализацией «горячего» очага интенсивной генерации нефти, существующего с позднего мела.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Исаев В.И. Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской

- китербютской свиты арктического региона Западной Сибири / В.И. Исаев, А.А. Искоркина, Г.А. Лобова, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова, Р.Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, А.Н. Фомин // Георесурсы. – 2018. - № 4. – С. 386-395.
2. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
 3. Тектоническая карта юрского структурного яруса осадочного чехла. Томская область. Масштаб 1:500 000 / под ред. А.Э. Конторовича, Н.И. Карапузова, Э.В. Кривошеева – 1998.

УДК 553.981/982

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ УВ В ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ, ЗАПОЛНЯЮЩИХ НАИБОЛЕЕ ДЕПРЕССИОННЫЕ ЧАСТИ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ НА ПРИМЕРЕ СКВ. ТОЛПАРОВСКАЯ - 2

Локтионова Ольга Анатольевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, LoktionovaOA@ipgg.sbras.ru

Исследования посвящены восстановлению истории погружения геттанг-раннеааленского комплекса в пределах погруженных областей Усть-Тымской мегавпадины, определению времени и масштабов генерации углеводородов.

Ключевые слова: геттанг-ааленские отложения, тогурская свита, генерация углеводородов, Усть-Тымская мегавпадина.

MODELING OF THE PROCESSES OF HC GENERATION IN GETTANG-AALENIAN DEPOSITS CONFINED TO THE MOST DEPRESSIONAL PARTS OF THE UST'-TYM MEGADEPRESSION (IN THE CASE OF TOLPAROV – 2 WELL)

Loktionova Ol'ga

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Officer, LoktionovaOA@ipgg.sbras.ru

The studies are devoted to recovering the history of the immersion of the Gettang-Early-Aalenian complex within the submerged areas of the Ust'-Tym megadepression, determining the time and scale of hydrocarbon generation.

Keywords: Gettang-Aalenian deposits, Togur formation, hydrocarbon generation, Ust'-Tym megadepression.

На юго-востоке Западной Сибири важное значение имеет открытие залежей углеводородов (УВ) в слабоизученных и глубоко залегающих отложениях, к таким осадочным комплексам относится изучаемый геттанг-ааленский комплекс.

Объектом исследования являются геттанг-ааленские отложения, вскрытые скважиной Толпаровская 2, пробуренной в пределах Северо-Толпаровского локального поднятия [1].

В административном отношении район исследования расположен на территории Томской области. Скважина Толпаровская № 2 находится в Обь-Тазовской фациальной области, в Пайдугинской нефтегазоносной области.

Одномерное моделирование проводилось на базе программы GENEX с использованием данных по литологическому составу, отражательной способности витринита, Tmax и HI.

Характеристика бассейна осуществлялась для интересующего интервала, нижней юры и аалена (таблица 1).

Отложения комплекса вошли в главную зону нефтеобразования (ГЗН) в альбе около 110 млн лет назад, начали выходить из ГЗН в эоцене 44 млн лет назад, на настоящий момент геологической истории начался вход пород в главную зону газообразования (ГЗГ).

В геттанг-ааленском комплексе источником углеводородов является органическое вещество (ОВ) тогурской свиты и радомской пачки салатской свиты, ОВ которых было отнесено к керогену III типа [2, 3].

Одномерное бассейновое моделирование показало, что в разрезе скважины Толпаровская № 2 аргиллиты тогурской свиты уже начали погружаться в ГЗГ (рис. 1), современная плотность генерации нефти составляет 60 тыс. т/км², масштабы генерации газообразных УВ 10 тыс. т/км²; для

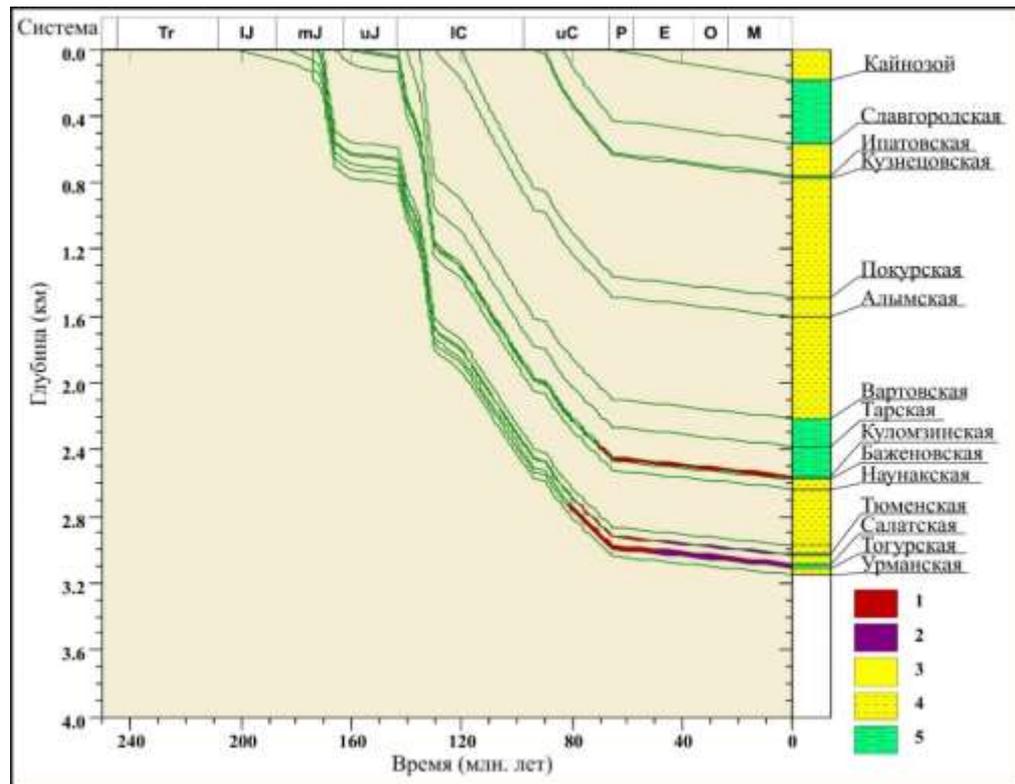


Рисунок 1 – Одномерная модель истории погружения осадочных комплексов в скважине Толпаровская № 2

Условные обозначения: 1- зона нефтеобразования, 2- зона образования нефти и газа, 3 - зона газообразования, 4 - преимущественно песчанистые толщи, 5 - преимущественно глинистые толщи.

радомской пачки масштабы генерации нефти ниже и составляют 30 тыс. т/км², породы радомской пачки на настоящее время находятся в ГЗН.

Проведенные исследования показали, что в разрезе скважины основной объем генерации УВ принадлежит тогурской свите, основной объем генерации жидких УВ приходился на поздне меловое время. Современные температуры достаточно высокие (порядка 150⁰С). По значениям глубины залегания и температур комплекса в настоящее время геттанг-ааленские отложения, вскрытые скважиной Толпаровская №2, начали выходить из ГЗН.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Томской области, проект 19-45-700009 p_a.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович В.А. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев, О.А. Локтионова // Геология нефти и газа. – 2018. - №6. – С. 41 – 56.
2. Костырева Е.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс]. / Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2014. – Т.9. – №1. – 25 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_20014.
3. Vandenbrouke M. Kerogen: from Types to Models of Chemical Structure / M. Vandenbrouke // Oil & Gas Science and Technology. – Rev. IFP. – 2003. – V. 58. - № 2. – P. 243-269.

Таблица 1 – Глубина залегания кровли и литологический состав стратиграфических комплексов (свит, подсвит) в скважине Толпаровская № 2

Комплексы	Свиты	абс. возраст подошвы	отметка подошвы	Толщина, м				Толщина, %		
				глины и аргиллиты	песчаники и алевролиты	угли	обшая	глины	песчаники	угли
Кайнозойский	-	65.5	250	НД	НД	НД		НД	НД	НД
Кампаниан - кайнозойский	славгородская, ганькинская	83.6	630	180	200	0	380	47.4	52.6	0.0
Коньяк-сантонский	ипатовская	89.8	820	52	138	0	190	27.4	72.6	0.0
Туронский	кузнецовская	93.9	835	9	6	0	15	60.0	40.0	0.0
Средний апт - сеноманский	покурская	120	1550	240	475	0	715	33.6	66.4	0.0
Баррем - нижнеаптский	алымская	130	1667	54.2	62.8	0	117	46.3	53.7	0.0
Верхнеготеривский	вартовская	135.2	2277	77.6	532.4	0	610	12.7	87.3	0.0
Нижний валанжин - нижнеготеривский	тарская	140	2343	41	25	0	66	62.1	37.9	0.0
Верхний берриас-нижневаланжинский	куломзинская	143	2619	226	50	0	276	81.9	18.1	0.0
Нижний титон - нижеберриаский	баженовская	157.3	2636	17	0	0	17	100.0	0.0	0.0
Верхний оксфорд - нижнетитонский	георгиевская	160.7	2643	7	0	0	7	100.0	0.0	0.0
Верхний бат- верхнеоксфордский	наунакская	166.1	2698	0	41	14	55	0.0	74.5	25.5
Верхний аален – верхнебатский	средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты	170.3	2828	25	75	30	130	19.2	57.7	23.1
Ааленский	нижнетюменская подсвита	172	3028	30	144	26	200	15.0	72.0	13.0
Тоар-нижнеааленский	радомская пачка	174.1	3037	9	0	0	9	100	0	0
	нижнесалатская подсвита	173.8	3077	8	32	0	40	20.0	80.0	0.0
Нижнетоарский	тогурская	182.7	3110	33	0	0	33	100.0	0.0	0.0
Геттанг- плинсбахский	урманская	201.3	3150	18	17	5	40	45.0	42.5	12.5
Домезозойское основание	-	-		-	-	-	-	-	-	-

УДК 550.8.052:551.86

**ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА
ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Санькова Наталья Владимировна

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, заместитель начальника отдела геологического моделирования Инженерно-технического центра, n.sankova@ggr.gazprom.ru

Дорошенко Алексей Александрович

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, заместитель начальника Инженерно-технического центра по моделированию, aleksey.doroshenko@ggr.gazprom.ru

Романов Александр Валерьевич

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, начальник отдела геологического моделирования Инженерно-технического центра, a.romanov@ggr.gazprom.ru

Мазуркевич Варвара Владимировна

ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, ведущий геолог отдела подсчета запасов Инженерно-технического центра, v.mazurkevich@ggr.gazprom.ru

В настоящей работе представлен опыт использования литолого-фациального анализа при подсчете запасов углеводородов на примере отложений континентального, прибрежно-морского и морского генезиса месторождений севера Западной Сибири.

Ключевые слова: литолого-фациальный анализ, фации, подсчет запасов, керн, корреляция разрезов скважин, условия осадконакопления.

**THE POSSIBILITY OF USING LITHOFACIES ANALYSIS IN THE RESERVE
ESTIMATION ON THE EXAMPLE OF FIELDS IN THE NORTH OF WEST SIBERIA**

Sankova Natalia

LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, Deputy Head of geological modeling Department of Engineering and technical center, n.sankova@ggr.gazprom.ru

Doroshenko Alexey

LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, Deputy Head of Engineering and technical center, aleksey.doroshenko@ggr.gazprom.ru

Romanov Alexander

LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, Head of geological modeling Department of Engineering and technical center, a.romanov@ggr.gazprom.ru

Mazurkevich Varvara

LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, senior geologist of reserve estimation Department of Engineering and technical center, v.mazurkevich@ggr.gazprom.ru

The article presents the experience of using lithofacies analysis in the estimation of hydrocarbon reserves on the example of deposits of continental, coastal-marine and marine genesis of fields in the North of Western Siberia.

Keywords: lithofacies analysis, facies, reserve estimation, core, correlation of well sections, sedimentation conditions.

В условиях высокой степени выработанности запасов газа и газового конденсата в залежах на крупных и гигантских месторождениях севера Западной Сибири возникает необходимость вовлечения в поисково-разведочный процесс новых объектов, характеризующихся сложным геологическим строением с высокой литолого-фациальной изменчивостью. Эффективность поисков, разведки и подсчета запасов углеводородов (УВ) определяется достоверностью и качеством геологических моделей. В работах [3, 5] показано, что распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и эффективных толщин коллекторов тесно связано с фациальной принадлежностью пластов, в связи с этим при подсчете запасов УВ сложнопостроенных объектов, например, залежей, приуроченных к аллювиальным отложениям, рекомендуется использование при геометризации залежей данных об условиях осадконакопления [4].

Кроме того, согласно п. 59 Методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [1] подсчет традиционных геологических запасов нефти и газа объемным методом осуществляется с использованием трехмерных геологических моделей, а одним из этапов геологического моделирования является построение литолого-фациальной модели (рис. 1). Здесь следует отметить, что существует три уровня ее детализации: литологическая модель (воспроизводится распределение ограниченного числа литотипов, в основном коллектор-неколлектор, без учета фациальной принадлежности), фациальная модель (в модели отображаются отдельные осадочные тела, характеристики которых определяются их фациальной принадлежностью) и литолого-фациальная модель (в модели, наряду с фациальной зональностью, прогнозируется распространение литотипов).

Однако, как показывает опыт, создание детальных литолого-фациальных моделей требует проведения комплексных литологических исследований, для которых необходимым условием является наличие значительного количества кернового материала, поскольку при ограниченном количестве керна эти методы теряют свои возможности и оказываются малоэффективными, что зачастую наблюдается на разведываемых месторождениях севера Западной Сибири, где вынос керна из продуктивных отложений не превышает 20 %. Кроме того, для определения границ распространения фациальных зон необходимо наличие качественного сейсмического материала, который бы позволил выявить не только направление (например, палеорусел) и возможные размеры фаций, но и проследить их контуры. В настоящее время указанные выше ограничения способствуют тому, что литолого-фациальный анализ используется в основном для определения принципов корреляции пластов и стратиграфических горизонтов и прослеживания их распространения по площади (этап 3 на рис. 1). В этом случае при создании трехмерных геологических моделей ограничиваются построением литологической модели с распределением двух литотипов: коллектор – неколлектор.

Кроме указанных выше способов применения, возможно косвенное использование литолого-фациального анализа при оценке геолого-промысловых параметров залежей углеводородов, разведываемых на морских шельфах [2]. Так, при расчете потенциально возможных значений дебита газа для пластов при недостаточном количестве замеров может осуществляться совместное использование точек или интервалов исследований нескольких продуктивных пластов, характеризующихся схожими ФЕС и типом морфологии разреза. Объединение пластов в группу может осуществляться с помощью литолого-фациального анализа, поскольку отложения,

сформировавшиеся в сходных условиях, как правило имеют близкие ФЕС, коэффициенты песчаности и расчлененности и т.п.

Применение литолого-фациального анализа также возможно при выработке методических подходов по обоснованию зон развития коллекторов с улучшенными ФЕС и поиск причин различия промысловых характеристик пород-коллекторов, слагающих сложнопостроенные объекты, например, пласты ачимовской толщи [3].

Вывод:

Ограниченное количество кернового материала, низкое или удовлетворительное качество сейсмических данных, имеющихся на большинстве месторождений севера Западной Сибири, накладывают ряд ограничений на использование литолого-фациального анализа при подсчете запасов, однако возможно его применение на качественном уровне при корреляции разрезов скважин, создании концептуальной модели, обосновании зон развития коллекторов, или при расчете потенциально возможных значений дебита газа для пластов на месторождениях, разведываемых на морских шельфах.

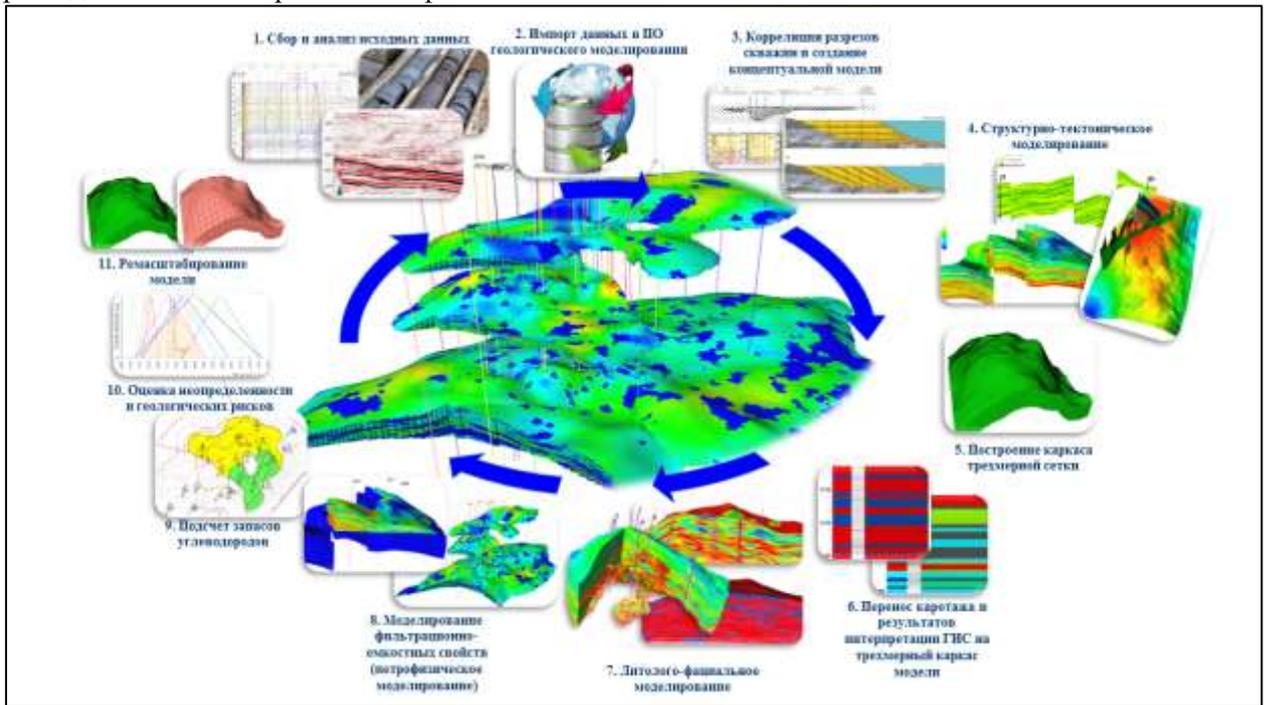


Рисунок 1 – Этапы геологического моделирования

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН, 2016. – 320 с.
2. Мазуркевич В.В. Литолого-фациальная характеристика отложений апт-альб-сеноманского возраста Ленинградского месторождения / В.В. Мазуркевич, Н.В. Санькова, А.А. Дорошенко, А.В. Романов // Проблемы развития газовой промышленности: сборник тезисов докладов XX науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов / ООО «Газпром проектирование»; гл. ред. д-р техн. наук В.Н. Маслов. – Тюмень, 2018. – С. 51-52.
3. Санькова Н.В. Литолого-фациальное моделирование ачимовских отложений. / Н.В. Санькова, А.А. Дорошенко, В.В. Мазуркевич, Ю.А. Загоровский // Проблемы развития газовой промышленности: сборник тезисов докладов XX науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов / ООО «Газпром проектирование»; гл. ред. д-р техн. наук В.Н. Маслов. – Тюмень, 2018. – С. 81-82.
4. Санькова Н.В. Методика цифрового геологического моделирования залежей углеводородов в

- аллювиальных отложениях на примере пластов танопчинской свиты северных районов Ямальской нефтегазоносной области. / Н.В. Санькова, А.В. Романов, В.В. Мазуркевич // НТС «Вести газовой науки». - 2018. - № 3(35). - С.327-334.
5. Санькова Н.В. Применение фациального анализа для решения задач геологоразведки и подсчета запасов на примере месторождений северной части полуострова Ямал. / Н.В. Санькова, В.В. Мазуркевич, А.В. Романов // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы II Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции. Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, Россия. 31 июля - 7 августа 2014 г. / Новосиб. гос. ун-т.; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Новосибирск: РИЦ НГУ, 2014. – С. 124-126

УДК: 551.8

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПЛАСТА ЮС₂ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Соколов Артем Дмитриевич

Филиал ООО ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень, Россия, ведущий геофизик, SokolovAD@tmn.lukoil.com

В работе представлены результаты исследований фациальной природы отложений пласта ЮС₂ на Тевлинско-Русскинском месторождении. Описана полифациальная природа строения исследуемого пласта с распространением отложений континентального, переходного и мелководно-морского генезиса, для каждого из которых сформированы концептуальные схемы фациального районирования. Приведено сопоставление результатов интерпретации сейсмических данных и электрокаротажных диаграмм. Представлены интерпретационные подходы, позволившие получить данные результаты.

Ключевые слова: нефть, тюменская свита, фации, керн, сейсморазведка.

THE LITHOFACIES MODEL OF YUS₂ FORMATION STRUCTURE OF TEVLINSKY-RUSSKINSKY FIELD

Sokolov Artem

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia, leading geophysist, SokolovAD@tmn.lukoil.com

The article provides facies nature analysis of YuS₂ formation of Tevlinsky-Russkinsky field. Poly-facies formation nature which spread of sediments of continental, transitional and marine genesis is described. Conceptual schemes of facial zoning were formed for each of sediment types. A seismic data and electric logs interpretation results collation is provided. Interpretational approaches are presented, which allowed to obtain these results.

Keywords: oil; Tyumen suite; facies; core; seismic exploration.

В статье проводится детальный анализ литолого-фациального строения пласта ЮС₂ Тевлинско-Русскинского месторождения: деление пласта на три генетически разнородных зональных интервала, составление для каждого интервала площадных фациальных схем, а также сопоставление результатов интерпретации площадной и скважинной геофизики.

В настоящей работе использовался объединённый сейсмический куб 3D площадью 1922 км², материалы ГИС по 665 скважинам поискового и эксплуатационного бурения, а также региональные фациальные схемы изучаемой территории [1]. Составлены детальные седиментационные колонки по 17 поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам, охарактеризованным керновым материалом. В интервале пласта ЮС₂ выделены литофации и литофациальные последовательности, сформированные в морской, переходной (дельтовой) и континентальной обстановках осадконакопления (рис. 1).

В результате проведённого исследования сделан вывод, что на изучаемой территории пласт ЮС₂ имеет полифациальную природу с распространением отложений континентального, переходного и морского генезисов, для каждого из которых с учётом бурения и сейсморазведочных работ (СРР) сформированы концептуальные схемы фациального районирования, а выделяемые русловые направления проранжированы по степени подтверждаемости (рис. 2).

Материалы, вошедшие в статью, являются частью рабочего проекта, выполняемого в соответствии со стандартными методическими рекомендациями [2, 3]. Результаты исследования можно использовать для экстраполяции полученных представлений на соседние территории, геометризации залежей углеводородов, планирования дальнейшего размещения эксплуатационного бурения и поиска литологических ловушек углеводородов.

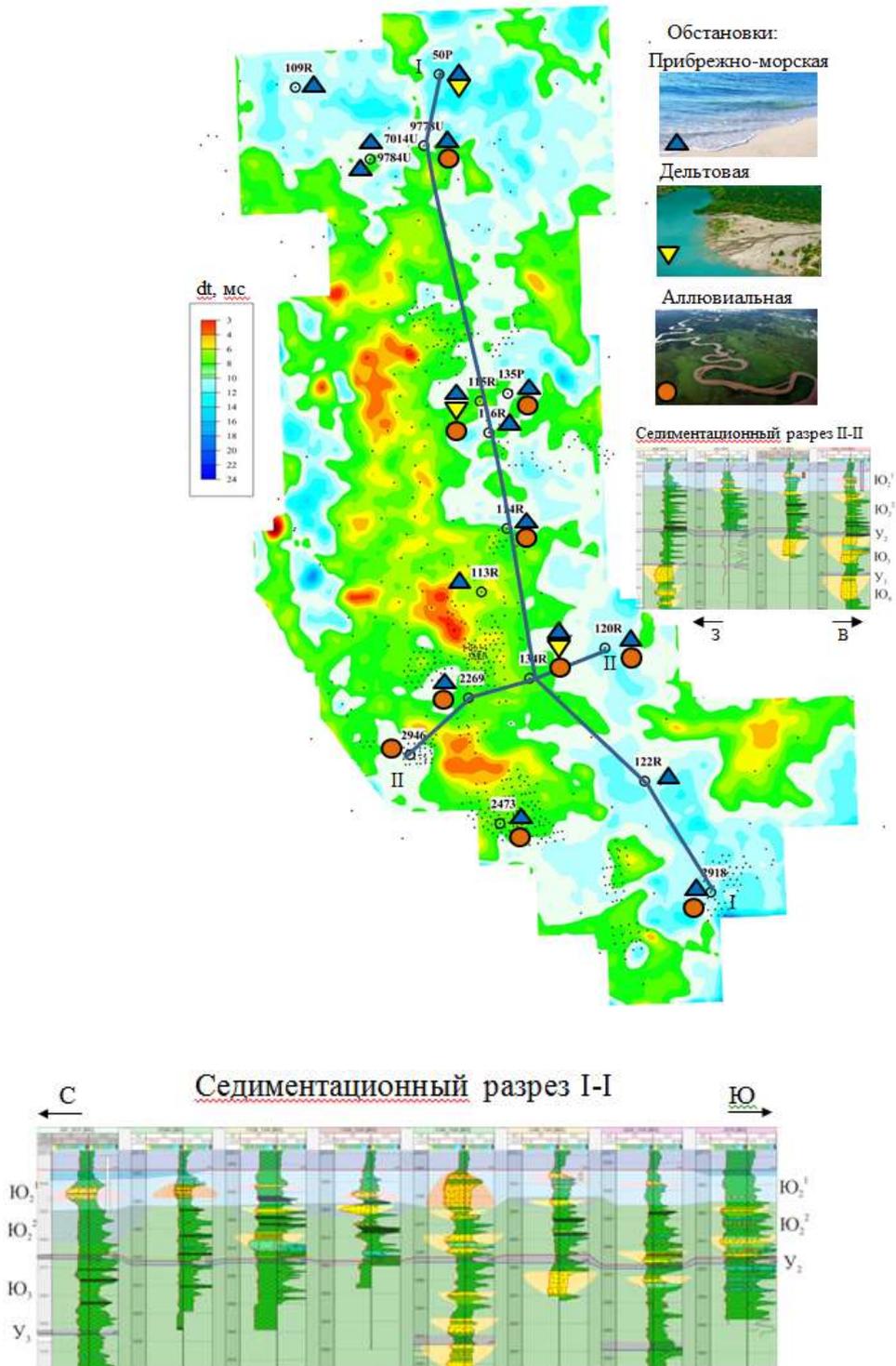


Рисунок 1 - Схема изохор между ОГ Т (ЮС₂) и ОГ Т (ЮС₃) с вынесением данных отбора керн и выделением обстановок осадконакопления на изучаемой территории

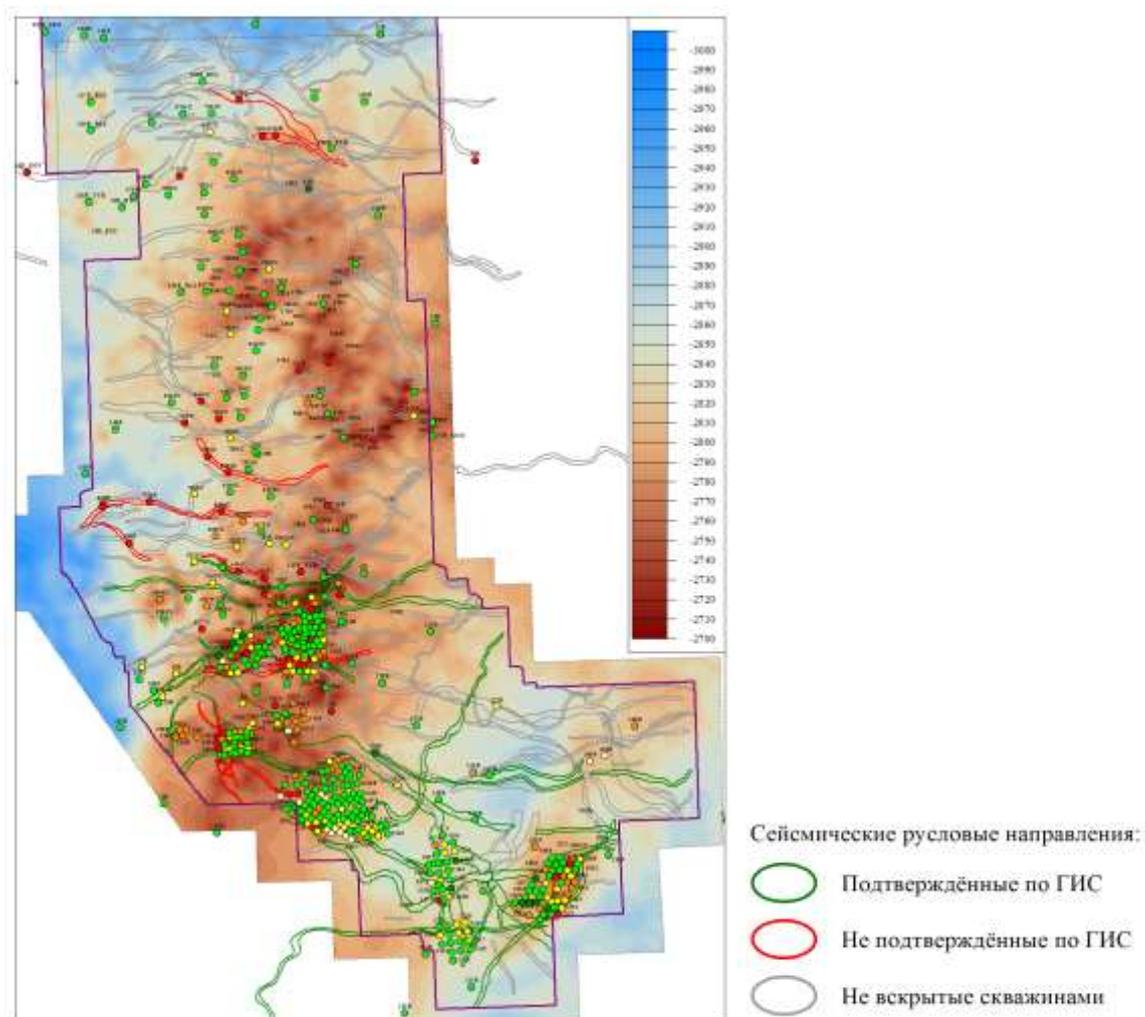


Рисунок 2 - Схема ранжирования русловых направлений и скважин по степени подтверждаемости

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Атлас литолого-палеогеографических карт Юрского и Мелового периодов Западно-Сибирской равнины. Масштаб 1:5000000 / под ред. И.И. Нестерова – Тюмень: Главтюменьгеология, ЗапСибНИГНИ, 1976.
2. Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения в Главтюменьгеологии. – 1984.
3. Левянт В.Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский [и др.]. – М., 2006. – 39 с.

УДК 553.98

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сурикова Екатерина Сергеевна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, научный сотрудник, SurikovaES@ipgg.sbras.ru*

Федорович Марина Олеговна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, научный сотрудник, ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru*

Настоящая работа посвящена изучению геологического строения, тектоники и нефтегазоносности Геофизического месторождения. Исследования проводились на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения. В процессе работы восстановлена история тектонического развития месторождения, оценено влияние тектонических процессов на формирование антиклинальной ловушки, установлена взаимосвязь тектонических процессов с нефтегазоносностью, показана модель формирования крупной антиклинальной структуры Геофизического мезовала.

Ключевые слова: Западная Сибирь, углеводороды, месторождения нефти, сейсморазведка, сейсмогеологическое моделирование, залежь, ловушка.

SEISMOGEOLOGICAL MODEL OF GEOPHYSICAL FIELD

Surikova Ekaterina S.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, senior researcher,
SurikovaES@ipgg.sbras.ru*

Fedorovich Marina O.

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, senior researcher,
ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru*

The present work is devoted to the study of the geological structure, tectonics, and oil and gas potential of the Geophysical field. The study was conducted on the basis of a comprehensive interpretation of seismic data, well logging and deep drilling. In the process, the history of tectonic development was restored, the influence of tectonic processes on the formation of an anticlinal trap was evaluated, the relationship of tectonic processes with oil and gas potential was established, and a model for the formation of a large anticlinal structure of the Geophysical positive tectonic structure was shown.

Key words: Western Siberia, hydrocarbons, oil fields, seismic exploration, seismic-geological modeling, reservoir, trap.

Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение было открыто 1 августа 1975 г. поисковой скважиной №41 Надымской нефтеразведочной экспедицией. Во второй половине 80-х годов началась пробная эксплуатация с суммарной добычей менее 100 млн. м³ газа, из которой больше половины было добыто в первый год (1985 г). В 1991 году добыча была прекращена. В сентябре 2011 года компанией НОВАТЭК на освоение данного месторождения была приобретена лицензия, действующая до 2041 года. На месторождении выявлено 17 залежей - 11 газовых, 3

газоконденсатных и 3 нефтяных в отложениях от сеноманских до среднеюрских включительно. Основная газовая залежь приурочена к песчаному пласту ПК₁ маррессалинской свиты [7].

Геофизическое месторождение в административном отношении находится на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В тектоническом плане оно приурочено к восточной части одноименного мезовала - положительной структуре второго порядка, западная часть месторождения простирается в Обскую губу [1, 4]. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции месторождение расположено в центральной части Напалковского нефтегазоносного района Гыданской нефтегазоносной области.

В рамках исследований была проведена интерпретация сейсмического куба, осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов (Б, М, Г, С), построен набор структурных карт и карт изопахит сеймокомплексов, которые вместе с временными сейсмическими разрезами и палеоразрезами послужили основой для структурно-тектонического анализа и изучения истории формирования Геофизического месторождения. По картам мгновенных амплитуд показана возможность прогноза потенциально перспективных зон скопления углеводородов.

Отражающие сейсмические горизонты и сеймокомплексы.

Разрез мезозойско-кайнозойских отложений на месторождении вскрыт на глубину 3426 м в скважине №55, расположенной в купольной части структуры. Самые древние вскрытые отложения – среднеюрские. В этом интервале авторами выделено 4 основных отражающих горизонта (ОГ) [3, 5]. Корреляция всех горизонтов проводилась исключительно в ручном режиме.

ОГ Кт - кровля китербютской свиты (нижняя юра, тоар) [6, 8].

ОГ Б (волжский ярус), формирующийся на кровле пачки глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты и ее аналогов (на полуострове Гыданский распространена гольчихинская свита), является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в Западной Сибири [6, 8]. Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надежно прослеживается по временным сейсмическим разрезам, благодаря тому, что отложения обладают аномальными акустическими свойствами (аномально низкие скорости распространения продольных волн относительно вмещающих пород), имеют выдержанную мощность и значительное распространение на территории Западно-Сибирской низменности.

ОГ М (нижний мел, апт) приурочен к глинистой нейтинской пачке таноппинской свиты раннеаптского возраста. Отражающий горизонт является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов – его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета [2].

ОГ Г (верхний мел, турон) формируется на глинистой пачке кузнецовской свиты туронского возраста. Горизонт устойчив, обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам.

В кровле нижней подсвиты березовской свиты распространена глинистая хэяхинская пачка, к которой приурочен сейсмогоризонт С (верхний мел, сантон).

Данные сейсмические реперы в кровле и подошве ограничивают сейсмогеологические комплексы - интервалы временных разрезов, отображающие толщину пород, характеризующиеся однотипными условиями осадконакопления. Характер распределения толщин комплексов по площади позволяет при наличии дополнительной геологической информации восстанавливать историю тектонического развития и условия осадконакопления, а также осуществлять прогноз зон, перспективных для формирования ловушек углеводородов различного возраста.

Юрский сейсмогеологический комплекс контролируется ОГ Б в кровле и Кт в подошве.

Неокомский сейсмогеологический комплекс ограничен на временных разрезах ОГ Б в подошве и ОГ М – в кровле. Нижняя часть неокомского комплекса пород имеет ярко выраженное клиноформное строение, верхняя характеризуется переменным амплитудным субпараллельным рисунком сейсмической записи.

Апт-сеноманский сейсмогеологический комплекс контролируется ОГ М в подошве, Г – в кровле.

Турон-сантонский сейсмогеологический комплекс в подошве контролируется ОГ Г, в кровле – ОГ С.

Кайнозойский сейсмогеологический комплекс в подошве контролируется ОГ С, в кровле – нулевой абсолютной отметкой.

Структурная характеристика.

К сожалению, сейсмический куб покрывает не полностью Геофизический мезовал, а только его восточную часть, что не позволяет точно оконтурить структуру и отдельные поднятия в его пределах.

В структурном плане по кровле юрского комплекса (ОГ Б) перепад высот рельефа превышает 500 м, наиболее контрастны две положительные вытянутые в субмеридиональном направлении структуры (рис. 1-А). Первая расположена в западной части куба, оконтуривается изолинией с абсолютной отметкой -3226 м, имеет амплитуду 182 м, вдоль восточного борта структуры проходит разлом, в пределах структуры пробурены скважины №41, 42, 43, 46, 59, четыре из которых продуктивны по результатам испытаний, одна - аварийная. На северо-восточном склоне этой структуры можно оконтурить небольшое по площади и амплитуде куполовидное поднятие, в пределах которого пробурены скважины №44, 53, 54, в первой по испытаниям пленка нефти и вода, вторая - ликвидирована без испытаний, в третьей – вода, что говорит о наличии коллектора и, возможно, целесообразном повторном опробовании. Вторая структура расположена в центре сейсмического куба, оконтуривается изогипсой с абсолютной отметкой -3255 м, имеет амплитуду порядка 100 м, вдоль западного борта структуры проходят несколько крупных разломов субмеридионального направления, в пределах структуры пробурена скважина №55, данных по испытаниям юрского комплекса у авторов отсутствуют. Оба поднятия объединяются по общей изолинии. Рельеф поверхности по ОГ Б интенсивно разбит разломами субмеридионального и направления с северо-запада на юго-восток, между двумя положительными структурами по картам градиентов и уступов фиксируется целая серия протяженных разломов, затухающих вверх по разрезу.

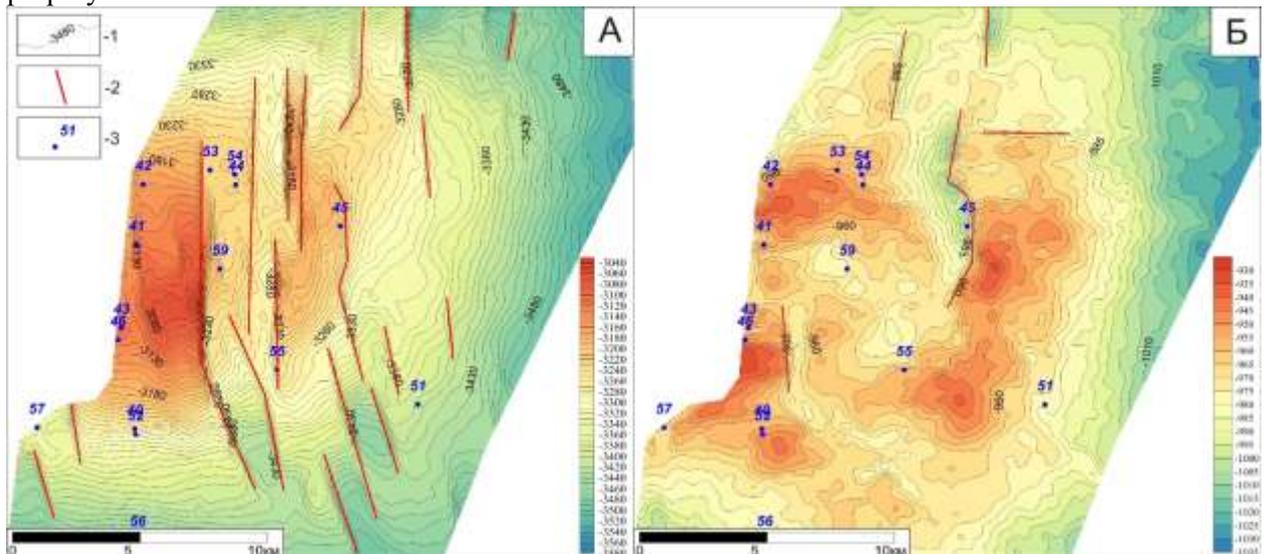


Рисунок 1 – Структурные карты по ОГ Б (А), Г (Б)

Условные обозначения: 1- изолинии, 2- разломы, 3- скважины.

Рельеф нейтинской пачки танопчинской свиты (ОГ М) во многом схож с рельефом кровли юры, но меняется структура двух поднятий, зона разломов между поднятиями нивелируется. Первое поднятие имеет причудливую форму, оконтуривается по изолинии с абсолютной отметкой -1710 м, имеет амплитуду 94 м, по восточному борту купола – разлом, в пределы структуры попадают скважины № 41, 42, 43, 46, 59, продуктивность которых подтверждена испытаниями. Второе поднятие почти вдвое сокращается по площади, становится еще более линейным, оконтуривается по изолинии -1710 м, имеет амплитуду 30 м, по западному борту фиксируется протяженный разлом, скважина №45 расположена в купольной части, по испытаниям получена вода. К северу от выделенных поднятий можно оконтурить еще три небольшие по площади и амплитуде купола

изометричной формы, два из них частично контролируются разломами, а в пределах наиболее крупного третьего купола пробурена скважина №54, которая не испытана на пласты группы ТП. Перепад высот рельефа составляет 260 м.

В структурном плане кровли маррессалинской свиты (подошва кузнецовской свиты, ОГ Г) второе поднятие значительно увеличивается по площади и разрастается на восток по сравнению с нижезалегающим горизонтом, оконтуривающая излияния -963 м, амплитуда 30 м, в пределах поднятия выделяется 5 куполов с амплитудами от 2 до 17 м. Второе поднятие за счет прогиба в центральной части района разделилось на два купола: в пределах северного расположены скважины № 41, 42, 44, 53, 54, в трех из которых по испытаниям получен газ, одна ликвидирована, в одной – не проводились испытания данного интервала; в пределах второго – 40, 43, 46, 52, по испытаниям в одной скважине получен газ, три – не испытывались (рис. 1 - А).

Рельеф горизонта С повторяет рельеф горизонта Г, но еще более сnivelирован, перепад высот составляет 85 м, а контуры структур практически не меняются.

В результате структурного анализа можно сделать вывод о том, что месторождение имеет сложную структуру с обилием разрывных нарушений, рельефы горизонтов Г и С очень схожи, и значительно отличаются от М и Б; вверх по разрезу наблюдается нивелирование рельефа и осложнение его положительными замкнутыми структурами более высоких порядков.

Анализ истории тектонического развития показал, что наиболее интенсивно процессы структурообразования протекали в юре, раннем мелу и кайнозое, причем именно в кайнозое по всем ОГ оформились наблюдаемые в настоящее время положительные структуры-ловушки. Большинство разрывных нарушений затухает в нижнемеловых отложениях, при этом отмечается большое количество субмеридиональных разломов, которые влияют (служат экранами или проводящими каналами углеводородов) на залежи в пластах групп Ю и ТП. Выделено три разлома, которые секут практически весь осадочный чехол.

Сейсмический куб, который использовался в данной работе, достаточно хорошего качества, что позволило авторам проанализировать динамические параметры сейсмической записи и выделить ряд сейсмогеологических критериев: для оконтуривания газовых шапок в пласте ПК₁, ТП₁₋₅.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00492.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Беляев С.Ю. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / С.Ю. Беляев, А.Э.Конторович, В.О.Красавчиков, В.А. Конторович, А.И. Супруненко // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - № 11-12. - С. 1832 - 1845.
2. Гришкевич В. Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа: автореф. дис. док-ра геол.-минерал. наук / В. Ф. Гришкевич – Тюмень, 2005. – 46 с.
3. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В. А. Конторович // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 4. - С. 461 - 474
4. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. - 253 с.
5. Конторович В.А. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря) [Электронный ресурс] / В.А. Конторович, Д.В. Аюнова, С.М. Гусева, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.С. Канаков, М.В. Соловьев, Е.С. Сурикова, Т.Н. Торопова // Геофизические технологии. – 2018. – № 4. – С. 10-26. Режим доступа: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/rjgt-2018-4-10->

[26.pdf?action=download](#)

6. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМ, 2004. - 114 с.
7. Скоробогатов В. А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 261 с.
8. Шурыгин, Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов и др. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. - 480 с.

УДК 553.98

ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ, ВКЛЮЧАЮЩЕЙ ЧКАЛОВСКОЕ, ТРАССОВОЕ И ЛОКАЛЬНЫЕ ПОДНЯТИЯ

Татевосян Левон Суменович

Новосибирский государственный университет, кафедра геологии месторождений нефти и газа

Настоящая работа посвящена построению геологической модели Чкаловского нефтегазоконденсатного месторождения, территорий, включающих трассовое куполовидное поднятие и Передовое локальное поднятие на основе данных глубокого бурения и сейсморазведки, а также анализу палеотектонических условий их формирования

Ключевые слова: васюганская свита, Чкаловское месторождение, пласт Ю₁¹, горизонт Ю₁, келловей-волжские отложения

SEISMIC GEOLOGICAL MODEL AND PALEOTECTONIC RECONSTRUCTION OF THE AREA, INCLUDING CHKALOV, TRASSOVOYE AND PEREDOVOE UPLIFTS

Tatevosyan Levon Surenovich

Novosibirsk State University, Department of Geology of Oil and Gas Fields

The present work is devoted to the construction of a geological model of the Chkalovskoye oil and gas condensate field and the area including Trassovoye and Peredovoye uplifts based on deep drilling and seismic exploration data, as well as an analysis of paleotectonic formation conditions.

Key words: Vasyugan Formation, Chkalovskoye field, layer Ю₁¹, horizon Ю₁, Callovian-Volga deposits

В данной работе в качестве исследуемых объектов рассмотрены три месторождения юго-востока Западной Сибири - Чкаловское нефтегазоконденсатное месторождение, месторождение имени П. Мангазеева, расположенное в пределах Передовой площади и Северо-Трассовое месторождение.

В административном отношении территория исследований, включающая вышеперечисленные месторождения, расположена в Александровском районе, на северо-западе Томской области и входит в состав Чкаловского лицензионного участка.

В тектоническом плане Чкаловское и Северо-Трассовое месторождения приурочены к одноименным локальным поднятиям, месторождение имени П. Мангазеева - к Передовому локальному поднятию. В отношении нефтегазоносности исследуемая территория расположена на севере Средневасюганского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. На данной территории залежи сконцентрированы, по большей части, в келловей-волжских отложениях, а именно в отложениях горизонта Ю₁ васюганской свиты [2, 3].

Литолого-стратиграфическая характеристика келловей-волжских отложений

Отложения келловей-волжского комплекса, с которыми связаны основные перспективы нефтегазоносности на данной территории, представлены васюганской (и ее латеральным аналогом - наунакской), георгиевской и баженовской свитами. Особенностью здесь является то, что территория района исследований относится к переходной области седиментации. Формирование данных отложений происходило в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях [1]. В следствии этого на данной территории наблюдается неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, а также изменчивость отложений по латерали.

Структурная характеристика района и анализ истории тектонического развития

В настоящей работе выполнено построение набора структурных карт по основным отражающим горизонтам и карт изопахит основных сейсмогеологических мегакомплексов:

волжско-аптского, апт-туронского, коньяк-датского и палеоген-четвертичного (рис. 1), также построен набор палеоразрезов через исследуемые площади.

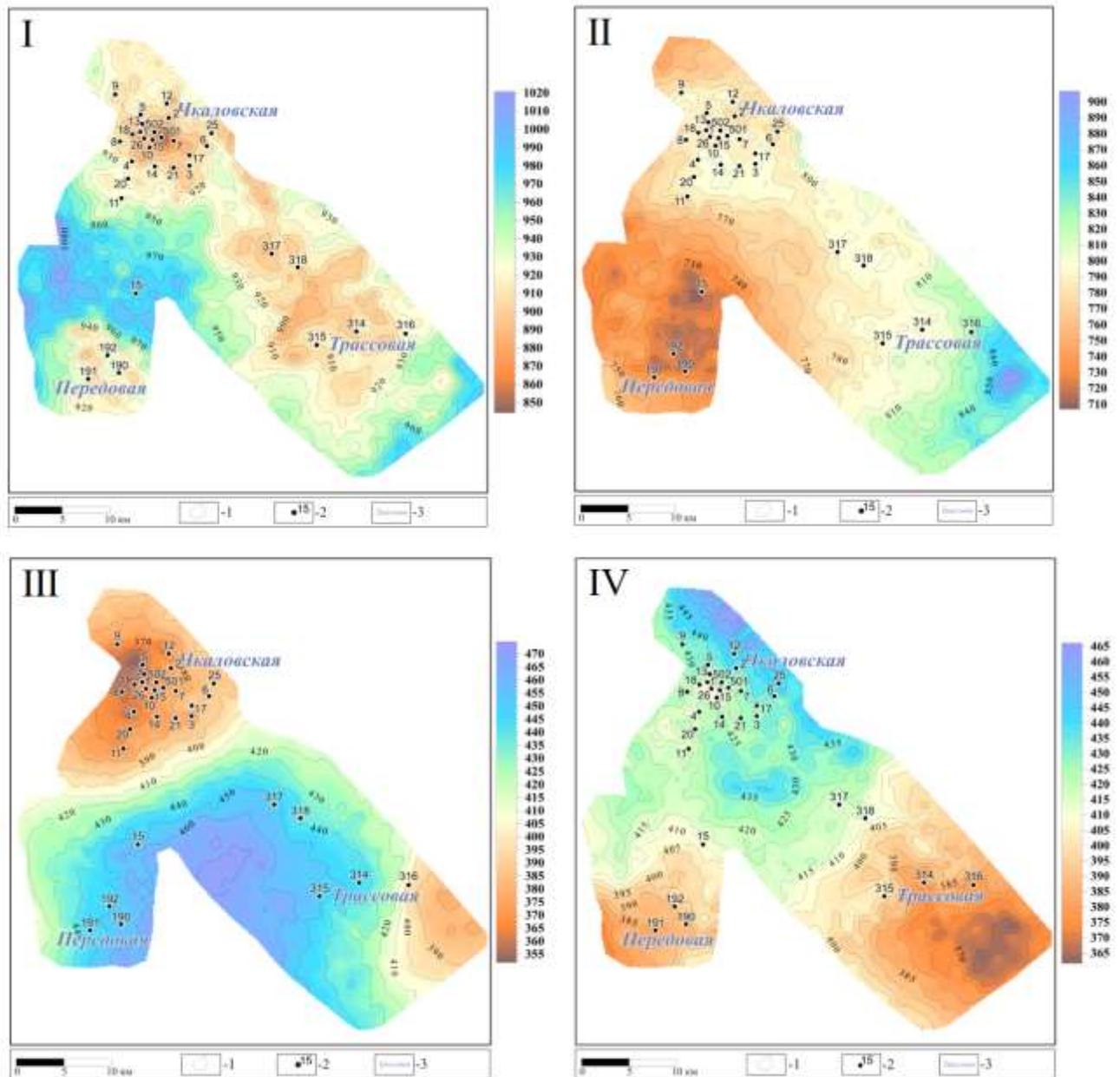


Рисунок 1 - Набор карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов: I - карта изопахит волжско-аптских отложений, II - карта изопахит апт-туронских отложений, III - карта изопахит коньяк-датских отложений, IV - карта изопахит палеоген-четвертичных отложений

Условные обозначения: 1 – изопахиты отложений; 2 – номера скважин; 3 – названия площадей

Из анализа построенных карт и палеоразрезов видно, что на территории Чкаловской, Трассовой и Передовой площадей в структурном плане отражающего горизонта Π^a выделяются замкнутые положительные структуры, являющиеся ловушками для углеводородов. Наиболее важным этапом развития является волжско-аптский, поскольку уже на данном этапе в значительной мере были сформированы структуры, являющиеся ловушками для верхнеюрских залежей углеводородов. При этом, если на Передовой площади дальнейшие тектонические процессы существенно не повлияли на сформированную в волжско-аптский этап развития структуру, то

формирование ловушек на Трассовой и Чкаловской площади завершилось лишь в палеоген-четвертичное время.

Таким образом, на Передовой площади ловушка, вероятно, была сформирована задолго до заполнения углеводородами, а на Чкаловской и Трассовой площадях формирование ловушек и их заполнение совпали по времени.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Белозеров В. Б. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты / В. Б. Белозеров, Н. А. Брылина, Е. Е. Даненберг // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. - С. 75-82.
2. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
3. Шурыгин Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятое и др. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2000. - 480 с.

УДК 550.8

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (1D И 2D) НА ЭТАПЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Тригуб Алексей Викторович

Федеральное автономное учреждение “Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики” (ФАН «ЗапСибНИИГГ»), г.Тюмень, Россия, начальник отдела геологии нефти и газа, TrigubAV@zsniiigg.ru

Важенина Ольга Александровна

Федеральное автономное учреждение “Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики” (ФАН «ЗапСибНИИГГ»), г.Тюмень, Россия, к.г.-м.н. начальник отдела региональной геологии, VazheninaOA@zsniiigg.ru

Настоящая работа посвящена анализу применения технологии моделирования углеводородных систем (1D и 2D) на этапе региональных поисково-разведочных работ с целью выработки методики и последовательности решения задач, с которыми сталкивается геолог во время создания бассейновой модели, а также для определения роли бассейнового моделирования в рамках традиционных проектов по ГРП.

Ключевые слова: моделирование углеводородных систем, бассейновое моделирование, геологоразведочные работы.

APPLICATION OF TECHNOLOGY OF BASIN MODELING (1D AND 2D) AT THE STAGE OF REGIONAL SEARCHING AND EXPLORATION WORKS

Trigub Aleksei Viktorovich

Federal Autonomous Institution “West Siberian Research Institute geology and geophysics” (ZSNIIGG), Tyumen, Russia, Head of Department oil and gas geology, TrigubAV@zsniiigg.ru

Vazhenina Olga Alexandrovna

Federal Autonomous Institution “West Siberian Research Institute geology and geophysics” (ZSNIIGG), Tyumen, Russia, PhD, Head of Department regional geology, VazheninaOA@zsniiigg.ru

This paper is devoted to analyzing the use of modeling technology for hydrocarbon systems (1D and 2D) at the stage of regional searching and exploration in order to develop a methodology and sequence for solving problems that a geologist encounters while creating a basin model, as well as to determine the role of basin modeling within exploration works.

Keywords: modeling of hydrocarbon systems, basin modeling, exploration.

На сегодняшний день одним из наиболее эффективных инструментов для уменьшения геологических рисков и выявления перспективных объектов на различных стадиях поисково-разведочных работ служит бассейновое моделирование. Технология моделирования нефтегазоносных систем давно и широко используется за рубежом, стоит отметить, что как отдельный предмет анализ и моделирование бассейнов [1] обособилось из учения об осадочных и нефтегазоносных бассейнах (И. О. Брод, И. В. Высоцкий, В. Е. Хаин) и органической геохимии (Б. Тиссо, Д. Вельте) вследствие глобального увеличения расчетно-вычислительных мощностей, а также развития компьютерных технологий на рубеже 80х-90х годов XX века.

Наиболее ярким примером внедрения бассейнового моделирования (БМ) в проекты по геологоразведке является опыт бразильской нефтегазовой компании Petrobras (рис. 1), которая за 30 лет работы перешла от традиционных методов поиска УВ к использованию бассейнового моделирования как при прогнозе перспективных зон, так и при проектировании поисково-разведочных скважин [2].



Рисунок 1 – Зарубежный опыт применения бассейнового моделирования на примере бразильской нефтегазовой компании Petrobras

В ходе работ по созданию модели бассейна решаются как прикладные, так и научные задачи по получению новой информации о строении недр, выделению очагов генерации углеводородов, зон дренирования/ путей миграции флюида.

На данный момент в различных компаниях используются различные подходы к процессу моделирования. В данной работе обобщены и систематизированы основные этапы бассейнового моделирования, основываясь на опыте применения бассейнового моделирования в рамках тематических региональных и зональных работ по ГРП на территории ЗС НГП.

Существует три типа моделей 1D, 2D, 3D, каждая из них решает определенный круг поставленных задач. Так 1D модели малоэффективны при изучении их отдельно от 2D и 3D, они необходимы на начальной стадии исследования региона с целью экспресс-анализа качественных характеристик наиболее представительных скважин для какой-либо крупной зоны (тектонической, либо разделенной по иным критериям) для обоснования региональных закономерностей (multi 1D): петрофизических, термобарических и прочих. После чего на основании сейсморазведочных работ создаются концептуальные 2D модели, которые позволяют в рамках сжатых сроков, провести анализ УВ систем на высоком качественном уровне, установить наличие/отсутствие благоприятных условий для формирования залежей УВ. Основными критериями при выборе сейсмических профилей/ композитов с целью последующего моделирования является их региональная протяженность, достаточное количество представительных скважин (по возможности), они не должны иметь искусственное увеличения путей миграции от очага к резервуарам, обязательно должны иметь кресты пересечения для взаимной увязки. Стоит отметить, что 2D модели имеют ряд определенных ограничений – в частности для корректного моделирования температур, давлений, объемов залежи они малоприспособлены.

На первом этапе в рамках сейсмогеологического проекта создается концептуальная модель развития УВ-систем (воссоздание истории эволюции осадочного бассейна - этапов погружений/ воздыманий, трансгрессий/ регрессий, тепловой истории, истории УВ-генерации), с выделением основных ее элементов (покрышка, коллектор, нефтегазоматеринская порода) (рис. 2).

На данном этапе важным моментом является адекватная интерпретация полученных данных, поэтому крайне важно использовать информацию из сопредельных территорий, а также общемировые тренды и эвенты - для слежения их на уровне конкретного бассейна.

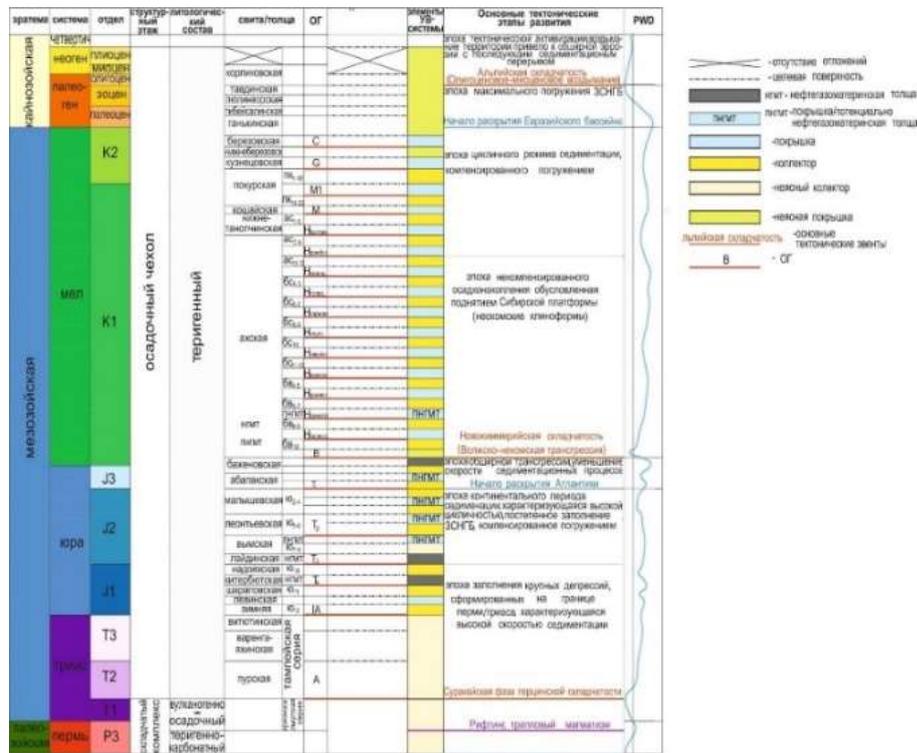


Рисунок 2 – Концептуальная модель УВ системы с выделением основных элементов и событий

После чего происходит процесс итеративного моделирования с воссозданием основных физических и геохимических характеристик системы (ФЕС, давление, температура, C_{org} и т.д.) (рис. 3).

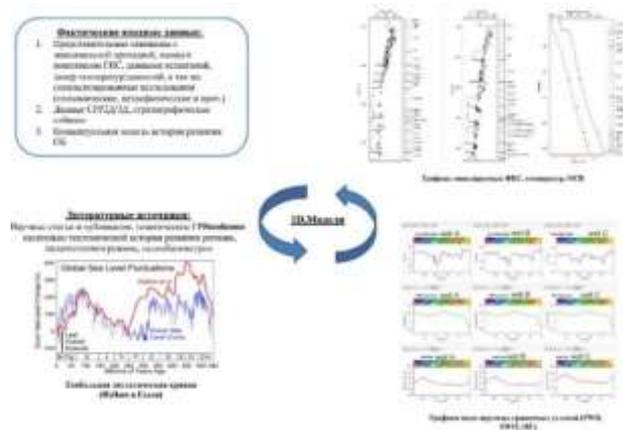


Рисунок 3 – Процесс итеративного моделирования УВ системы

Полученные в рамках проекта региональные закономерности, такие как уплотнение пород с глубиной, изменение температур/давлений, учитывая геодинамику и прочие геологические процессы дают возможность более корректно спрогнозировать изменчивость/анизотропию ФЕС, температур, зрелость ОВ, нежели чем традиционные «статические» подходы, что впоследствии позволяет уменьшить геологические риски и неопределенности при оценке приоритетных объектов. В результате создания динамически «развивающейся» системы, с учетом всего объема первичных петрофизических, пиролитических и др. специальных исследований, получается значительно

повысить достоверность геологической модели. Таким образом, очевидно, что моделирование УВ систем на современном этапе развития геологических наук является оптимальным инструментом для решения поставленных задач по поиску и разведке УВ сырья. Необходимо учитывать, что данный инструмент не является «волшебной палочкой», он работает только в паре с традиционными сейсмогеологическими методами исследования территории.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Allen P.A. Basin Analysis/ Allen P.A. Allen J.R// - Blackwell Publishing 1990, 2005.
2. Казаненкова А. 30-летний опыт компании Petrobras по применению результатов бассейнового моделирования в ГРП. / А. Казаненкова // «В будущее вместе» компании «Шлюмберге» технологический день (19 апреля 2019 г.) г. Тюмень.

УДК 553.04

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТОДОВ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ (НСР УВ) ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ (НГО)

Шпильман Михаил Андреевич

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г.Москва, Россия, ведущий геолог, shpilman@vnigni.ru

Кравченко Мария Николаевна

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г.Москва, Россия, зав. отделом, kravchenko@vnigni.ru

В работе представлены подходы к выполнению количественной оценки НСР УВ четырёх юрских комплексов Енисей-Хатангской НГО – нижнеюрского потенциально нефтегазоносного комплекса (ПНГК) (J₁-J_{2a}), вымского нефтегазоносного подкомплекса (НГПК) (J_{2a}-J_{2b}), малышевского НГПК (J_{2b}-J_{2k}) и верхнеюрского ПНГК (J_{2b}-J₃).

Ключевые слова: Енисей-Хатангская НГО, количественная оценка ресурсов УВ, метод геологических аналогий, объёмно-балансовый метод, юрские нефтегазоносные комплексы

DETERMINATION OF HYDROCARBONS QUANTITATIVE ASSESSMENT METHODS FOR JURASSIC DEPOSITIONS IN YENISEY-KHATANGA REGION

Shpilman Mikhail

Federal state budgetary institution «All-Russian research geological oil institute», Moscow, Russia, leading geologist, shpilman@vnigni.ru

Kravchenko Maria

Federal state budgetary institution «All-Russian research geological oil institute», Moscow, Russia, department head, kravchenko@vnigni.ru

This work is dedicated to definition of hydrocarbon quantitative assessments methods for Jurassic total petroleum systems (TPS) in Enisey-Khatanga assessment unit.

Keywords: Yenisey-Khatanga region, hydrocarbons quantitative assessment, comparative geological analogies method, Jurassic total petroleum systems

В рамках количественной оценки НСР УВ юрских отложений Енисей-Хатангской НГО по состоянию на 01.01.2017 г будут оценены перспективы нефтегазоносности по четырём объектам в разрезе осадочного чехла территории – нижнеюрскому потенциально нефтегазоносному комплексу (ПНГК) (J₁-J_{2a}), вымскому нефтегазоносному подкомплексу (НГПК) (J_{2a}-J_{2b}), малышевскому НГПК (J_{2b}-J_{2k}) и верхнеюрскому ПНГК (J_{2b}-J₃).

Выполнение задачи планируется осуществить с использованием объёмно-балансового метода (ОБМ) и методом сравнительных геологических аналогий (МГА). Первый применяется при оценке объектов, находящихся на ранних стадиях геологоразведочных работ (ГРР), когда имеются данные лишь о суммарном объёме осадочного выполнения бассейна и общие представления о его геологическом строении. Метод основан на наличии стохастических связей между величиной НСР УВ и некоторыми характеристиками осадочного чехла объекта. Для применения второго способа оценки – МГА - требуются уже более точные геолого-геофизические данные, которые оказывают

решающее влияние на плотность ресурсов УВ – значения пористости и проницаемости резервуаров, их объёмы, мощности пород-флюидоупоров, катагенетическая преобразованность органического вещества, плотность ловушек и многие другие. Эти параметры берутся с наиболее изученных территорий в пределах объекта оценки – эталонных участков (ЭУ) – с предварительно рассчитанной плотностью НСР УВ на них (ρ_{Σ}) и сопоставляются с аналогичными параметрами на расчётных участках (РУ), составляющих остальную оцениваемую площадь территории. В результате вычисляется коэффициент аналогии ($K_{ан}$) – суммарное соотношение одинаковых геолого-геофизических показателей между наиболее схожими (геологически) парами эталонных и расчётных участков. Далее, для каждого РУ, рассчитывается величина НСР УВ (Q_p) [1]:

$$Q_p = \rho_{\Sigma} \cdot K_{ан} \cdot S_p$$

где S_p – площадь расчётного участка. Впоследствии, ресурсы по всем РУ суммируются до единого значения по объекту в целом.

Нижнеюрский НГК. Слабо изучен бурением – вскрыт в 39 скважинах на площади в 304,5 тыс. км², причем, только в пределах поднятий (на валах) и в интервале глубин 2-4 км. Представлен терригенными породами-коллекторами зимней (J_{1g} - J_{1p}), шарাপовской (J_{1p}) и надояхской (J_{1t} - J_{2a}) свит. Региональная покрывка комплекса – глинистые отложения лайдинской свиты (J_{2a}).

Поскольку комплекс является слабоизученным, то оценка НСР УВ в его пределах будет выполнена методом ОБМ. Однако, планируется также рассчитать перспективы его нефтегазоносности методом МГА с привлечением внешних ЭУ, включающих в себя газовые месторождения Ямальской и Фроловской НГО – Бованенковского, Новопортовского и Ярудейского (рис. 1).

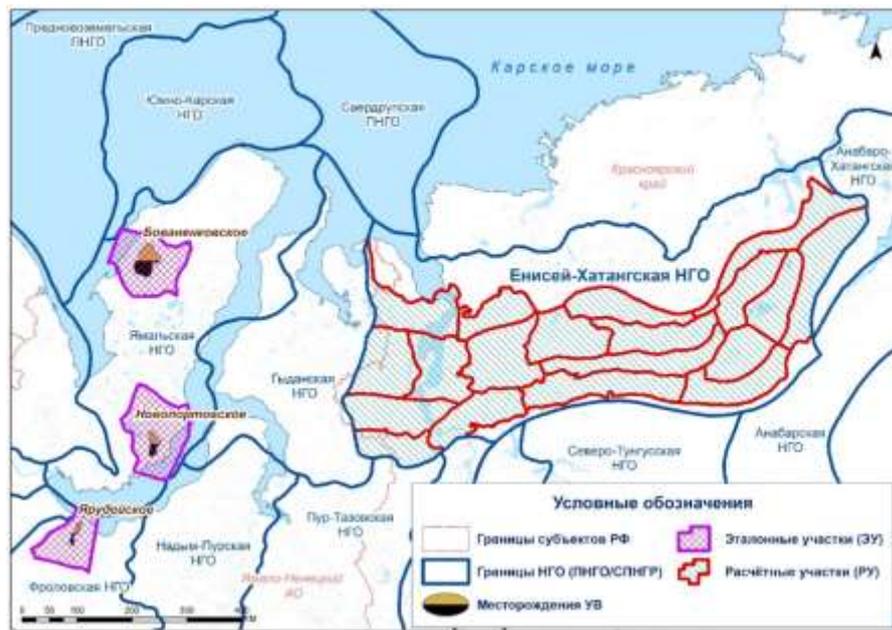


Рисунок 1 – Предварительная схема расположения эталонных и расчётных участков нижнеюрского НГК

Их выбор обусловлен фациальной общностью эталонных территорий с Енисей-Хатангской НГО – т.е. литолого-стратиграфический состав нижнеюрских отложений в обеих НГО сопоставим (Ямало-Гыданский, Усть-Енисейский и Хатангский фациальные районы) [2].

Среднеюрский НГК. В разрезе среднеюрских отложений предполагается оценка ресурсов УВ по двум НГПК – вымскому (J_{2a} - J_{2b}) и малышевскому (J_{2b} - J_{2k}). Субрегиональной покрывкой для первого являются глинистые отложения леонтьевской (J_{2b}) свиты, а для второго – точинской (J_{2b} - J_{2k}) (или нижней части гольчихинской серии (J_{2k} - K_1)). Оба НГПК распространены в Енисей-Хатангской НГО не повсеместно. Частично отсутствуют или имеют сокращенные мощности в пределах сводовых частей поднятий и на бортах прогиба (соответствующего НГО) в связи с эрозией в неокомское время [3, 4].

Для оценки НСР среднеюрских НГПК планируется использование внешних ЭУ, расположенных в Ямальской и Гыданской НГО, разрезы которых относятся к тем же фаціальным районам, в которых распространены нижнеюрские отложения. Эталоны будут включать в себя следующие месторождения: Бованенковское, Малыгинское, Малоямальское, Новопортовское и Тамбейскую группу.

Дискуссионным остается вопрос оценки вымского и малышевского НГПК с использованием внутренних эталонов – месторождений в самой Енисей-Хатангской НГО. Согласно методическому руководству по оценке ресурсов нефти и газа [1], не рекомендуется использование в качестве эталонов месторождений с исключительными запасами. Традиционно под этим понимается неприменение мелких или уникальных месторождений, при наличии на оцениваемой территории достаточного количества средних и крупных. Однако, в Енисей-Хатангской НГО залежи в средней юре числятся только в трёх газовых месторождениях – Хабейском (малышевский НГПК, запасы – 1,1 млрд м³), Зимнем (малышевский НГПК – 13 млрд м³) и Балахнинском (вымский НГПК – 8,6 млрд м³). Согласно классификации запасов и ресурсов нефти газа 2001 г месторождения с запасами до 40 млрд м³ газа являются мелкими, а по классификации 2013 г – к мелким относятся с запасами от 1 до 5 млрд м³, а от 5 до 30 млрд м³ – уже к средним. Таким образом, одним из вариантов оценки видится выполнение расчёта НСР как по внешним, так и по внутренним эталонам, тщательно соотнеся их с соответствующими по геологическим характеристиками группами РУ.

Верхнеюрский ПНГК. Один из наиболее сложных объектов с позиций определения метода оценки ресурсов. Территория распространения верхнеюрских отложений делится на два фаціальных района – Гыданский и Тазо-Хетский [2]. В первом разрез представлен преимущественно глинистыми породами с редкими прослоями песчаников и алевроитов объединенных в Гольчихинскую серию (J₂bt-K₁b), в связи с чем выделить подсчётный объект в традиционном его понимании тут затруднительно (ассоциацию регионально распространённых пластов, перекрытых региональным/ субрегиональным флюидоупором). В Тазо-Хетском районе верхняя юра представлена терригенными отложениями сиговской свиты (J₂k-J₃km) перекрываемой глинами яновстанской свиты (J₃km-K₁b), которая отсутствует в пределах сводовых частей валов (Малохетского, Рассохинского) в результате неокомского размыва [3].

На сегодняшний день среди исследователей, изучающих Енисей-Хатангскую НГО отсутствует единое мнение относительно точного расположения границы двух фаціальных районов. Однако, ряд исследователей, включая сотрудников ФГБУ «ВНИГНИ» указывает на то, что по данным ГИС различия между породами слагающих разрезы двух фаціальных районов практически отсутствуют.

В связи с вышеописанным, при выполнении оценки ресурсов верхнеюрского НГК можно принять геологическую модель Енисей-Хатангской НГО, согласно которой терригенные отложения сиговской и перекрывающей её яновстанской свиты Тазо-Хетского района принимаются распространёнными в пределах всей НГО (за исключением зон неокомского размыва яновстанского флюидоупора) и оценить их с помощью внешних эталонов, с привлечением месторождений с продуктивными пластами группы “СГ”. Ещё одним вариантом оценки может стать принятие границы Гыданского и Тазо-Хетского фаціальных районов с последующим расчётом в пределах первого нетрадиционных ресурсов гольчихинской серии (один из фаціальных аналогов Баженовской свиты), а в пределах второго – Сиговского НГПК (также с помощью внешних ЭУ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
3. Афанасенков А.П. Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных / Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., Каламбаров С.Л. // Геология нефти и газа. – 2018.

- №1. – С. 7-27.
4. Афанасенков А.П. Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных / Афанасенков А.П., Бордюг А.В., Никишин А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бордунов С.И. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 5–23.

**СЕКЦИЯ 7. РАЗРАБОТКА И ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ, МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

УДК 622.276

ИЗУЧЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ДВУХФАЗНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Александрова Евдокия Максимовна

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Мирный, Россия, студент

Иванова Мария Сергеевна

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Мирный, Россия, к.х.н. доцент

Инякина Екатерина Ивановна

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия, к.т.н. доцент

Катанова Розалия Кирилловна

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К.Аммосова, г. Мирный, Россия, ассистент

Томский Кирилл Олегович

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К.Аммосова, г. Мирный, Россия, к.т.н. доцент

Настоящая работа посвящена исследованию характеристики пластовой нефти Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на территории Республики Саха (Якутия). Исследование проб нефти двухфазной залежи является сложной и актуальной задачей. Так как давление в месте отбора глубинной пробы нефти ниже пластового давления. В следствии разгазирования результаты исследований характеризуют нефть только на месте отбора, также компонентный состав проб не соответствует газосодержанию пластовой нефти.

Ключевые слова: давление насыщения, пластовая нефть, глубинная проба, газовая шапка, флюид, физико-химические свойства, газосодержание, дифференциальное разгазирование.

STUDYING THE CHARACTERISTICS OF OIL OF TWO-PHASE FAILURES

Alexandrova Evdokia

Northeastern Federal University. MK Ammosov, Mirny, Russia, student

Ivanova Maria

Northeastern Federal University. M.K.Ammosova, Mirny, Russia, Ph.D. assistant professor

Inyakina Ekaterina

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, Ph.D. assistant professor

Katanova Rosalia

Northeastern Federal University M.K.Ammosova, Mirny, Russia, Assistant

Tomsky Kirill

Northeastern Federal University. M.K.Ammosova, Mirny, Russia, Ph.D. assistant professor

This paper is devoted to the study of the characteristics of reservoir oil of the Srednebotuobinsky oil and gas condensate field located in the Republic of Sakha (Yakutia). The study of oil samples of two-phase deposits is a difficult and urgent task. Since the pressure at the point of sampling deep oil sample is below reservoir pressure. As a result of degassing, research results characterize oil only at the sampling site, and the component composition of the samples does not correspond to the gas content of formation oil.

Keywords: saturation pressure, reservoir oil, deep sample, gas cap, fluid, physicochemical properties, gas content, differential degassing

Точное обоснование и прогноз физико-химических свойств пластовой нефти является одним из главных условий результативности при проектировании и разработки месторождений. Трудной задачей является изучение характеристики пластовой нефти двухфазных залежей. При наличии газовой шапки в подгазовой зоне и на газонефтяном контакте месторождения давление насыщения нефти соответствует пластовому давлению. Поэтому исследование проб нефти при наличии газовой шапки является сложной и актуальной задачей, поскольку давление в месте отбора глубинной пробы нефти равно давлению насыщения. Вследствии разгазирования компонентный состав проб не соответствует начальным свойствам пластовой нефти. То есть газосодержание исследуемой глубинной пробы не в полной мере может охарактеризовать пластовый флюид.

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение входит в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции приурочено к Курунгской и Среднеботуобинской структурам северо-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы [1, 2]. Газонефтяная залежь ботуобинского горизонта характеризуется сложным геологическим строением, аномально-низким пластовым давлением и температурой, что свидетельствует о том, что залежь имеет ограниченный запас пластовой энергии и её длительная эксплуатация в режиме истощения нецелесообразно. По результатам промысловых работ, выполненных при разработке Среднеботуобинского месторождения можно сделать вывод, что геологические условия залегания углеводородов оказывают неблагоприятное влияние на эффективность процесса нефтеизвлечения.

По результатам экспериментальных исследований глубинных проб определено, что нефть имеет в пластовых условиях плотность в интервале 649 - 838 кг/м³ (среднее значение – 806,4), вязкость динамическая 3,6 - 16,8 мПа×с (среднее – 8,15), газосодержание 53,7 - 104,1 м³/т (среднее – 83), коэффициент объемной упругости 10,91 - 37,64 1/МПа×10⁻⁴ (среднее 20,03). Нефть сернистая (0,03 - 1,54 %, в среднем 0,79 %), средне и высокосмолистая (5,76 - 34,34 %, в среднем 17,86 %), парафинистая (0,27 - 3,81 %, в среднем 1,91 %). Температура застывания нефти -22,7°С. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200°С, составляет от 5 до 42 %, в среднем 18,46 %; до 300°С - от 21 до 56 %, в среднем 38,5 %. Температура начала кипения нефти +79,7°С.

При проведении эксперимента отобранные для детального исследования образцы нефти ботуобинского горизонта предварительно были обезвожены, содержание хлористых солей в обезвоженной пробе составило 97 мг/л. Наличие сероводорода и меркаптанов по ГОСТ Р 50802-2003 было определено хроматографическим методом с пульсирующим пламенно-фотометрическим детектором (PFPD) и составило в сумме менее 0,1 млн-1 (ppm). Давление насыщенного пара по Рейду (100F) 126 мм.рт.ст.(16,8 кПа).

С глубиной легкие углеводороды уменьшаются, что снижает давление насыщения с увеличением глубины залежи. При понижении температурного градиента возрастает величина давления насыщения. Большой диапазон изменения газосодержания трудно обосновать только вертикальной дифференциацией флюида, т.к. по мощности нефтяной оторочки изменение газосодержания от ГНК к ВНК будет несопоставимо меньше, чем выявленный диапазон.

Таким образом, стоит отметить, что замеряемый на скважинах газовый фактор не может являться основанием для обоснования параметров начальной пластовой нефти, т.к. наиболее точно определяются на основе экспериментальных *PVT*- исследований проб в лаборатории. Именно в этих условиях проявляются значительные трудности с отбором идентичных проб начального пластового флюида. Насыщенное состояние флюида ботуобинского горизонта подтверждается наличием газовой шапки в залежи.

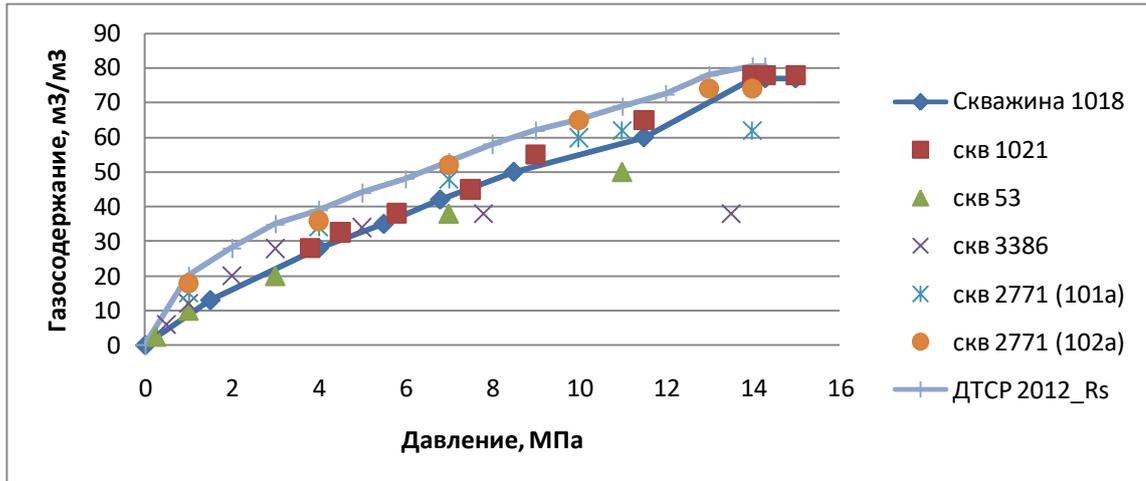


Рисунок 1 – Зависимость газосодержания от давления при дифференциальном разгазировании

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Дополнение к технологической схеме разработки Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. ЗАО «ТИНГ». – 2014. – 680 с.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. - М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Грачев С.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / С.И. Грачев, Е.И. Краснова. – ТюмГНГУ, 2015 – 99 с.
4. Инякина Е.И. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи / Е.И. Инякина, Е.И. Мамчистова и др. // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 47- 48.
5. Инякина Е.И. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой / Е.И. Инякина, И.И. Краснов, В.В. Инякин // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41-56.
6. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений / И.И. Краснов // Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
7. Краснов И.И. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем / И.И. Краснов, В.А. Михеева, М.В. Матвеева // Нефть и газ. – 2006. – № 2. – С. 21 - 26.
8. Островская Т.Д. Влияние воды на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения / Т.Д. Островская, Е.И. Инякина, И.И. Краснов // Научный форум. Сибирь. – 2018. – 2. – С. 5 - 7.
9. Ягафаров А.К. Способ выработки из переходных нефтяных залежей / А.К. Ягафаров, В.К. Федорцов, Р.З. Магарил, И.И. Краснов и др. - Патент на изобретение RUS 2061854.
10. Basic of Offshore Petroleum Engineering and Development of Marine Facilities with Emphasis on the Arctic Offshore / O.Gudmestad, A.Zolotukhin, A.Ermakov, R.Jakobsen, J.Michtchenko, V.S.Vovk, S.Loeset, K. Shkhinek. Stavanger, Moscow, St.Petersburg, Trondheim. – 2014. – 345 p.

УДК 553.98

ОСОБЕННОСТИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СЛОИСТЫЙ ПЛАСТ

Болотова Виктория Олеговна

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия, магистрант 2 курса направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело», viktbolotova@yandex.ru

Диева Нина Николаевна

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия, к.т.н., доцент кафедры НГиПГ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Настоящая работа посвящена анализу и применению полимерного заводнения для вовлечения в процесс добычи нефти из труднодоступных регионов. Предложена математическая модель описания заводнения нефтяного пласта.

Ключевые слова: полимерное заводнение, разработка месторождений углеводородов, численное моделирование.

FEATURES OF NUMERICAL SIMULATION OF POLYMER FLOODING ON A STRATIFIED LAYER

Bolotova Viktoria

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia, Master's 2 course

Dieva Nina

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia, Associate Professor of Oil and Gas and Underground Hydromechanics

This paper is devoted to the analysis and application of polymer flooding in order to involve oil from difficult recoverable zones of oil reservoir. A mathematical model for the description of the water reservoir flooding is proposed.

Keywords: polymer flooding, hydrocarbon reservoir development, numerical simulation.

В связи с простотой организации и хорошей изученностью процесса заводнения можно утверждать, что в ближайшие годы этот метод будет оставаться наиболее часто используемым методом. Однако, в связи с ростом доли трудноизвлекаемых углеводородов и усложнения условий разработки, сегодня первостепенной задачей является повышение его эффективности. Высокое соотношение вязкостей добываемой нефти и закачиваемой воды является причиной недостаточной эффективности применения заводнения, кроме того, слоистая и зональная неоднородность пласта усиливает неравномерность продвижения фронта вытеснения.

Модель слоисто-неоднородного пласта представляет собой пласт, в пределах которого выделяются слои с непроницаемыми кровлей и подошвой, характеризующиеся различными свойствами. По площади распространения свойства каждого слоя остаются неизменными. В неоднородных по проницаемости пластах (при коэффициенте вариации проницаемости 0,7 и более) добыча даже маловязкой нефти сопровождается преждевременными прорывами закачиваемой воды по наиболее проницаемым зонам, что снижает охват пласта вытеснением и нефтеотдачу в целом.

Эффективность применения заводнения можно повысить с помощью методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты. Поскольку на преобладающем количестве

месторождений имеется система заводнения, применение физико-химических методов возможно с использованием меньшего количества ресурсов, по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов [1]. Ввиду того, что полимерное заводнение характеризуется более высоким показателем эффективности, данный метод является наиболее часто применяемым физико-химическим методом увеличения нефтеотдачи. Также применение растворов щелочей и полимеров приводит к возрастанию эффективности воздействия. Механизм вытеснения может быть описан следующим образом. Щелочь при взаимодействии с кислотными компонентами в нефти приводит к снижению межфазного натяжения на границе нефть – раствор щелочи. При этом происходит эмульгирование нефти (в зависимости от активности нефти) и улучшение смачиваемости породы, т.е. происходит гидрофилизация системы. Кроме того, добавление щелочи улучшает фильтрационные свойства полимера. С увеличением pH раствора резко уменьшается адсорбция полимера, а сам полимер, как известно, позволяет увеличить охват пласта воздействием [2].

Данная работа посвящена изучению эффективности полимерного заводнения. Целью представленной работы является прогнозирование показателей разработки и оценка эффективности применения полимерного заводнения по сравнению с базовой моделью заводнения.

Задачи, которые необходимо решить для достижения данной цели:

- Анализ исходных геологических данных;
- Построение трехмерной гидродинамической модели;
- Расчет технологических показателей разработки при заводнении;
- Расчет технологических показателей разработки при полимерном заводнении с различной концентрацией закачиваемого агента;
- Анализ и сравнение результатов.

Для решения этих задач проводилось математическое моделирование с использованием уравнений трехмерной трехфазной изотермической фильтрации углеводородов с использованием модели нелетучей нефти, которая является наиболее распространенной и широко применяемой в практике разработки нефтяных месторождений. Гидродинамические расчеты проводились с использованием специальной опции, учитывающей особенности процессов, проходящих в пласте при закачке в пласт водного раствора полимера, в программном пакете FlexPDE.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. - Учебное пособие, М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2011 г. – 44 с.
2. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть I. Физические предпосылки применения полимерных растворов при заводнении пластов / А.В. Берлин // Научно-технический вестник ПАО «НК «Роснефть». – 2011. – № 22. – 18 с.

УДК 550.832

РОЛЬ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ В ОКОЛОСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА ПРИМЕРЕ ЮРСКОГО НЕФТЯНОГО КОЛЛЕКТОРА

Евменова Дарья Михайловна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, PavlovaDM@ipgg.sbras.ru

В процессе проникновения фильтрата бурового раствора в пласт формируется глинистая корка на стенке скважины. Ее пористость и проницаемость оказывают значительное влияние на радиальный профиль удельного электрического сопротивления. Работа посвящена описанию установки для экспериментального исследования процесса формирования и свойств глинистой корки и основных результатов.

Ключевые слова: зона проникновения, фильтрационное моделирование, ВИКИЗ, боковое каротажное зондирование, интерпретация скважинных данных, глинистая корка.

ROLE OF THE LAY CRUST IN THE COURSE OF FORMATION OF THE ZONE OF PENETRATION IN NEAR-WELL SPACE ON THE EXAMPLE OF THE JURASSIC OIL COLLECTOR

Evmenova Darya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, PavlovaDM@ipgg.sbras.ru

The mud cake on a well wall is formed in process of penetration of filtrate of drilling mud into layer. Its porosity and permeability of cake have a considerable impact on a radial profile of specific electrical resistance. This work is devoted to the description of installation for an experimental study of process of formation and properties of mud cake and the main results.

Keywords: well logging, VIKIZ, BKZ, mud cake, invaded zone, filtrational simulation.

Для повышения достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) коллектора ранее в ИНГГ СО РАН была разработана методика интерпретации каротажных данных на основе многофизической модели, включающей геоэлектрические, гидродинамические и геомеханические параметры и учитывающей изменение в процессе бурения напряженно-деформированного состояния геологической среды [1, 2].

Методика была применена к данным с двух скважин Тевлинского-Русскинского нефтяного месторождения. Объектом исследования является юрский нефтяной коллектор (ЮС₂), характеризующийся большой глубиной залегания (2700 - 2900 м), высокой нефтенасыщенностью (85 - 95%), сложным строением проницаемой части разреза и средними фильтрационными свойствами (проницаемость 8 - 20 мД, пористость 15 - 19%) [3, 4].

В число входных параметров включены свойства глинистой корки, образующейся на стенке скважины в результате фильтрации бурового раствора в пласт, такие как ее пористость и проницаемость. Они оказывают существенное влияние на радиальный профиль удельного электрического сопротивления (УЭС). Так изменение проницаемости глинистой корки с 10^{-3} мД до $5 \cdot 10^{-3}$ мД приводит к росту максимального УЭС зоны проникновения (участка, где пресный фильтрат бурового раствора вытесняет пластовую минерализованную воду и нефть) со 145 до 195 Ом. Также изменение проницаемости глинистой корки приводит к изменению радиуса зоны проникновения (с ростом проницаемости измененная часть расширяется).

На настоящий момент параметры глинистой корки в комплексе для фильтрационного моделирования являются независимыми и определяются только на основе теоретических данных других авторов. Экспериментальные исследования на образцах ЮС₂ позволят установить зависимость между параметрами глинистой корки, свойствами пласта и раствора, что позволит дополнить имеющуюся модель глинистой корки [1].

Для этого в ИНГГ СО РАН собрана установка, позволяющая получить глинистую корку, измерить ее свойства и подробно изучить весь процесс фильтрации. Также необходимо измерить изменение минерализации бурового раствора после его прохождения через пласт, оценить влияние этого изменения на УЭС. Эксперимент проводился с использованием глинисто-полимерного бурового раствора и образцов песчаника ЮС² с Тевлинско-Рускинского месторождения. По данным рентгенофазового анализа содержание глинистой составляющей в растворе - 25-30%, основной минерал – барит (40-50%).

Перед экспериментом образец предварительно насыщался раствором NaCl с минерализацией 30 г/л. Насыщенный образец взвешивался, измерялось его электрическое сопротивление и проводилось исследование на ЯМР релаксометре «МСТ – 05».

До начала эксперимента с буровым раствором проводилось измерение проницаемости образца по воде. При этом в системе циркулировал первоначальный (пластовый) раствор и измерялся его расход через образец.

В процессе эксперимента раствор вытеснялся фильтратом бурового раствора, что приводило к увеличению электрического сопротивления фильтрующейся жидкости. Фильтрат бурового раствора собирается через капилляр в стакан, стоящий на весах. Взвешивание идет в автоматическом режиме. Также непрерывно происходит измерение электропроводности проходящего через капилляр фильтрата, что позволяет в дальнейшем установить изменение его минерализации. Схема установки приведена на рис.1.

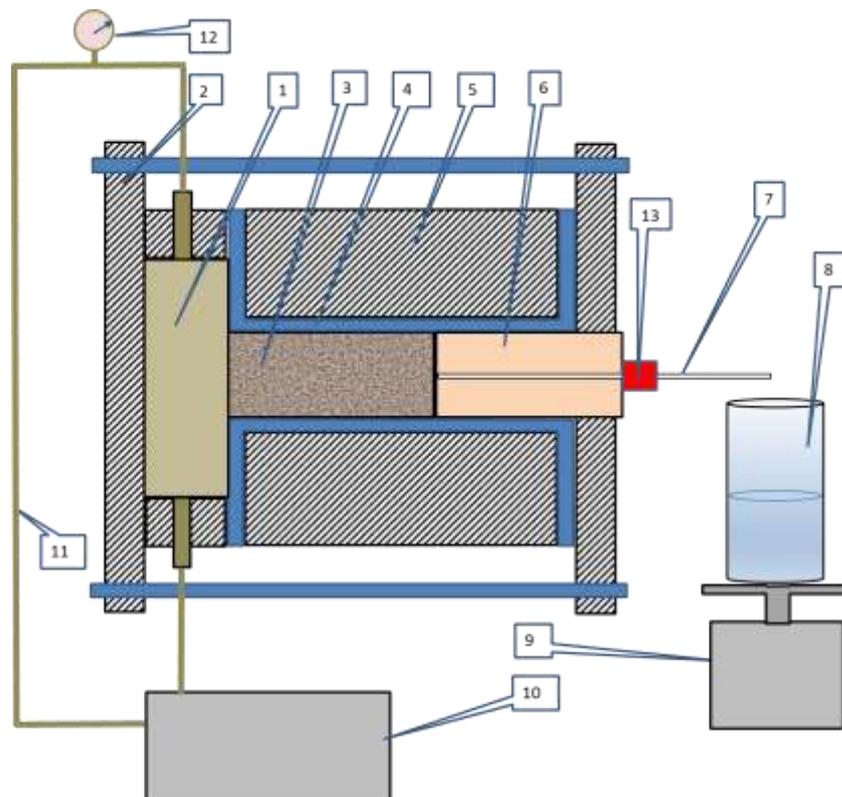


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки для исследования образования процесса глинистой корки на образцах горных пород.

Условные обозначения: 1 – камера, где циркулирует раствор; 2 – фланец; 3 – образец; 4 – резиновая манжета; 5 – корпус; 6 – проставка; 7 – капилляр, по которому проходит фильтрат; 8 – стакан; 9 – весы; 10 – шестеренчатый насос; 11 – система трубопроводов; 12 – манометр; 13 – измерительная ячейка.

Система измерения состоит из автоматизированных весов 9 и ячейки для измерения сопротивления фильтрата бурового раствора 13. Ячейка соединена с LCR-метром GWInstek 78105. Информация с весов и LCR-метра передается на компьютер через 10 секунд.

Эксперимент продолжался до стабилизации показаний LCR метра, что свидетельствовало об окончании процесса вытеснения первоначального (пластового) раствора.

После эксперимента проводились повторные измерения веса, электрического сопротивления образца и ЯМР – характеристик.

Проницаемость системы «образец-глинистая корка» в процессе рассчитывалась по данным о весе накопленного фильтрата бурового раствора по закону Дарси. Минерализация фильтрата рассчитывалась по данным о его сопротивлении (на основе калибровки).

Для примера приведем значения, полученные для образца 6210-9. Проницаемость корки равна 0.8 ± 0.4 мД, пористость - $71 \pm 4\%$ (исходная проницаемость образца – 6.3 ± 0.4 мД). Пористость рассчитана по плотности корки. Рассчитано изменение толщины глинистой корки в процессе эксперимента (конечное значение – 2.5 мм). Установлен нелинейный закон изменения проницаемости системы «образец-глинистая корка».

Полученные параметры глинистой корки и изменение минерализации бурового раствора в ходе прохождения через образец будут учтены в дальнейшем при интерпретации данных геолого-геофизических исследований скважин (ГИС) с Тевлинско-Русскинского месторождение. Знание свойств глинистой корки поможет увеличить точность определения ФЕС коллектора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ельцов И.Н. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений / Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 978 – 990.
2. Нестерова Г.В. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения / Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А. // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. – Сборник статей. – М.: «ЕАГЕ Геомодель». – 2014 – С. 327 - 344.
3. Нечаева А.Г. Характеристика геоэлектрических моделей высокоомных среднеюрских коллекторов / Нечаева А.Г., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н. // XII Международный научный конгресс и выставка ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2016. – Сборник материалов международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология». Новосибирск, СГУГиТ 2016. – Т. 1. – С. 246 - 250.
4. Цику Ю.К. Исследование и разработка методов контроля и оптимизации выработки запасов многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации (на примере Русскинского месторождения) // Дис. канд. техн. наук. – Москва. – 2015. – 146 с.

УДК622.279

АНАЛИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кузнецова Дарья Романовна

*Тюменский Индустриальный Университет, г.Тюмень, Россия, магистрант,
satadana@gmail.com*

Инякина Екатерина Ивановна

Тюменский Индустриальный Университет, г.Тюмень, Россия, доцент, injakinaei@tyuiu.ru

Настоящая работа посвящена выполнению анализа изменения газоконденсатной характеристики и дальнейшей корректировке зависимости потенциального содержания конденсата в добываемом газе от пластового давления, на основании результатов газоконденсатных исследований за весь период эксплуатации объектов разработки Уренгойского месторождения.

Ключевые слова: газоконденсатная характеристика, Уренгойское НГКМ, потенциальное содержание конденсата, газоконденсатные исследования, Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин.

ANALYSIS OF GAS-CONDENSATE CHARACTERISTICS IN THE CONDITIONS OF DEVELOPMENT OF THE URENGOY FIELD

Kuznetsova Darya

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, undergraduate, satadana@gmail.com

Inyakina Ekaterina

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, associate professor, injakinaei@tyuiu.ru

This work is devoted to analyzing changes in gas condensate characteristics and further adjusting the dependence of the potential condensate content in the produced gas from reservoir pressure based on the results of gas condensate studies for the entire period of operation of the Urengoy field development facilities.

Keywords: gas condensate characteristic, Urengoi oil and gas condensate field, potential condensate content, gas condensate studies, Instructions for comprehensive studies of gas and gas condensate wells.

Цель данной работы выполнить анализ изменения газоконденсатной характеристики (ГКХ) и скорректировать зависимость потенциального содержания конденсата (P_{C^+}) в добываемом газе от пластового давления, на основании результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) за весь период эксплуатации объектов разработки. Данная зависимость непосредственно используется для расчета количества извлекаемого конденсата при проектировании разработки месторождения. В процессе сравнительного анализа полученных зависимостей необходимо установить отклонение проектных значений от фактических.

Для того, чтобы оценить изменение ГКХ в процессе разработки валанжинских отложений Уренгойского месторождения, каждый год на эксплуатационных скважинах, с учетом программы исследовательских работ, проводятся текущие ГКИ. В первые годы разработки Уренгойского месторождения, из-за отсутствия необходимого количества устьевых сепараторов, исследования проводились, преимущественно, методом двухступенчатой сепарации с применением замерных сепараторов на УКПП. В настоящее время исследования на газоконденсатность проводятся только через устьевые сепараторы.

Для получения достоверной информации о ГКХ, согласно Р Газпром 086-2010 [1] газоконденсатные исследования рекомендовано проводить на режимах с обеспечением скорости потока газа у башмака лифтовых труб не менее 2,5 м/с, и депрессии, не превышающей 10 % от пластового давления. Рекомендуемые условия послужили критерием для оценки кондиционных значений о газоконденсатной характеристике, полученной в процессе ГКИ. Проведенная обработка исходной информации показала, что удовлетворяющими данным требованиям являются результаты более 60 % исследований. В ходе эксплуатации газоконденсатных залежей происходит увеличение доли несоответствующих условиям Р Газпром 086-2010 [1] исследований, вызванное закономерным снижением пластового давления и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП), что не позволяет проводить газоконденсатные исследования при рекомендуемых условиях.

В связи с тем, что большой массив данных, получаемый из обработки результатов проведенных газоконденсатных исследований, не соответствует минимальным требованиям инструкции, нет возможности получить достоверные данные на основе обработки всего массива данных [2]. Для дальнейшего анализа необходимо провести отбор ГКИ, условия проведения которых удовлетворяли Инструкции.

На основании данных, полученных эмпирическим путем и прошедших отбор на соответствие требованиям Инструкции, строится график [3]. На нем приводятся результаты ГКИ, полученные эмпирическим способом, а так же проектная кривая, характеризующая содержание конденсата в зависимости от пластового давления, и предлагаемая корректировка проектной линии. В процессе эксплуатации скважин происходит закономерное снижение потенциального содержания C_{5+} . По результатам сопоставления фактических данных с расчетной кривой [4, 5], утвержденной в проектом документе, наблюдается незначительное несогласование (рис. 1), которое определяет корректировку кривой зависимости PC_{5+} от давления [6].

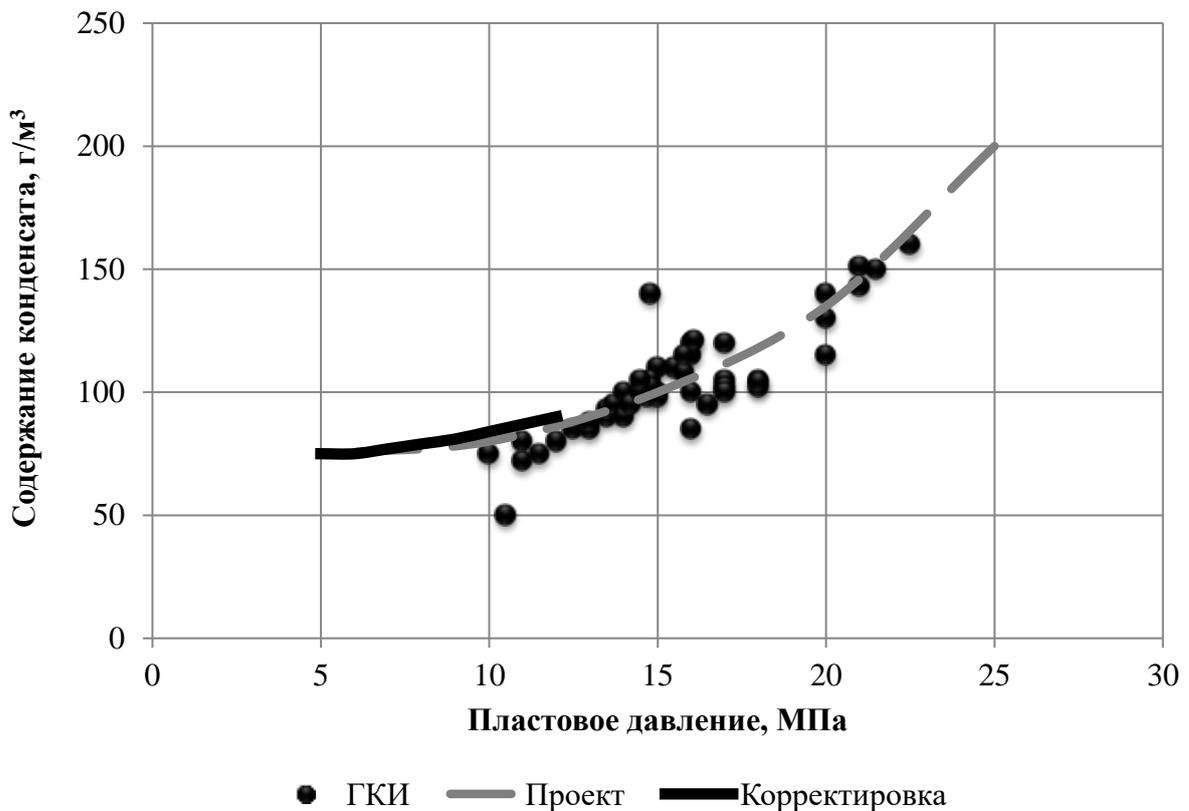


Рисунок 1 – Изменение потенциального содержания C_{5+} в процессе снижения пластового давления

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч.1. : Р Газпром 086-2010. – Москва: Газпром ЭКСПО, 2011. – 234 с.
2. Инякин В.В. Особенности газоконденсатных исследований пласта АЧ5 2-3 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.В. Инякин, И.А. Усачев, С.А. Леонтьев // Горные ведомости. – Тюмень : Сибирский научно-аналитический центр, 2016. – С.174-179.
3. Инякин В.В. Исследование газоконденсатной характеристики при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / В.В. Инякин, В.Л. Тапилин и др. // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Т. XI – №5 (60) – С.48 – 49.
4. Инякин В.В. Качество газоконденсатных исследований скважин и представительность отобранных проб флюидов / В.В. Инякин // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы международной науч.-практ. конф. Т.2 – Тюмень : ТИУ, 2017. – С.69 – 70.
5. Инякин В.В. Оценка результатов испытания и газогидродинамических исследований нижнемелового продуктивного комплекса / В.В. Инякин, С.И. Грачев // Нефть и газ Западной Сибири : материалы международной науч.-практ. конф. – Тюмень : ТИУ, 2015 – С.222-226.
6. Инякина Е.И. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой / Е.И. Инякина, И.И. Краснов, В.В. Инякин // Нефть и газ: опыт и инновации. – Тюмень : М-центр, 2017. – С.41-56.

УДК 622.276

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАКАЧКИ CO₂ В ПЛАСТ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

Людкевич Алёна Игоревна

АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия, инженер-геолог 2 категории, LyudkevichAI@tomsknipi.ru

Репчук Станислав Васильевич

АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия, Руководитель проекта, RepchukSV@tomsknipi.ru

В настоящей работе проведена оценка применимости закачки CO₂ в пласт на примере месторождения X. Выполнено моделирование процесса разработки с учетом прироста КИН, произведен расчет дополнительной добычи нефти за счет МУН. Предложена технологическая схема производства, хранения, транспортировки, закачки и утилизации CO₂.

Ключевые слова: разработка, методы увеличения нефтеотдачи, закачка CO₂ в пласт, утилизация ПНГ.

ECONOMIC EFFICIENCY OF CO₂ INJECTION INTO THE RESERVOIR USING AN EXAMPLE OF A FIELD X

Lyudkevich Alena

JSC «Tomsk PI», Tomsk, Russia, Geological Engineer, LyudkevichAI@tomsknipi.ru

Repchuk Stanislav

JSC «Tomsk PI», Tomsk, Russia, Project Manager, RepchukSV@tomsknipi.ru

In this work, we assessed the applicability of CO₂ injection into the reservoir using the example of field X. Modeling of the development process was carried out taking into account the increase in oil recovery ratio, the calculation of additional oil production due to the method of increasing oil recovery was performed.

Keywords: methods for increasing oil recovery, CO₂ injection, associated petroleum gas utilization

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих сохранять рентабельность добычи в осложненных условиях. Одним из таких методов является повышение нефтеотдачи путем закачки в пласт углекислого газа (CO₂), которую начали широко применять в США в 1970 - 1980 гг. с использованием природных источников CO₂. За это время были изучены механизмы физико-химического взаимодействия CO₂ с водой, нефтью и породой, а также получены практические знания о преимуществах и недостатках данного подхода по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи (МУН) [1]. В отличие от природного, попутного нефтяного газа и азота, CO₂ в качестве вытесняющего агента позволяет достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи при сравнительно невысоких давлениях закачки. Лабораторные эксперименты, проведенные в термобарических условиях, показывают, что в режиме полного смешивания коэффициент вытеснения нефти может достигать 100 % [2].

В лаборатории физики пласта АО «ТомскНИПИнефть» были проведены эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти из образцов керна одного из нефтегазовых месторождений при циклической закачке CO₂. В условиях, моделирующих пластовые условия, продемонстрировано увеличение коэффициента вытеснения нефти с 39% до 84% (рис. 1).

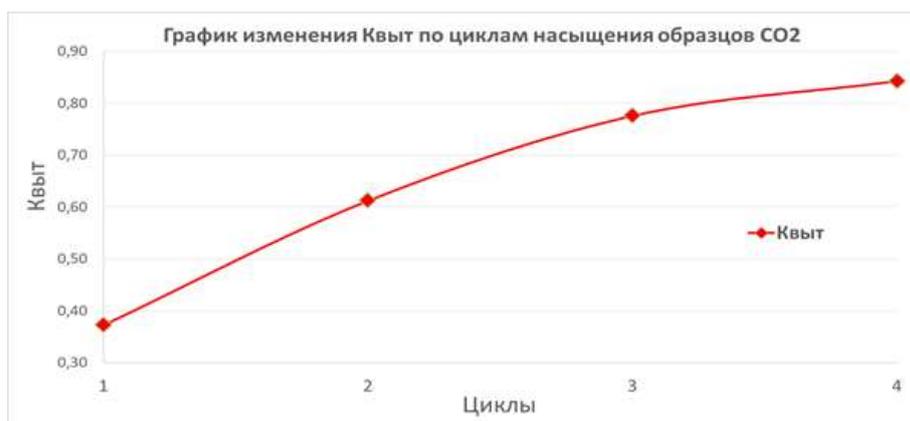


Рисунок 1 - График изменения Квыт по циклам насыщения образцов CO₂

Полученные результаты являются основанием для рассмотрения вышеуказанной технологии и оценки ее экономической эффективности на примере месторождений, имеющих доступный источник получения CO₂. Таким источником может стать попутный нефтяной газ (ПНГ), утилизация которого в условиях отдаленности от магистральных газопроводов и отсутствия местных потребителей представляет серьезную проблему.

Нами было выбрано месторождение X, на котором остается нерешенным вопрос утилизации значительных объемов ПНГ. Для оценки объема дополнительной добычи нефти, была построена композиционная модель месторождения X, куст №1 (рис. 2). Прирост добычи нефти за счет закачки CO₂ составил порядка 726 тыс. тонн за период расчета 20 лет, что составляет 15% от базового уровня добычи.

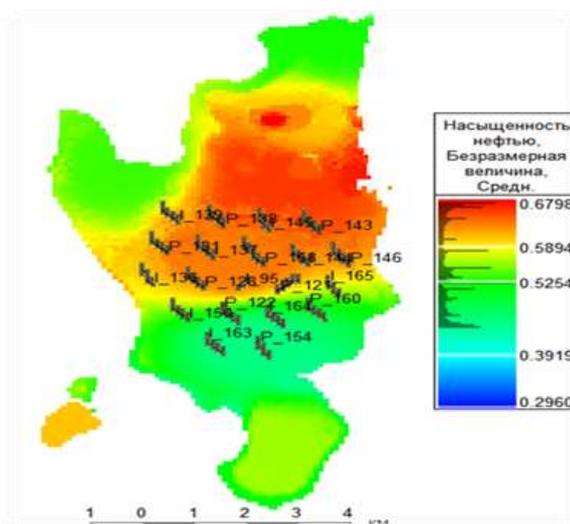


Рисунок 2 - Схема расположения скважин куста №1 месторождения X

С целью реализации проекта разработки куста №1 месторождения X путем закачки CO₂ необходимы дополнительные инвестиции для внесения изменений в систему наземной инфраструктуры. Важным фактором, определяющим необходимые изменения, является история разработки месторождения X и применявшиеся на нем методы воздействия на пласт. Так как закачка CO₂ в предложенном нами варианте предполагает вторичную разработку, затраты на полное техническое перевооружение куста не требуются. В работе представлена оценка дополнительных затрат и экономический расчет для реализации технологии закачки CO₂ в пласт.

Дополнительные капитальные затраты по проекту включают в себя стоимость:
- установки получения CO₂;

- трубопровода среднего давления;
 - насосных станций перекачки CO₂ и индивидуальных насосов высокого давления для закачки CO₂ в скважину;
 - емкостей промежуточного хранения CO₂;
 - бурение артезианских скважин для нужд установки получения CO₂.
- Дополнительные операционные затраты состоят из расходов на:
- расходные материалы для установки получения CO₂;
 - оборудование в коррозионностойком исполнении;
 - ингибиторы коррозии и солейотложений для систем добычи и сбора нефти;
 - техническое обслуживание оборудования;
 - текущий ремонт скважин;
 - фонд оплаты труда.

По результатам инвестиционной оценки проекта закачки CO₂ на примере куста №1 месторождения X накопленный дисконтированный денежный поток (NPV) за весь период реализации проекта (20 лет) составил 575 млн. руб (рис. 3), при том, что по результатам разработки того же куста путем заводнения NPV составил 248 млн. руб. Используемые при расчетах макропараметры: цена нефти – 56 \$/баррель, норма дисконта – 20%, налог на добычу нефти – 559 руб/т.

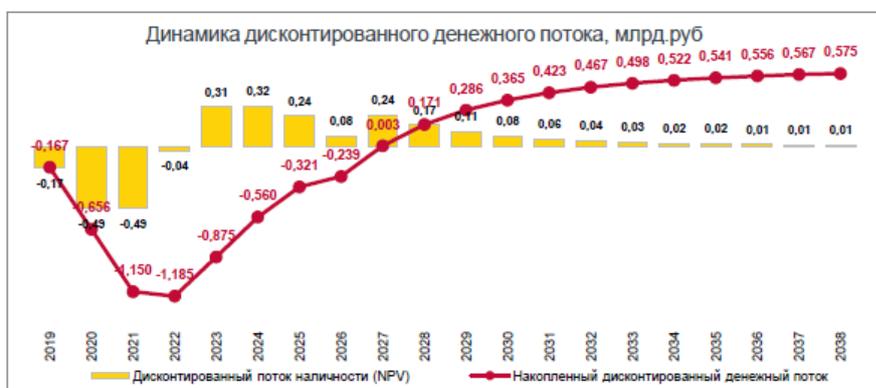


Рисунок 3 - Динамика дисконтированного денежного потока

В работе приведены результаты комплексного исследования технологии закачки CO₂ в пласт одного из месторождений Западной Сибири. Приведена технологическая схема получения CO₂ на месторождении из попутного нефтяного газа и его транспортировки, показан экономический эффект от реализации технологии. Риски, связанные с применением технологии, минимизируются большим опытом, полученным в США, Китае и других странах. Кроме экономического фактора, захоронение (секвестрация) углекислого газа в геологических пластах рассматривается экологами как перспективный способ борьбы с парниковым эффектом [3].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

7. Медведев К.Ю. Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти / К.Ю. Медведев // Recent Studies of Applied Sciences. – 2015. - № 8. – С. 10-17;
8. Трухина О.С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О.С. Трухина, И.А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209;
9. Череповицын А.Е., Экономическая оценка проектов закачки CO₂ в нефтяные месторождения / А.Е. Череповицын, К.И. Сидорова, И.В. Буренина // Нефтегазовое дело. –2014. - №5 – С. 337-356.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ПЛАСТОВЫХ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Петрова Дайана Аяловна

Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К.Аммосова, г.Мирный, Россия, студент, Petrovadaiana@icloud.com

Катанова Розалия Кирилловна

Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К.Аммосова, г.Мирный, Россия, ассистент

Инякина Екатерина Ивановна

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия, ассистент

Иванова Мария Сергеевна

*Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К.Аммосова, г.Мирный, Россия, доцент химической науки, доцент базовой кафедры
Нефтегазового дела.*

Настоящая работа посвящена краткой характеристике проявления вод в пластовых углеводородных залежах и об остаточной водонасыщенности коллекторов, а также начальном содержании паров воды в пластовых газовых и газоконденсатных месторождениях. Показано влияние на КИК водопровялений остаточной и конденсационной вод в залежах, находящихся в различных термобалических условиях.

Ключевые слова: остаточная вода, коэффициент извлечения конденсата, насыщенная газоконденсатная система, недонасыщенная пластовая смесь, околоскритическая газоконденсатная система.

ASSESSMENT OF PLASTIC LOSSES OF HYDROCARBONS IN THE CONDITIONS OF DEVELOPMENT OF OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSITS

Petrova Dayana

Mirny Political Institute (branch) of the North-Eastern Federal University. M.K Ammosov, Mirny, Russia, student, Petrpvadayana@icloud.com

Katanova Rosalia

Mirny Political Institute (branch) of the North-Eastern Federal University. M.K.Ammosova, Mirny, Russia, Assistant.

Yinyakin Catherine

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, assistant

Ivanova Maria

Mirny Political Institute (branch) of the North-Eastern Federal University. MK Ammosova, Mirny, Russia, Konditat of Chemical Sciences, Associate Professor of the Base Department Oil and gas business

This paper is devoted to a brief description of the manifestation of water in reservoir hydrocarbon deposits and the residual water saturation of reservoirs, as well as the initial content of water vapor in reservoir gas and gas condensate fields. The effect of residual and condensation waters on reservoirs in deposits under different thermal and thermal conditions is shown on the CEC.

Key words: residual water, condensate extraction ratio, saturated gas condensate system, undersaturated reservoir mixture, near-critical gas condensate system.

Большинство данных о характеристике газоконденсатной залежи определяется в результате экспериментальных исследований. Для изучения флюидодинамических свойств газоконденсатных систем используются установки фазовых равновесий высокого термодинамического давления отечественного и зарубежного производства [1, 2]. К параметрам газоконденсатной смеси, изучаемым лабораторным способом исследования относятся следующие:

- компонентный состав пластового газа при снижении давления в пласте;
- давление начала конденсации;
- давление максимальной конденсации;
- потенциальное содержание конденсата в пластовом газе;
- потери насыщенного конденсата в залежи на различных этапах разработки месторождения;
- определение влияния пластовой воды на коэффициент извлечения конденсата в залежи.

При моделировании процесса разработки месторождений и в их проекте прямо или косвенно используются все вышеперечисленные параметры. Поэтому необходимо знать, с какой точностью (погрешностью) определены каждый из перечисленных параметров, какие из них неопределенны непосредственно экспериментально и по какой причине, а также каким методом могут быть определены эти неизученные параметры. Для получения исходных данных о газоконденсатной характеристике лабораторными методами исследованиями возникают трудности, связанные с количественным содержанием конденсата в пластовом газе, технической характеристикой используемой установки фазовых превращений и т.д.

Необходимо знать, что для таких газоконденсатных смесей, когда содержание конденсата в пластовом газе ниже 30 г/м^3 , определение экспериментальным способом на установке PVT – свойств, коэффициента извлечения и пластовых потерь конденсата в залежи вызывает определенные трудности, что связано с методикой определения и технологическими недостатками отечественных установок. В таких случаях КИК и пластовые потери конденсата определяются расчетным методом или графическим способом [3]. Аналитические графические зависимости строятся на базе обобщения промысловых материалов разработки газоконденсатных месторождений. Точность определяемого параметра этими методами будет не очень высокой.

При отсутствии параметров, определенных экспериментальным методом приходится использовать в проекте разработки месторождения не очень точные исходные данные. В указанном перечне практически нет второстепенного параметра, и каждый из них имеет существенное значение для правильного прогнозирования показателей эксплуатации месторождения и значительно влияет на показатели разработки.

В частности, измерение компонентного состава пластового газа в присутствии пластовой воды является так же, как и КИК одним из важных данных для разрабатываемых месторождений.

Одним из основных параметров газоконденсатной системы является давление начала конденсации тяжелых фракций углеводородов в залежи. Большинство газоконденсатных месторождений и Дальнего Востока характеризуются полной насыщенностью газа в пластовых условиях тяжелыми компонентами углеводородов [4, 5]. Это означает, что при изменениях давления и температуры происходит изотермическая ретроградная конденсация тяжелых компонентов. Конденсация углеводородов Средневилюйского нефтегазоконденсатного месторождения находящегося в Республике Саха (Якутия) происходит с момента снижения начального пластового давления, т.е. газоконденсатные залежи являются насыщенными по фазовому состоянию.

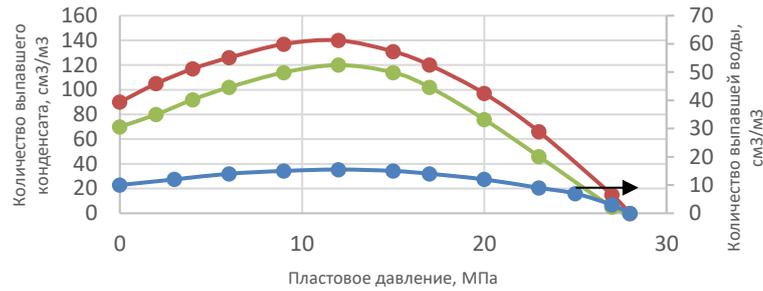


Рисунок 1 - Изменение количество выпадавшего конденсата от пластового давления газоконденсатной системы Средневилюйского месторождения

В этом случае, когда выпадение тяжелых компонентов начинается с давления ниже начального пластового давления, такие залежи называются недонасыщенными. Среди газоконденсатных месторождений Западной Сибири ачимовские отложения Уренгойского месторождения является недонасыщенными.

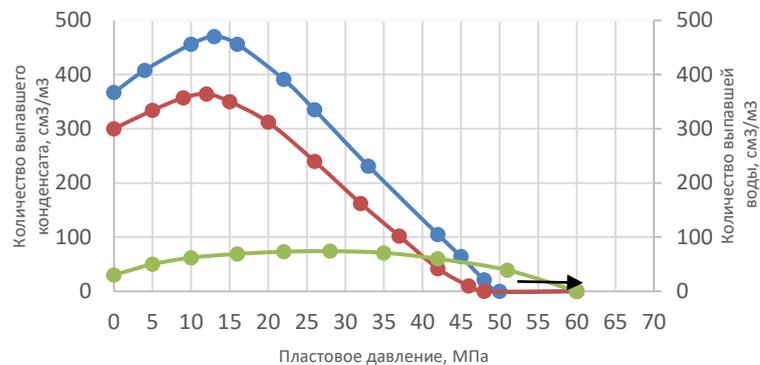


Рисунок 2 - Изменение количества выпадавшего конденсата от пластового давления ачимовского отложения Уренгойского месторождения

Начальное пластовое давление Уренгойского месторождения пласта Ач₃₋₄ 61,0 МПа на глубине 3700 м, пластовая температура 110 °С, а давление начала конденсации равно 515 МПа.

Из выше сказанного следует, что давление начала конденсации является одним из важнейших параметров, предопределяющих количество пластовых потерь флюида, коэффициента извлечения конденсата, режима эксплуатации скважин. Признаком недонасыщенности пластового газа конденсатом является сравнительно низкое его содержание в газе при аномально высоких пластовых давлениях.

Фазовое состояние флюидодинамической системы в залежи является одним из критериев, принимаемых за основу способа разработки газоконденсатных месторождений.

На рис. 2 показано фазовое состояние газоконденсатной смеси, которое позволяет оценить наличие рассеянной жидкой фазы углеводородов в пористой среде и прогнозировать выход конденсата на разных стадиях разработки месторождения. Эта информация нужна для выбора метода разработки и позволяет использовать ее в качестве аргумента для обоснования выбранного проектного решения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Грачев С.И. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей / С.И. Грачев, Е.И. Краснова, В.В. Инякин, М.В. Лескин // Академический журнал Западной Сибири. - 2014. - Т. 10. - № 6 (55). - С. 9 - 12.

2. Краснова Е.И. Изучение фазовых превращений пластовых смесей с помощью современных лабораторных установок / Е.И. Краснова // Сб. докл. II Международной научно-практической конференции «Нефтегазовые горизонты» при РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина. Москва, 2011. - С. 213-214.
3. Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей / В.В. Инякин // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной конференции. ТюмГНГУ. – 2015. – Том 2. – С. 226 - 230.
4. Краснов И.И. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering / И.И. Краснов, Т.Д. Островская, Е.И. Краснова и др. Академический журнал Западной Сибири. - 2012. - № 6. - С. 64 - 65.
5. Краснова Е.И. Прогнозирование конденсатоотдачи на установке PVT-соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения / Е.И. Краснова, С.И. Грачев // Труды XVI международного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр». - Томск, 2012. – С. 97-98.

УДК 553.98

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА

Протопопов Константин Васильевич

*Северо-Восточный Федеральный университет им. М. К. Аммосова, г. Мирный, Россия,
студент, kostyakyn198@mail.ru*

Томский Кирилл Олегович

*Северо-Восточный Федеральный университет им. М. К. Аммосова, г. Мирный, Россия,
кандидат технических наук, заведующий кафедрой Нефтегазового дела,
kirilltom@mail.ru*

Инякин Владислав Витальевич

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия, ассистент

Настоящая работа посвящена краткой характеристике газоконденсатных залежей и оценке результатов исследований скважин эксплуатирующих Ботуобинский горизонт. Показано изменение коэффициента продуктивности в процессе разработки месторождения.

Ключевые слова: Исследование скважин, нефтегазоконденсатное месторождение, коэффициент продуктивности, газонасыщенность, залежи углеводородов.

EVALUATION OF THE RESULTS OF THE STUDY WELLS IN THE DEVELOPMENT OF THE BOTUOBINSKIY HORIZON

Protopopov Konstantin

*North-Eastern Federal University. M. K. Ammosov, Mirniy, Russia, student,
kostyakyn198@mail.ru*

Tomskiy Kiril

*North-Eastern Federal University. M. K. Ammosov, Mirniy, Russia, candidate of technical
Sciences, head of the Department of oil and Gas business*

Inyakin Vladislav

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, assistant

This paper is devoted to a brief description of gas condensate studies of wells operating the Botuobinsky horizon. The change of productivity coefficient in the course of field development is shown.

Key words: Well research, oil and gas condensate field, productivity coefficient, gas saturation, hydrocarbon deposits.

Одна из наиболее актуальных проблем при разработке Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения является оценка результатов исследований скважин при изучении фильтрационных характеристик коллекторов для выбора технологического режима работы скважин. При выборе режима скважины устанавливаются дебиты, при которых исключена

возможность разрушения призабойной зоны пласта, приводящей к образованию песчаной пробки на забое, смятию колонны обсадных труб, повреждению самой скважины.

Целью проведенного комплекса исследований скважин было изучение фильтрационных характеристик коллекторов, установление продуктивной характеристики скважин, а также начальной и текущей термобарической характеристики газоконденсатных залежей Среднеботуобинского месторождения.

В административном отношении Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Мирнинского района Республики Саха (Якутия). Главной особенностью инженерно-геологических условий месторождения является повсеместное развитие многолетнемерзлых пород, залегающих до глубины 400 метров. Всего на месторождении открыто десять залежей углеводородов в отложениях ботуобинского горизонта – 7 нефтегазоконденсатных и 3 газоконденсатных. Нефтегазоносность в пределах Северного блока выявлена в четырех горизонтах – ботуобинском, улаханском-I, улаханском-II, талахском. В пределах Восточного блока III вскрыт только ботуобинский продуктивный горизонт, улаханский горизонт имеет в пределах месторождения локальное распространение и в восточных блоках отсутствует.

Талахский горизонт недостаточно изучен в пределах Северного блока, а в пределах Восточного блока III его перспективы в настоящее время не оценены. Ботуобинский продуктивный горизонт распространен на всей площади Северного I, II и Восточного III блоков месторождения и представляет собой базальные отложения нижнебюкской свиты иктехской серии, несогласно залегающие на различных уровнях курсовской свиты. Песчаники ботуобинского горизонта образуют бароподобное тело, вытянутое полосой северо-восточного простирания. Развитием наибольших толщин характеризуется юго-восточная часть месторождения центрального блока, в северо-западном направлении общая толщина существенно сокращается (до 1,4 метра в районе скважины №74), но исчезновение из разреза ботуобинского горизонта происходит за пределами месторождения. Эффективные толщины имеют аналогичное распространение, причем в северной части месторождения (район скважины СБт-74) пласты коллекторы в ботуобинском горизонте отсутствуют.

Ботуобинская газоконденсатная залежь Северного блока по типу является пластовой сводовой, тектонически экранированной. Залежь осложнена двумя разломами, являющимися границей блока, и третьим разломом, разделяющим залежь на два блока – Северный I и Северный II, имеет длину 36 км, ширина достигает 9 км и высота составляет 44,4 м. Продуктивные отложения залегают на абсолютных глубинах от 1599,6 до 1554 м. Залежь вскрыта 15 скважинами (СБт-1, 5, 24, 27, 41, 44, 48, 49, 54, 101, 156, 159, 160, 163, 165), в том числе 12 скважин на блоке Северный I, и 3 скважины (СБт-48, 156, 163) на блоке Северный II. За пределами контура газоносности ботуобинский горизонт вскрыли 2 скважины (СБт-87, 100), еще 2 скважины (СБт-74 и 99) вскрыли ботуобинский горизонт на блоке Северный II в зоне замещения коллектора.

Газоконденсатная залежь Восточного блока III, вскрыта 4 скважинами: СБт-8, 88, 96 и 90. В контур газоносности попадают только скважины СБт-8 и 88. Она отделена от Северного и Восточного IV блоков разломами. Размеры залежи с запада на восток составляют 4000 м, а юга на север – 2500 м. На Северном блоке в общей сложности притоки газа дали 10 скважин в объеме от 21,3 тыс. м³/сут СБт-160 до 632 тыс. м³/сут СБт-41. На Восточном блоке III промышленный приток газа дали скважины СБт-8 и 88. Дебиты газа составили от 106,6 м³/сут СБт-88 и 589 м³/сут СБт-8. В пределах Северного блока высота газовой шапки до 30 метров. Газонасыщенная толщина составляет 0 - 6,3 м, наибольшие газонасыщенные толщины находятся в южной части, в районе скважины СБт-101 и в северной части в районе скважины СБт-48; в сводовой части толщины уменьшаются до 2 м и менее, образуя зоны замещения в районах скважины СБт-99 и 74. На Северном блоке I газовой контактной принята на абсолютной отметке 1584 м по кровле пласта в скважине СБт-24, где при испытании получен приток фильтрата 2,2 м³/сут, пленка нефти 0,2 м³/сут. На Северном блоке II газовой контактной принята на абсолютной отметке 1599,6 м по данным ГИС в скважине СБт-156. На Восточном блоке III газовой контактной принята на абсолютной отметке 1591,3 м по данным ГИС в скважине №88, газонасыщенные толщины изменяются от 3,2 м в скважине СБт-8 до 11,2 м в скважине СБт-88.

В процессе разработки месторождения исследование скважин проводилось в порядке от меньших дебитов к большим (прямой ход). Скважины эксплуатировались с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии фиксировалась тогда,

когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменялся во времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрировался, и полученные кривые изменения дебита и давления использовались для определения параметров пласта. Скважины закрывали после проведения соответствующих замеров давления на забое, устье (в лифтовых трубах), в затрубном и межтрубном пространствах, а также замеров температуры в необходимых точках и дебитов газа и жидкости [1, 2].

Процесс восстановления устьевого давления фиксировали непрерывно до установления статического давления ($P_{ст}$), приблизительно равного пластовому давлению ($P_{пл}$). Технология исследования скважины при установившемся режиме фильтрации в нашем случае предусматривала, что перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим. Исследования пластов Среднеботуобинского месторождения проводились как в открытом стволе скважины при бурении, так и в эксплуатационной колонне [3, 4, 5].

В процессе освоения скважин, после полной очистки ствола от технической воды и восстановления давлений до стабильных, газоконденсатные и газоконденсатоводяные объекты исследовались в соответствии с инструкцией. Как правило, проводились на 2 – 6 стационарных режимах фильтрации с фиксацией устьевых и забойных давлений и температур, а также дебитов газа сепарации и конденсата при исследовании через промысловый сепаратор. Режим работы скважины задавался штуцером, сепаратора – шайбой на ДИКТе. После отработки на режимах скважина останавливалась для записи кривой восстановления давления (КВД) при нестационарном притоке. По результатам исследований на стационарных режимах с использованием метода индикаторных диаграмм, построенных в координатах $P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = f(Q)$ и $m(P_{пл}) - m(P_{заб}) = f(Q)$, позволяющих учесть реальные свойства газа, определялись значения фильтрационных коэффициентов A и B уравнения притока газа, а также значение абсолютно-свободного дебита газа. По обработке КВД методом Хорнера рассчитывался коэффициент гидропроводности и значение пластового давления на контуре питания скважины. Исходя из гидропроводности пласта, рассчитывалась эффективная проницаемость пласта по реальному газу в пластовых условиях [6, 7, 8].

По результатам определения эффективной проницаемости коллектора Среднеботуобинского месторождения оценивалось значение коэффициента пьезопроводности пласта. Для определения гидродинамических характеристик использовались результаты исследований скважин, в которых получены промышленные притоки. С момента начала разведки месторождения на скважинах, выполнены мероприятия, включающие, как комплекс газодинамических и газоконденсатных исследований на стационарных и нестационарных режимах фильтрации, так и экспресс-исследования с определением только текущего пластового давления, и температуры. Так, для условий разработки Среднеботуобинского месторождения был установлен технологический режим постоянной скорости на забое и на устье от скопления жидкости в стволе скважины и температурный режим, из-за наличия зоны многолетней мерзлоты. Дополнительно имеется ниже лежащая водоплавающую залежь, которая образует опасность подтягивания водяного конуса, поэтому также рассмотрен режим постоянной депрессии на пласт [9, 10, 11].

В условиях постоянного совершенствования системы разработки и эксплуатации месторождения в отношении результатов газодинамических исследований (ГДИ) скважин возникают противоречия, связанные с недостаточной функциональной составляющей. В свою очередь, противоречия формируют новые потребности. Во-первых, использование результатов исследований в постоянно действующих геолого-технологических моделях предполагает повышенную информативность при ограниченном количестве сгруппированных компонентов. Во-вторых, для адекватного описания применительно к смесям сложного состава ограниченных результатов явно недостаточно. В-третьих, постоянный научно-технический прогресс предполагает использование современных средств измерений и оборудования, продвинутых методик обработки и интерпретации данных, математического моделирования и соответствующих программно-методических алгоритмических решений [12, 13].

Так к результатам ГДИ предъявляются повышенные требования в части информативности и достоверности оценки характеристик пластовых флюидов. Исследователи института ООО «Газпром ВНИИГаз» считают целесообразным при аппроксимации линий газовых скважин использование степенной формулы в комплексе с двучленной. Преимуществом данного варианта является возможность более объективной оценки параметров C и N при установлении

коэффициентов фильтрационного сопротивления A и B . Для оперативной оценки добывных возможностей скважин может быть использована зависимость $Q = f(P)$. При сравнении дебитов различных скважин удобнее применять зависимость $q_r = f(\Delta P)$,

где $q_r = \frac{Q}{h_{\text{вскр}}}$ – удельный дебит скважины, (тыс. м³/сут)/м, $h_{\text{вскр}}$ – вскрытая толщина пласта, м.

На рисунке 1 приведены зависимости $q_r = f(P)$ для исследованных скважин Ботуобинского горизонта (рис. 1). Достаточно большое количество скважин на объекте позволяет объективно оценивать минимальный, средний и максимальный удельные дебиты скважин при равной депрессии.

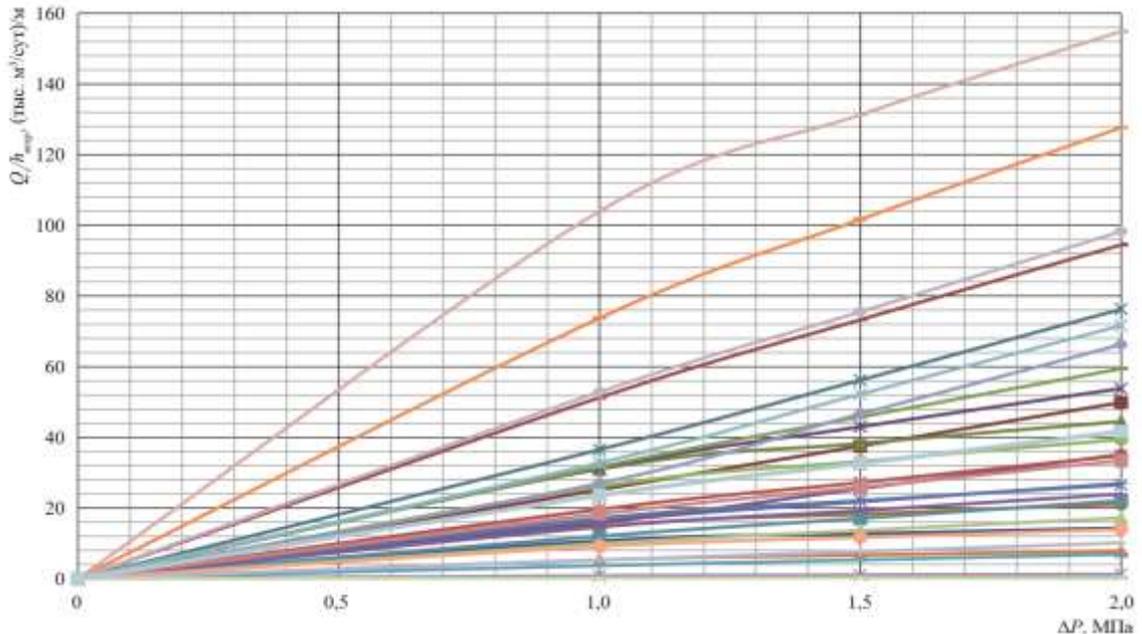


Рисунок 1 - Зависимости $q_r = f(\Delta P)$ для скважин Ботуобинского горизонта

Например, при заданной депрессии 10 % на стадии подсчета запасов и опытно промышленной эксплуатации максимальный удельный дебит скважин Ботуобинского горизонта составит порядка 120 тыс. м³/сут, средний – 30 тыс м³/сут минимальный – 3 – 5 тыс. м³/сут. Полученные данные дают возможность в дальнейшем построить карту удельных дебитов скважин на объекте разработки.

Таким образом, на основании рассчитанных значений установлены добывные возможности скважин. Оценена возможность использования степенной формулы притока газа к скважине. Использование при расчетах степенной формулы в совокупности с двучленной позволяет дать более объективную оценку коэффициентам фильтрационного сопротивления. Для скважин Ботуобинского горизонта построены зависимости удельных дебитов скважин от депрессии, которые позволяют определить величину удельных дебитов при заданном значении депрессии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Алиев З.С. Межпластовые и зональные перетоки газоконденсатной смеси и их влияние на текущую добычу конденсата / З.С. Алиев, Б.Е. Сомов, Д.А. Марakov. – М.: Недра, 2013. – 213 с.
2. Грачев С.И. Прогнозирование добычи конденсата в рамках контроля за разработкой газоконденсатных залежей / С.И. Грачев, Е.И. Краснова, В.В. Инякин, М.В. Лескин // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – № 6 (55). – С. 9 - 12.
3. Абраев Н.С. Анализ применения водогазового воздействия на продуктивные пласты / Н.С. Абраев, В.В. Инякин, Е.И. Краснова // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – № 4

- (53). – С. 11.
4. Инякин В.В. Влияние горно-геологических условий на отработку запасов углеводородов / М.С. Иванова, Е.И. Инякина, И.И. Краснов, В.В. Инякин // Горный журнал. – 2019. - № 2. – С. 10 - 12.
 5. Краснова Е.И. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Е.И. Краснова, А.В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 207 - 212.
 6. Алиев З.С. Практическая нецелесообразность и невозможность исследования горизонтальных газовых скважин на стационарных режимах фильтрации / З.С. Алиев, Д.А. Марakov, В.Н. Котляров, Л.В. Самуйлова // Газовая промышленность. - 2014. - № 1 (701). - С. 44 - 48.
 7. Краснов И.И. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы CHANDLER ENGINEERING / И.И. Краснов, Т.Д. Островская, Е.И. Краснова, С.И. Грачев, М.В. Матвеева // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 64 - 65.
 8. Иноземцева А.А. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод / А.А. Иноземцева, В.В. Инякин, И.И. Краснов и др. // Материалы всероссийской научно-технической конференции. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – С. 90 - 94.
 9. Александрова Е.М. Результаты изучения пластовых флюидов газонефтяных залежей ботубинского горизонта / Е.М. Александрова, Е.И. Инякина, И.И. Краснов, Е.В. Ваганов // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – № 4 (75). – С. 42 - 43.
 10. Краснов И.И. Особенности выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов на месторождениях Крайнего Севера / И.И. Краснов, Т.Д. Островская, М.В. Матвеева // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – № 4. – С. 57 - 59.
 11. Инякин В.В. Современные технологии повышения производительности скважин, эксплуатирующие газовые и газоконденсатные залежи / В.В. Инякин, А.А. Иноземцева, И.И. Краснов // Материалы всероссийской научно-технической конференции. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – С. 158 - 163.
 12. Инякина Е.И. Результаты исследования физико-химических свойств нефти и газа нефтегазоконденсатных месторождений / Е.И. Инякина, М.С. Иванова, И.И. Краснов // Научный форум. Сибирь. – 2018. – № 2. – С. 30 - 32.
 13. Томская Л.А. Изоляционные технологии ограничения газопритокров в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири / Л.А. Томская, И.И. Краснов, Д.А. Марakov и др. // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – № 3. – С. 50 – 60.

**СЕКЦИЯ 8. МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ
НЕФТИ, МЕТОДЫ ИХ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ**

УДК 550.8

**АПРОБАЦИЯ ВРЕМЕННОГО МЕТОДИЧЕСКОГО РУКОВОДСТВА ПО
ПОДСЧЁТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ ТОЛЩИ (2017 Г) НА ПРИМЕРЕ
ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ
СВИТЫ КАМЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Брагин Андрей Юрьевич

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень,
Россия, главный специалист, BraginAY@tmn.lukoil.com*

Калачёва Яна Александровна

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень,
Россия, ведущий геофизик, KalachevaYA@tmn.lukoil.com*

Настоящая работа посвящена апробации «Временного методического руководства по подсчёту запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции», опубликованного в журнале «Недропользование XXI век», 2017 г.

Ключевые слова: баженовская свита, радиолариты, моделирование.

**APPROBATION OF TEMPORARY METODIC MANUAL FOR OIL RESERVES
ESTIMATION IN BAZHEN FORMATION (2017) BY CREATING GEOLOGICAL 3D
MODEL OF BAZHEN STRATUM ON KAMENNOYE FIELD**

Bragin Andrey Yurievich

*LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia,
senior specialist, BraginAY@tmn.lukoil.com*

Kalacheva Yana Alexandrovna

*LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia,
leading specialist, KalachevaYA@tmn.lukoil.com*

This work is about approbation of temporary metodic manual for oil reserves estimation in fracture and pore reservoirs in bazhen formation of West-Siberian province, published in “Nedropolzovanie XXI vek” journal, 2017.

Keywords: Bazhen formation, radiolarites, modelling.

В настоящей работе рассматривается процесс моделирования осадков баженовской свиты на Каменном месторождении и последующий подсчёт запасов по методике, предложенной авторами «Временного методического руководства по подсчёту запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (далее по тексту – ВМР) [5].

Каменное месторождение расположено в Октябрьском и Ханты-Мансийском районах Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и является восточным окончанием Кальмановского, Каменного и Поттымского поднятий, входящих в состав Красноленинского свода. В рамках предыдущих работ по подсчёту запасов баженовской свиты процесс моделирования осадков сводился к традиционному распределению параметра «коллектор-неколлектор». С точки зрения обоснования подсчётных параметров и дальнейшей разработки, к коллекторам баженовской свиты стоит относиться, как к сланцевым. В настоящей работе рассмотрены результаты

трёхмерного распределения различных литотипов с последующим построением кубов подсчётных параметров и раздельным подсчётом запасов по каждому литотипу, а также сопоставление результатов подсчёта, выполненных объёмным методом и методом пиролиза.

В процессе анализа кернового материала и увязки его с каротажными кривыми установлены три основных литотипа, слагающие баженовскую свиту – так называемый «светофор», проиллюстрированный в ВМР: кремнистые радиоляриты, карбонатные радиоляриты, глинисто-битуминозные отложения (рис. 1) [3].

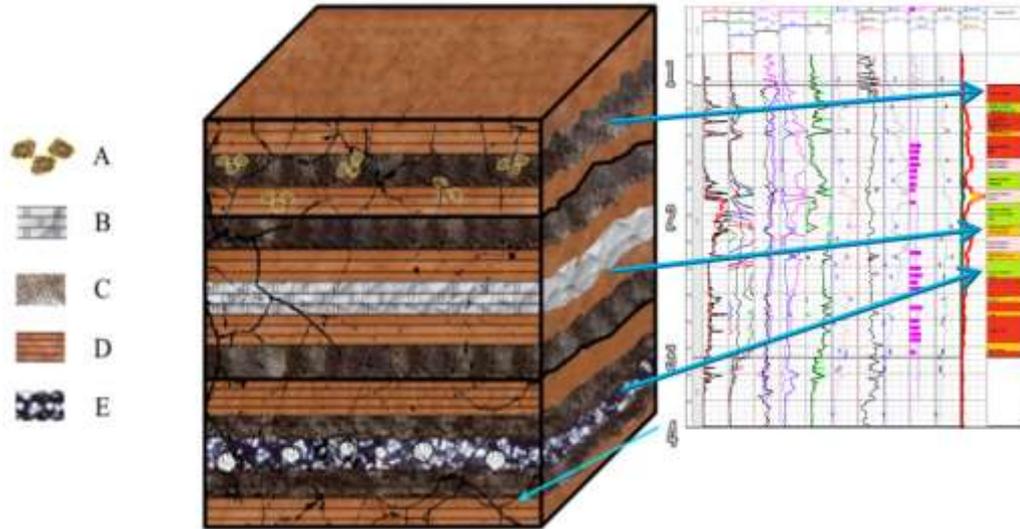


Рисунок 1 – Упрощенная литолого-емкостная модель баженовской свиты Каменного месторождения

Условные обозначения: 1 – глинисто-кремнистые породы интенсивно пиритизированные; 2 – глинисто-карбонатно-кремнистые породы; 3 – глинисто-радиолярито-кремнистые породы; 4 – трещины; А – пирит; В – карбонаты; С – кремнезём; D – глины; E – радиоляриты

Дополнительно по материалам керна и ГИС определены интервалы распространения нефтематеринской породы – керогена, которые также участвовали в моделировании.

Описание процесса 3D-моделирования отложений баженовской свиты

Для моделирования использован программный пакет IRAP RMS. Литотипы с кодами 1 (кремнистые радиоляриты), 2 (карбонатные радиоляриты), 3 (кероген), 0 (глинисто-битуминозные отложения) распределялись стохастически [1] в объёме 3D-модели (рис. 2) с учётом геологостатистического разреза (ГСР).

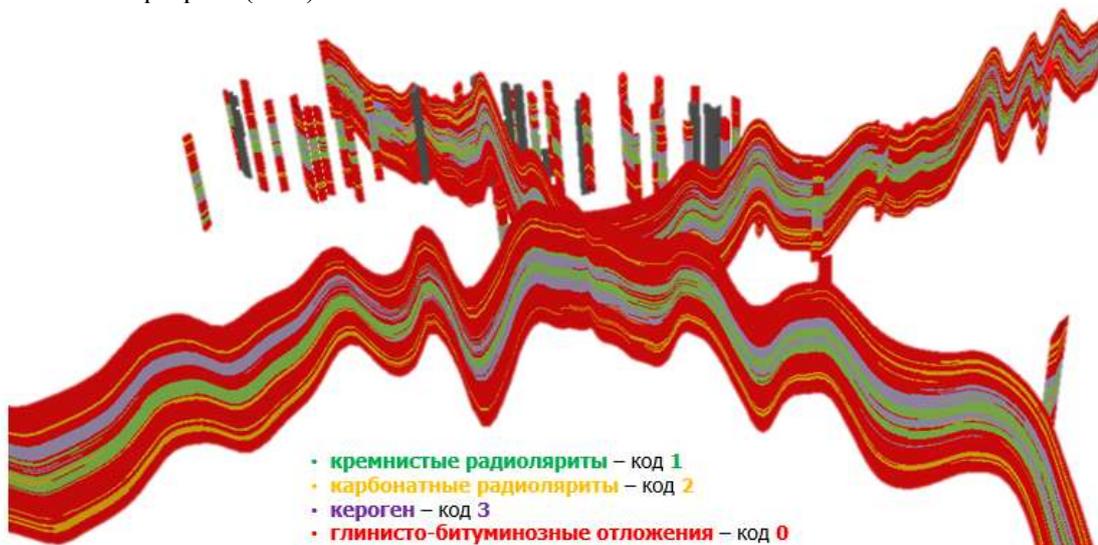


Рисунок 2 – Срезы куба литотипов баженовской свиты

Для подсчёта запасов моделировались необходимые кубы параметров: пористости, определённой по ГИС (д. ед.), относительного объёма ($S1$) лёгких УВ, выделяемых из породы при пиролизе до 300°C (мг/г). Коэффициент нефтенасыщенности принимался равным 0,95 д. ед. согласно ВМР. На каждом этапе осуществлялся контроль качества построений путём сравнительного анализа ГСР, гистограмм распределения свойств по скважинным данным и полученным кубам [4].

После построения кубов литотипов и параметров рассчитаны кубы запасов кремнистых и карбонатных радиоляритов по двум методам – объёмному и пиролитическому.

Объёмный:

$$Q = V_n \cdot K_p \cdot K_n \cdot \rho \cdot \theta, \text{ где}$$

Q – начальные геологические запасы нефти, тыс. т; V_n – объём нефтенасыщенных пород, тыс. м^3 ; K_p – коэффициент пористости, д. ед.; K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; ρ – плотность нефти, $\text{г}/\text{см}^3$; θ – пересчётный коэффициент, д. ед.

Пиролитический:

$$Q = V_n \cdot S1 \cdot \rho_p, \text{ где}$$

Q – начальные геологические запасы нефти, тыс. т; V_n – объём нефтенасыщенных пород, тыс. м^3 ; $S1$ – относительный объём лёгких УВ, мг/г. ед.; ρ_p – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; ρ_p – плотность породы, $\text{г}/\text{см}^3$.

Следует отметить, что, согласно ВМР, при подсчёте запасов нефти в карбонатных радиоляритах учитывалась $1/2$ эффективного объёма ячеек.

Участки подсчётов ограничивались границами категорий запасов А, В₁, В₂ [2], определённых в районах скважин, давших притоки нефти.

Выполнено сопоставление начальных геологических запасов нефти, подсчитанных объёмным и пиролитическим методами.

Для формирования отчётной графики выполнено извлечение из 3D-модели карт эффективных нефтенасыщенных толщин, подсчётных параметров по кремнистым и карбонатным радиоляритам.

Рассмотренный способ моделирования и оценки запасов по ВМР предложен в качестве основы для промышленного подсчёта запасов объектов баженовской свиты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
2. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН, 2016. – 320 с.
3. Литвин В.Т. Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского месторождения / В.Т. Литвин, К.В. Стрижнев, П.В. Рошин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/11/36_2015.pdf.
4. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчёте запасов углеводородного сырья – М.: ФБУ «ГКЗ», 2014.
5. Шпильман А.В. Временное методическое руководство по подсчёту запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.В. Шпильман, И.С. Гутман, И.В. Шпуров [и др.] // Недрапользование XXI век. – 2017. – С. 68-100.

УДК 550.34.06.013.3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПРИ ПРОГНОЗЕ ПОТЕНЦИАЛЬНО ПРОДУКТИВНЫХ ЗОН В ИНТЕРВАЛЕ БАЖЕНО-АБАЛАКСКОГО КОМПЛЕКСА (КРАСНОЛЕНИНСКИЙ СВОД)

Гайфулина Елена Фанисовна

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия, главный специалист,
efgaiulina@tnnc.rosneft.ru*

Новокрещин Алексей Васильевич

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия, старший эксперт,
avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru*

Настоящая работа посвящена разработке рекомендаций по развитию алгоритмов интерпретации сейсмических данных для повышения эффективности прогноза зон локализации запасов БАК.

Ключевые слова: бажено-абалакский комплекс, синхронная инверсия, импульс, хрупкость.

USE OF THE INVERSION TRANSFORMATION RESULTS UNDER THE FORECAST OF POTENTIALLY PRODUCTIVE ZONES IN THE INTERVAL OF BAZHEN-ABALAK COMPLEX (KRASNOLENINSKIY ARCH)

Gaifulina Elena

*LLC Tyumenskiy Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center), Tyumen, Russia,
main specialist, efgaiulina@tnnc.rosneft.ru*

Novokreschin Alexey

*LLC Tyumenskiy Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center), Tyumen, Russia,
senior expert, avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru*

This work is devoted to the elaboration of recommendations for the development of algorithms for the seismic data interpretation to improve the efficiency of forecasting areas for the localization of BAC reserves.

Keywords: bazhen-abalak complex, simultaneous inversion, wavelet, brittleness.

Одним из перспективных направлений поиска углеводородного сырья в пределах Краснolenинского нефтегазоносного района в настоящее время является прогноз потенциально-продуктивных зон в интервале бажено-абалакского комплекса (БАК) горных пород.

Продуктивные интервалы данного комплекса приурочены к нижней части тутлеймской и верхней части абалакской свит. Основными коллекторами в тутлеймской свите (пласт ЮК₀) являются маломощные карбонатные прослои с повышенной хрупкостью, представленные доломитами или известняками; в абалакской свите (пласт ЮК₁) – водорослевый известняк, который на 90% состоит из кальцита и характеризуется повышенной трещиноватостью и кавернозностью. Также к потенциально-продуктивным породам отнесены кремнисто-глинистые сильно пиритизированные прослои, приуроченные к верхней части тутлеймской свиты [3].

Породы БАК считаются нефтегенерирующими, поэтому важным фактором при прогнозе коллекторов в этом интервале разреза является общее содержание и зрелость (степень преобразованности) органического вещества. С использованием данных о минеральном составе,

содержании органического вещества, хрупкости пород, можно определять перспективные участки для планирования бурения и проведения ГРП [2].

Продуктивность скважин, вскрывших отложения бажено-абалакского комплекса резко различается по площади даже в пределах одного месторождения. В связи с этим особенно важно привлекать данные сейсморазведки при прогнозе геологических свойств в межскважинном пространстве. Справиться с этой задачей можно при помощи сейсмической инверсии.

В данной работе представлены результаты синхронной детерминистической инверсии, которая является преобразованием сейсмограмм ОСТ или частичных сумм с привлечением скважинных данных в упругие свойства – P- и S-импеданс, соотношение скоростей V_p/V_s , плотность. Учёт данных об изменениях амплитуд от угла падения сейсмических волн на изучаемые границы позволяет получить распределение упругих параметров в пространстве, что, в свою очередь, даёт возможность перейти к изучению геологических характеристик разреза.

Предпосылки выполнения синхронной инверсии определяются наличием корреляционных связей упругих параметров с геологическими характеристиками разреза, отмечаемых по скважинным данным. На рисунке 1 приведено разделение литотипов коллектор/неколлектор/потенциальный коллектор в поле сопоставления упругих параметров V_p/V_s и P-импеданса для интервала ЮК0. Интервалы пластов ЮК0 и ЮК1 имеют различные упругие характеристики, поэтому они анализировались отдельно.

Синхронная инверсия выполнялась на основе частично-кратных угловых сумм и скважинных данных, располагающих измеренными данными плотностного и широкополосного акустического каротажей. Для расчета использовался модуль RockTrace пакета Jason компании CGG [1]. Параметры инверсии были оптимизированы в точках скважин для интервала (ОГ Б-100 мс; ОГ А+50 мс). Анализ качества результатов инверсии показал высокую сходимость рассчитанных и замеренных в скважинах упругих параметров, хорошее совпадение синтетических данных с сейсмическими и отсутствие влияния априорной модели, что свидетельствует о высоком качестве проведенного инверсионного преобразования.

Из рисунка 1 видно, что разделение литотипов, наблюдаемое по скважинным данным, фильтрованным в сейсмическую полосу частот, сохраняется и по результатам выполнения синхронной инверсии.

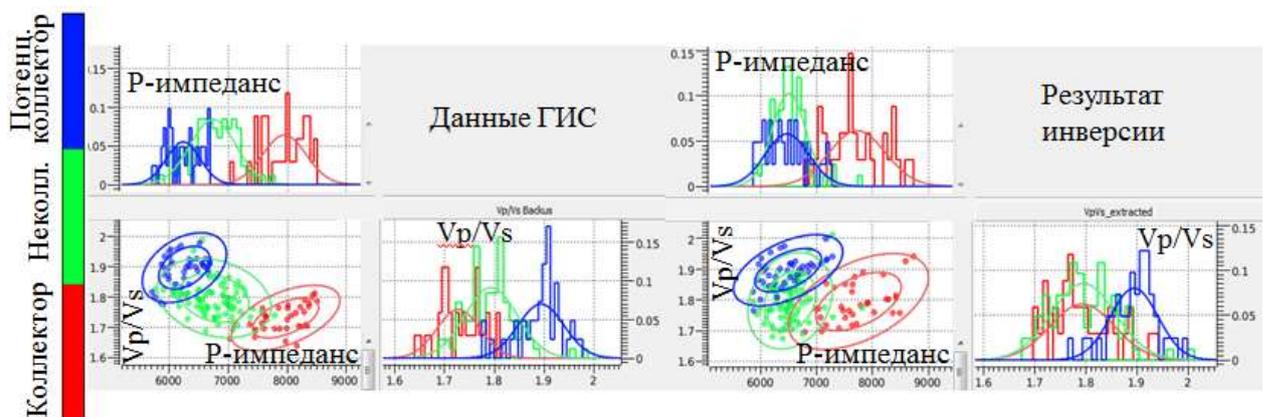


Рисунок 1 – Распределение упругих свойств по разрезу по данным ГИС, фильтрованным в сейсмическую полосу частот, и по результатам инверсии в интервале пласта ЮК0

Однако на кросс-плотах отмечается перекрытие упругих свойств для разных литологических разностей. Для учёта неопределенности в зонах перекрытия литотипов была выполнена объёмная интерпретация результатов инверсии в модуле FFP (Fluid and Facies Probability) пакета Jason компании CGG. По построенным в точках скважин функциям плотности вероятности и результатам выполненной синхронной детерминистической инверсии были получены куб литологии наиболее вероятного литотипа и кубы вероятности наличия каждого литотипа. Вероятностная оценка в точках скважин представлена на рисунке 2, объёмная оценка на рисунке 3 (вдоль стволов скважин в цветочкодированном виде представлены диаграммы литологии по ГИС).

Как уже упоминалось ранее, результатом синхронной сейсмической инверсии являются кубы упругих свойств P- и S-импеданс, соотношение V_p/V_s , плотность. С помощью параметра V_p/V_s можно рассчитать упругие модули Юнга и Пуассона и уже от них перейти к оценке важного при прогнозе потенциально-продуктивных зон в интервале бажено-абалакского комплекса параметра – хрупкости пород.

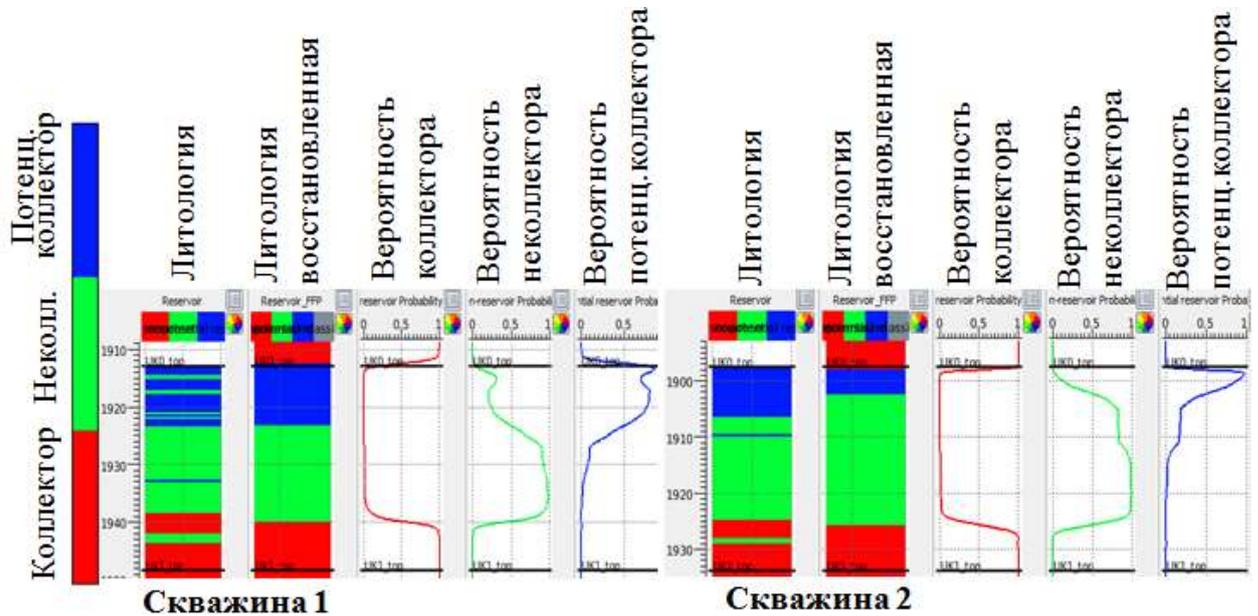


Рисунок 2 – Контроль качества выделения в скважинах литотипов по результатам инверсии в интервале пласта ЮК₀

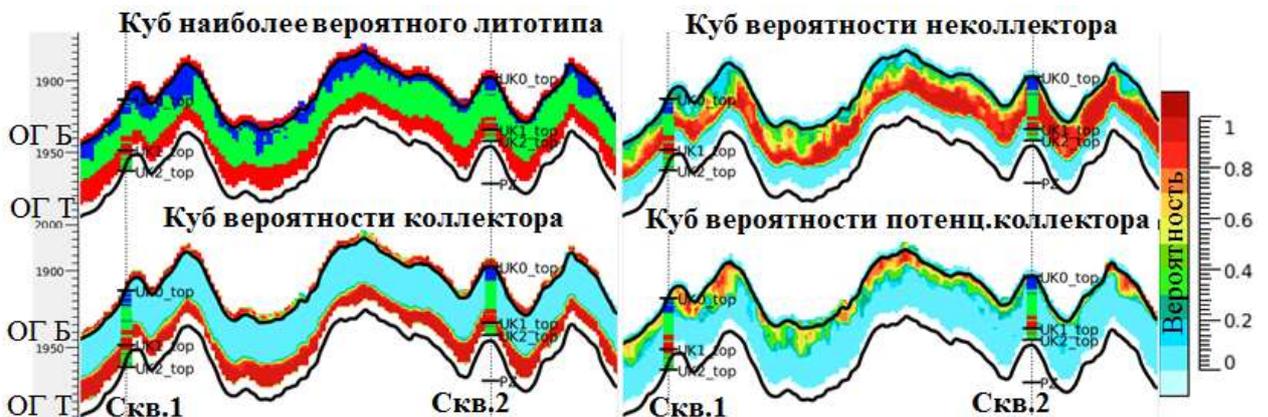


Рисунок 3 – Вертикальные сечения вероятностных кубов в интервале пласта ЮК₀

В заключение можно резюмировать, что результаты синхронной сейсмической инверсии позволяют прогнозировать распределение геологических характеристик интервала БАК в межскважинном пространстве, однако вертикальная разрешённость результата ограничена разрешающей способностью сейсморазведки. Получить более разрешённый по вертикали результат можно с помощью стохастической синхронной инверсии, что является следующим этапом нашего исследования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Introduction to pre-stack inversion. Release 8.4, Student's Course Book / Учебное пособие JGW – CGG Jason, 2014.
2. Holden T. Rock Properties for Success in Shale [Электронный ресурс] / T. Holden, J. Pendrel, F. Jenson, P. Mesdag // – 11 с. – Режим доступа: https://www.cgg.com/data/1/rec_docs/3035_Rock-Properties-for-

[Success-in-Shales-WhitePaper.pdf](#)

3. Кудаманов А.И. Основные закономерности строения и эволюция осадконакопления верхней юры Красноленинского свода Западной Сибири / Кудаманов А.И., Маринов В.А., Бумагина В.А., Смышляева М.А., Авраменко Э.Б., Александрова И.О., Панченко Е.М. // Сборник научных трудов ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Выпуск 4. – Тюмень. – 2018. – С. 111-129.

УДК 550.34.06.013.3

ТРИЗ: СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ - ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ

Евдокимов Николай Алексеевич

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, Россия, ведущий специалист,
naevdokimov@tnc.rosneft.ru*

Настоящая работа посвящена анализу возможностей алгоритмов интерпретации сейсмических данных для прогноза зон высокоёмких резервуаров в отложениях тюменской свиты.

Ключевые слова: ТРИЗ, атрибутивный анализ, автоматизация, машинное обучение.

HTR (HARD TO RECOVER): SEISMOFACIAL MODELING OF COMPLEX RESERVOIR - PROBLEMS AND POSSIBLE SOLUTION METHODS

Evdokimov Nikolay Alekseevich

*LLC Tyumenskiy Neftyanoi Nauchnyi Tsent (Tyumen Petroleum Research Center), Tyumen,
Russia,
leading specialist, naevdokimov@tnc.rosneft.ru*

This work is devoted to an analysis of the capabilities of seismic data interpretation algorithms for prediction high-level zones in Tyumen formation deposits.

Keywords: hard to recover, attribute analysis, automation, machine learning.

Район работ расположен на территории Краснотурганского свода Западно-Сибирской плиты, где одним из основных объектов нефтедобычи является тюменская свита. С одной стороны в ней сосредоточены огромные запасы нефти, с другой низкое качество и невыдержанность коллекторов является основной проблемой разработки залежи. На сегодняшний день, запасы тюменской свиты отнесены к трудноизвлекаемым. Для повышения эффективности разработки необходимо на основе имеющихся сейсмических и скважинных данных выполнить надежный прогноз в объекте фации русловых песчаников, поскольку именно с ней связаны наиболее высокоёмкие и высокопроницаемые коллектора. Данное положение определило цель настоящей работы.

Изучаемая территория покрыта съемками МОГТ 3D - два сейсмических куба, полученных в разные полевые сезоны. Для прогноза литологического строения разреза была выполнена синхронная инверсия. Из-за неширокого частотного диапазона сейсмических данных, высокой литологической неоднородности объекта и близких значений упругих параметров коллекторов и неколекторов количественная интерпретация её результатов существенно затруднена. На рисунке 1 представлено разделение литотипов по данным ГИС и по результатам инверсии. Видно, что в анализируемом интервале по данным ГИС наблюдается разделение коллекторов и глинистых пород с наличием значительного перекрытия, а по результатам инверсии разделение литотипов в пространстве упругих параметров полностью отсутствует.

Также в рамках предшествующих исследований был выполнен детальный атрибутивный анализ (по каждому сейсмическому кубу было посчитано более 15000 карт сейсмических атрибутов) и спектральная декомпозиция. Достоверных результатов получено не было.

Отсутствие фациальной зональности по скважинным данным, невозможность литологической интерпретации результатов синхронной инверсии и атрибутивного анализа вынуждают искать альтернативные подходы к достижению поставленной цели.

Одним из таких подходов является применение нейросетевых технологий. На сегодняшний день существует большое количество различных алгоритмов нейросетевой классификации,

наиболее перспективными в нефтегазовой отрасли являются алгоритмы с обучением на кривых литологии [1].

В рассматриваемом случае для обучения разрезы тюменской свиты были расчленены на 4 фации: фацию русловых песчаников, фацию конуса выноса, фацию высокодинамичной поймы, фацию поймы (рис. 1). Основные перспективы нефтедобычи связаны с русловыми отложениями, глинистые отложения поймы являются полностью бесперспективными.

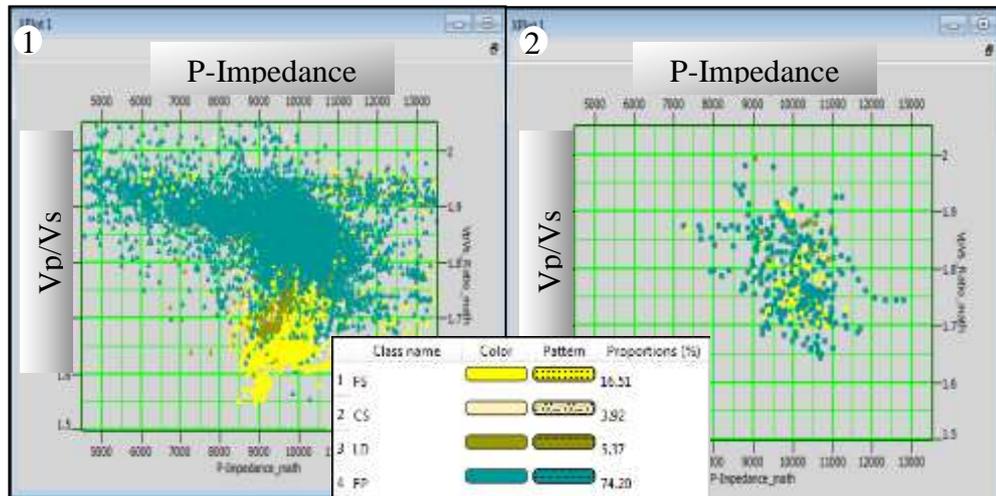


Рисунок 1 – Литологическое разделение отложений тюменской свиты в полях P-Impedance – Vp/Vs в масштабе ГИС (1), по результатам инверсии (2). (FC – русловая фация; CS – фация конуса выноса; LD – фация высокодинамичной поймы; FP – фация поймы)

Используемый алгоритм классификации основан на ассоциативных нейронных сетях [2]. Отличительная особенность выбранной методики заключается в том, что прогноз выполняется не на основе суммарных трасс сейсмического куба, а на основе одновременного анализа кубов разных угловых сумм и атрибутов. Это позволяет использовать для фациальных реконструкций дополнительную информацию об изменении сейсмических амплитуд в зависимости от углов падения волны.

Комплексный анализ большого объема геологических и сейсмических данных даёт возможность выявить неявные связи между фациальным строением разрезов и сейсмическими атрибутами. В результате проведенной классификации были получены кубы литологии и кубы вероятности наличия каждой фации.

Несмотря на различие частотных характеристик двух кубов, результаты хорошо согласуются между собой. Полученные объемы фации коллектора имеют ленточную форму распространения, согласуются с результатами палеотектонического анализа. Ориентировка стволов скважин вдоль наиболее вероятных объемов фации русла позволит повысить эффективность разработки нефтяных залежей тюменской свиты.

Вместе с тем, очевидно, что использование полученного прогноза для оценки запасов залежи нецелесообразно, поскольку может привести к их существенному занижению. Поэтому работы в данном направлении следует продолжать.

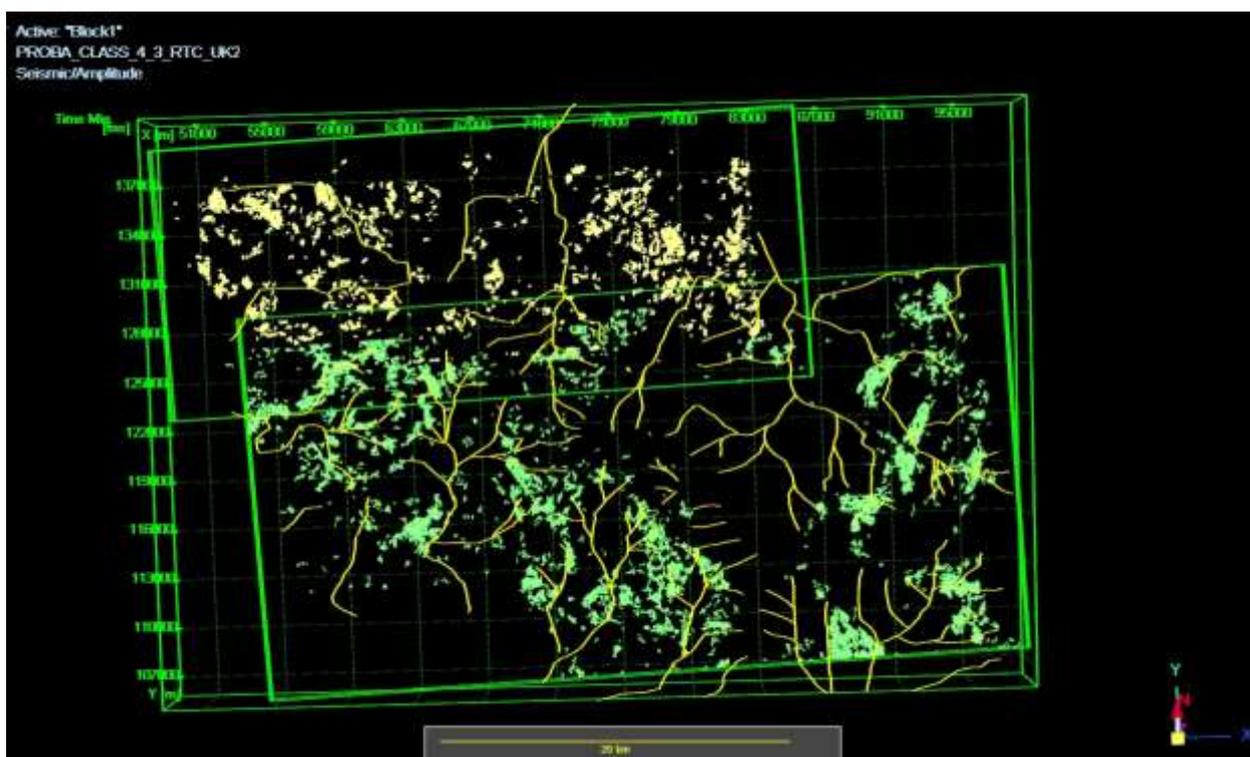


Рисунок 2 – Результаты прогноза зон с улучшенными ФЕС: объёмы русловой фации коллектора в пластах ЮК₃-ЮК₄ по северному и южному сейсмическим кубам

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Integration of lithology uncertainties in net volume prediction using Democratic Neural Network Association [Электронный ресурс]. / Kamal Hani-Eddine, Loic Richard, Pascal Klein // Paradigm, SEG Annual Meeting, September, 2013. Режим доступа: <https://pdgm.com/resource-library/articles-and-papers/2013/integration-of-lithology-uncertainties-in-net-volu/>
2. Hastie T. The Elements of Statistical Learning / T. Hastie, R. Tibshirani, J. Friedman. — Springer, 2009. — 763 p.

УДК 622.276

ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НАХОДЯЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Захарова Мария Романовна

Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного государственного университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный, Россия, студент, Mazakhar@icloud.com

Инякина Екатерина Ивановна

Тюменский индустриальный Университет г.Тюмень, Россия, ассистент

Иванова Мария Сергеевна

Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного государственного университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный, Россия, кандидат химических наук, доцент базовой кафедры нефтегазового дела.

Томская Ванесса Федоровна

Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного государственного университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный, Россия, студент,

Настоящая работа посвящена изучению свойств газоконденсатных систем, находящихся в условиях аномально высокого пластового давления. Показано влияние изменения содержания конденсата при изменении давления на пластовые потери углеводородов.

Ключевые слова: газоконденсатные системы, аномально высокое пластовое давление, коэффициент извлечения конденсата, изменение содержания конденсата.

STUDYING THE PROPERTIES OF GAS-CONDENSATE SYSTEMS UNDER AHPD CONDITIONS

Zakharova Maria

Mirny Polytechnic Institute (branch) of the North-Eastern State University. MK Ammosova, Mirny, Russia, student, Mazakhar@icloud.com

Inyakina Ekaterina

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia,

Ivanova Maria

Mirny Polytechnic Institute (branch) of the North-Eastern State University. MK Ammosova, Mirny, Russia, candidate of chemical sciences, associate professor of the base department of oil and gas business

Tomskaya Vanessa

Mirny Polytechnic Institute (branch) of the North-Eastern State University. MK Ammosova, Mirny, Russia, student,

This work is devoted to the study of the properties of gas-condensate systems under abnormally high reservoir pressure. The effect of a change in the condensate containment when the pressure changes on the formation losses of hydrocarbons is shown.

Keywords: Gas-condensate systems, abnormally high reservoir pressure, condensate recovery rate, change in condensate content.

В настоящей работе в качестве изучаемых объектов рассмотрены газоконденсатные месторождения Уренгойское и Астраханское, находящиеся в условиях АВПД. Уренгойское месторождение характеризуется значительной геологической неоднородностью как по разрезу, так и по площади. Наиболее изученными являются газоконденсатные залежи ачимовских пластов Ач₃₋₄, Ач₅: глубины залегания – 3600 – 3800 м, пластовые давления в интервале 57 – 63 МПа и температуры – 100 – 110 °С.

На установке PVT модели VINCI TECHNOLOGIES [1, 2, 3, 4] проведены эксперименты по дифференциальной конденсации пластовых залежей Ач₃₋₄, Ач₃₋₄₋₅, Ач₅, на пробах, отобранных из скв. 774 (Ач₃₋₄₋₅), 716 (Ач₃₋₄), 705 (Ач₃₋₄₋₅), 778 (Ач₃₋₄), 727 (Ач₃₋₄), 440 (Ач₅), 732 (Ач₃₋₄). Потенциальное содержание конденсата находится в пределах 169 – 447 г/м³ на газ сепарации. Результаты исследования газоконденсатной системы представлены на рисунке 1.

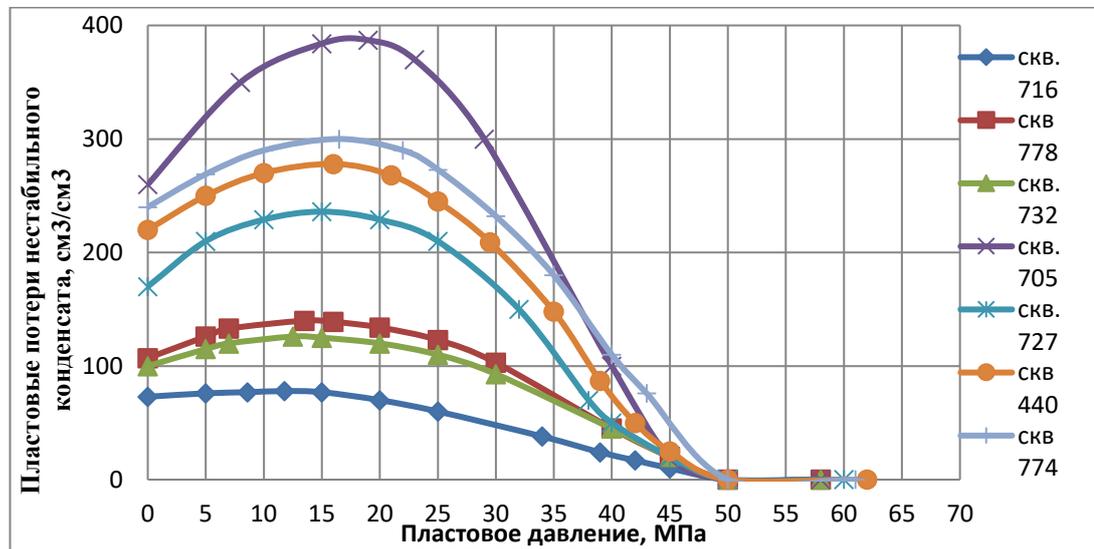


Рисунок 1 – Изотермы дифференциальной конденсации пластовых смесей ачимовских залежей Уренгойского месторождения

Таким образом, при исследовании фазового состояния пластовых систем ачимовских залежей в начальных пластовых условиях установлено, что углеводороды C₅₊ находятся в газообразном состоянии. Давление начала конденсации ниже начального пластового давления на 15–26 %. Значение давлений максимальной конденсации колеблется от 11,8 – 19,6 МПа.

Согласно результатам исследований [5, 6], газоконденсатной системы Астраханского месторождения давление начала конденсации уменьшается при увеличении содержания кислых компонентов.

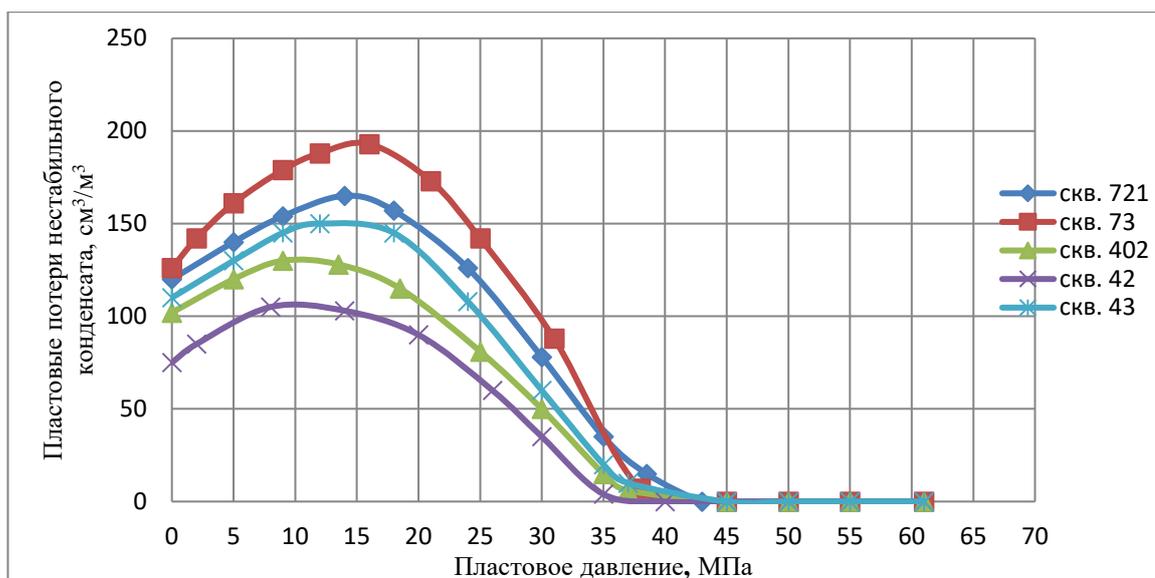


Рисунок 2 - Изотермы дифференциальной конденсации пластовых систем Астраханского ГКМ

Так, при отсутствии сероводорода и углекислого газа в газоконденсатных системах с незначительным содержанием C_2 , C_3 , C_4 и содержанием конденсата около $260 - 270 \text{ г/м}^3$ газа сепарации (плотностью $0,800 \text{ г/см}^3$) давление начала конденсации находится в интервале $56 - 58 \text{ МПа}$. При добавлении в систему смеси сероводорода и углекислого газа ($35 - 40 \%$ мол.) снижение давления начала конденсации достигает $16 - 18 \text{ МПа}$, о чем свидетельствуют изотермы дифференциальной конденсации пластовых газов, полученные на установке РВТ. Давление начала конденсации изменяется от 39 до 43 МПа . Максимальная конденсация наблюдается на давлении $12 - 17 \text{ МПа}$. начальное пластовое давление – 61 МПа ; температура – 100°C . Увеличение конденсатосодержания приводит к снижению конденсатоотдачи. Явной связи между КИК и содержанием в пластовой смеси кислых компонентов в интервале изменения содержания $\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$ от 36 до 51% не установлено. Следует отметить, что более широкий диапазон изменения содержания H_2S и CO_2 (особенно H_2S) несомненно существенно повлияет на коэффициент извлечения конденсата, учитывая его влияние на величину давления начала конденсации [1, 2, 3, 4].

Баланс распределения конденсата при снижении пластового давления, полученный при исследовании на Астраханском ГКМ пластового газа усредненного состава (плотность $C_{5+} - 0,805 \text{ г/см}^3$). Существенное снижение углеводородов в пластовом газе наблюдается при снижении пластового давления ниже 35 МПа .

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ваганов Е.В. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе / Е.В. Ваганов, Е.И. Краснова, И.И. Краснов, Д.А. Марakov, О.П. Зотова // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 1 (50). – С. 118.
2. Грицеко А.И. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А.И. Грицеко, И.А. Гриценко, В.В. Юшкин, Т.Д. Островская. - М.: Недра, 1995. – 342 с.
3. Грачев С.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений / С.И. Грачев, Е.И. Краснова. – ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
4. Инякина Е.И. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи / Е.И. Инякина, Е.И. Мамчистова и др. // Научный форум. Сибирь. - 2015. – № 1. – С. 47 - 48.
5. Краснов И.И. Экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных газоконденсатных систем / И.И. Краснов, В.А. Михеева, М.В. Матвеева // Изв.вузов.Нефть и газ.

- 2006. – № 2. – С. 21 - 26.
6. Краснов И.И. Прогнозирование фазового поведения пластовых флюидов газоконденсатных месторождений Западной Сибири / И.И. Краснов, М.В. Матвеева, Е.И. Краснова // Сб. докл. V международной научно-практической конференции «Проблемы добычи газа, газогового конденсата, нефти». Ставрополь, 2007. – С. 162 - 163.

УДК 552.52

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АНОМАЛЬНО ЛЮМИНЕСЦИРУЮЩИХ ПРОСЛОЕВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

Кондрашова Елена Сергеевна

*Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа ОАО
«ТомскНИПИнефть», НИ Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия,
инженер 1 категории, аспирант KondrashovaES@tomsknipi.ru*

Шалдыбин Михаил Викторович

*Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа ОАО
«ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия, начальник сектора литологии.
Shaldybinmv@tomsknipi.ru*

Настоящая работа посвящена комплексному изучению тонких глинистых прослоев с аномальным люминесцирующим свечением в породах баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна (на территории Томской области и ХМАО). Изучение минерального состава люминесцирующих прослоев рентгенофазовым и петрографическим методом показало, что они сложены в основном глинистыми минералами с примесью терригенного материала, а также показало наличие в них минеральных компонентов и текстурно-структурных особенностей характерных для туфовых (туфогенных) горных пород. Приведены данные о содержании тория в прослоях по результатам метода инструментальной нейтронной активации. Предполагается, что эти прослои имеют вулканическое происхождение и образовались в результате диа- и катагенетического преобразования вулканокластического материала туфовых осадков в присутствии большого количества органического вещества.

Ключевые слова: баженовская свита, глинистые прослои, люминесценция, пирокластический материал.

COMPLEX STUDY OF ABNORMALLY LUMINESCENT LAYERS IN THE BAZHENOV FORMATION OF THE WEST SIBERIAN BASIN

Kondrashova Elena

*[Institute of oil and gas](#) «TomskNIPIneft», Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia,
engineer, postgraduate student. KondrashovaES@tomsknipi.ru*

Shaldybin Mikhail Viktorovich

*[Institute of oil and gas](#) «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia, [Head of Sector of lithology](#)
Shaldybinmv@tomsknipi.ru*

This work is devoted to the complex study of thin clay layers with abnormally luminescent (ALL) glow in the rocks of the Bazhenov Formation of the West Siberian sedimentary basin (in the Tomsk Region and Khanty-Mansi Autonomous Area). The study of the mineral composition of ALL by X-ray and petrographic methods showed that they are composed mainly of clay minerals with admixture of terrigenous material, as well as the presence of mineral components in them and textural structural features of characteristic of tuff rocks. The data on the content of thorium in the interlayers are presented according to the results of the instrumental neutron activation method. It is assumed that these layers are of volcanic origin and were formed as a result of dia- and catagenetic transformation of the volcanoclastic material of tuff sediments in the presence of a large amount of organic matter.

Keywords Bazhenov Formation, luminescence, clay minerals, pyroclastic material.

Баженовская свита (БС) в настоящее время рассматривается как перспективный нетрадиционный коллектор в связи с возросшим интересом к исследованию сланцевой нефти. Стандартный комплекс первичных исследований ядра (в том числе скважин, вскрывающих отложения БС), реализуемый на территории деятельности ОАО «ТомскНИПИнефть», включает в себя этап изучения характера насыщенности ядра при ультрафиолетовом (УФ) освещении для определения прямых признаков наличия углеводородов (УВ). Изучение ядра БС в УФ свете для некоторых ее участков выявило наличие единичных тонких прослоев (0,3...1 см), а также серий тонких прослоев (до 15 см) с аномальным ярким (как правило, желтым) свечением [1]. Выделенные прослои по внешнему облику можно разделить на две группы: I группа – единичные прослои толщиной от 0,3 до 1 см, II группа - смежные прослои (тонкие миллиметровые серии) с суммарной толщиной от 6 до 15 см. В разрезе одной скважине могут присутствовать прослои двух групп одновременно, расстояние между группами составляет от 1,5 до 2,5 м (рис. 1).

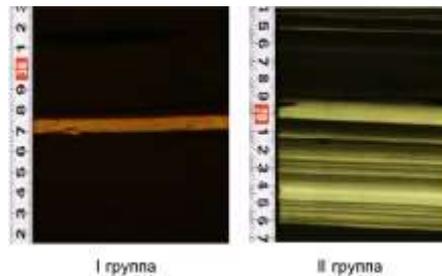


Рисунок 1 – Аномально люминесцирующие прослои I и II группы при ультрафиолетовом освещении

Первоначально характер и природа свечения аномально люминесцирующих прослоев (далее АЛП) связывались либо с нефтенасыщением, либо с возможным присутствием в породах карбонатного материала. Однако, по данным проведенного валового рентгенофазового анализа в составе изучаемых образцов содержание карбонатных минералов не превышает примесного содержания (не больше 5%). Для подтверждения причины свечения за счет углеводородов (УВ) было произведено экстрагирование образца. После экстрагирования в спиртобензольной смеси в течение часа аномальное свечение осталось и предполагается, что оно не связано с присутствием УВ [1]. Методом валового рентгенофазового анализа были проанализированы образцы каждой из групп (таблица 1). Изучение образцов АЛП I группы показало, что в минеральном составе прослоев преобладают глинистые минералы (до 80 %) – каолинит и смешаннослойные минералы (ССМ) ряда иллит-сметтит. Наряду с ними присутствуют кварц, полевые шпаты (ПШ), пирит и карбонатные минералы. По преобладающей минеральной фазе образцы I группы можно разделить на 2 типа: Тип А – прослои, обогащенные каолинитом и Тип Б – прослои, обогащенные ССМ. АЛП состава типа А встречаются в скважинах, вскрывающих баженовскую свиту на территории Томской области. АЛП состава типа Б – на территории ХМАО [1, 2]. Результаты исследований образцов II группы показали, что в минеральном составе преобладает кварц, также присутствует пирит, ПШ. Глинистые минералы представлены каолинитом, иллитом, в единичных образцах смешаннослойными минералами. Предположительно данные участки баженовской свиты значительно окремнены вследствие постседиментационных процессов [1, 2].

Таблица 1 - Минеральный состав образцов I (тип А и тип Б) и II группы аномально люминесцирующих прослоев баженовской свиты, %

Группа прослоев	Тип прослоев	Каолинит	ССМ*	Иллит	Кварц	ПШ*	Карбонатные минералы	Пирит
I	Тип А	60-80	10-30	1-2	1,5-6	1-5	1-2	3-5
	Тип Б	3-20	60-80	1-3	1-5	2-10	0-1	3-5

II		1-2	-	1-2	70-90	1-7	1-3	1,5-6
----	--	-----	---	-----	-------	-----	-----	-------

Примечание. ССМ – смешаннослойные образования, ПШ – полевые шпаты.

Предполагается, что основные глинистые минералы в АЛП каолинит и ССМ возникли как результат вторичного преобразования пирокластического материала и являются аналогами тонштейнов в угольных прослоях – тонких, практически мономинеральных каолинитовых прослоев, также фиксируемых как результат пеплопадов [1, 3, 4].

Изучение прослоев под оптическим микроскопом показало, что по составу они схожи с вулканическими образованиями: метатуффитами или породами с одновременным накоплением нормально осадочного и вулканического плохо сортированного не окатанного материала. Для обломков «метатуффитов» характерно раскристаллизованное стекло основной массы (рис. 2). Зерна кварца и плагиоклазов имеют характерную остроугольную форму. Метатуффиты в разрезе отличаются самой светлой окраской пород, а в УФ-свете – наибольшей люминесценцией [1]. Предположения о вулканической природе образования прослоев подтверждаются результатами исследований образцов методом инструментальной нейтронной активации. Данным методом были исследованы образцы из двух групп АЛП. Данные результатов исследований показали повышенное содержание тория в образцах I группы АЛП. Диапазон содержания тория для образцов I группы типа А – 46,0 - 91,4 г/т, типа Б – 50,2 - 81,5 г/т. Предполагается, что торий является первичным элементом в такой обстановке и мог накопиться в результате привноса пирокластического материала в бассейн осадконакопления в баженовское время. Для образцов из II группы АЛП характерны пониженные содержания тория (1 - 5,6 г/т.), что возможно свидетельствует о смене условий обстановки или о незначительном поступлении пирокластического материала [2].

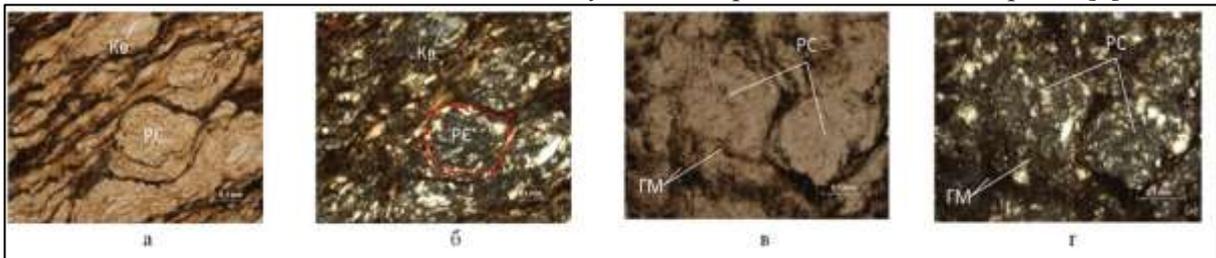


Рисунок 2 – Метатуффит риолита алевритопесчаный с линзовидно-волнистослоистой микротекстурой. Отчетливо видны окремненные обломки метариолитов с раскристаллизованным стеклом основной массы (РС), погруженные в глинисто-гидрослюдистую матрицу (ГМ) с темно-бурыми сгустками ОВ и пиритом. Кв – зерна кварца. а, в – без анализатора, б, г – николи+. Шлиф // слоистости

По результатам проведенных исследований можно сказать, что природа свечения тонких глинистых прослоев не связана с наличием карбонатных минералов или нефтенасыщением породы, и на данном этапе исследования природа свечения не установлена. Для люминесцирующих прослоев баженовской свиты был определен минеральный состав, позволяющий разделить изучаемые объекты на несколько групп по преобладающим минеральным фазам. В пределах разреза одной скважины может наблюдаться одновременное нахождение двух групп прослоев с разным минеральным составом (смена содержания фаз в процентном соотношении относительно друг друга) и разной концентрацией тория.

Природа самих прослоев, по мнению авторов, обусловлена вулканическими событиями и трансформационными преобразованиями пирокластического материала в диагенезе, о чем свидетельствуют специфические микротекстуры, остатки вулканических стекол, повышенное содержание тория. Пеплопады в юрское и последующее время являлись достаточно распространенным явлением в Западной Сибири [5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Шалдыбин М.В. Петрография и минералогия глин аномально люминесцирующих прослоев

- баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна / М.В. Шалдыбин, В.В. Крупская, А.В. Глотов // Нефтяное хозяйство. – 2018. - №2. – С. 36-40.
2. Арбузов С. И. Природа тонштейнов Азейского месторождения Иркутского угольного бассейна Арбузов / С. И. Арбузов, А.В. Волостнов, С.С. Ильенок, В.И. Рыбалко // Известия Томского Политехнического университета. – 2012. – Том 321. - № 1. – С. 89-97.
 3. Spears D.A. The origin of tonsteins, an overview, and links with seatearths, fireclays and fragmental clay rocks / D.A. Spears // International Journal of Coal Geology. – 2012. - Vol. 94. P. 22-31.
 4. Ван А.В. Мезозойско-палеогеновый вулканизм на территории Западно-Сибирской низменности / А.В. Ван // Доклады АН СССР. - 1973. – Т. 210. - № 5. - С. 1156-1159.
 5. Панченко И.В. Туфы и туффиты в баженовском горизонте (Западная Сибирь) / И.В. Панченко, В.А. Камзолкин, А.В. Латышев, И.Д. Соболев // Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (Москва, 27-30 октября 2015 г.) – Т. II. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015.

УДК 553.98:550.836:551.73(571.16)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА КОЛТОГОРСКОГО МЕЗОПРОГИБА ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ

Лунёва Татьяна Евгеньевна

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск,
Россия, аспирант, tatyana.luneva93@gmail.com*

В настоящей работе рассмотрено применение технологии палеотемпературного моделирования, основанного на данных геотермии, для выделения перспективных территорий для поисков углеводородов в залежах коры выветривания на территории Колтогорского мезопргиба и структур его обрамления

Ключевые слова: палеотемпературное моделирование, геотермия, кора выветривания, Колтогорский мезопргиб

OIL AND GAS PROSPECTS OF THE PRE-JURASSIC COMPLEX OF KOLTOGORSK MESODEPRESSION USING GEOTHERMAL DATA

Luneva Tatyana Evgenevna

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, graduate student,
tatyana.luneva93@gmail.com*

This work is devoted to applicatid of the technology of paleotemperature modeling based on geothermal data to identify promising areas for hydrocarbon exploration in the deposits of the weathering crust on the territory of the Koltogorsk mezodepression and its framing

Keywords: paleotemperature modeling, geothermy, weathering crust, Koltogorsk mezodepression

В настоящий момент многие уникальные и крупные месторождения в «классических» нефтегазоносных комплексах для Западной Сибири находятся на последних стадиях разработки, добываются остаточные запасы. По мнению Конторовича А.Э. [1], необходимо обратить внимание на объекты, которые ранее являлись достаточно экономически затратными и сложными с точки зрения геологического строения, таких как доюрский комплекс [2].

Объектом исследований является северо-восточная часть Томской области, являющаяся основным нефтегазодобывающим районом с хорошей инфраструктурой. Проведение палеотемпературного моделирования для доюрских горизонтов обусловлено, в первую очередь, наличием нефтематеринской тогурской свиты [3]. Перспективность территорий Колтогорского мезопргиба обуславливается наличием отложений коры выветривания (рис. 1 А, Б), образованной по кремнисто-карбонатным, глинистокремнистым породам, вулканитам кислого состава и их туфам различного возраста [4].

Прогноз перспектив нефтегазоносности

Перспективные участки определяются следующими условиями: относительная плотность ресурсов генерированных тогурских нефтей более нуля (рис. 2 А); распространение петротипов пород фундамента (рис. 1 Б), по коре выветривания которых могут образовываться коллекторы с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами (ФЕС) (рис. 2 А); наличие дизъюнктивной тектоники (рис. 1 Б). Необходимо уточнить, если относительная плотность ресурсов, генерированных тогурских нефтей более 40 усл.ед., то территория будет отнгоситься к более приоритетной в отношении нефтегазоносности. Рассматриваемый показатель получен на основе учета мощности отложений кор выветривания и генерационного потенциала нефтематеринской свиты [5]. Первой наиболее перспективной территорией является *зона 1*, которая расположена в восточной части Черемшанской мезоседловины, зоне ее сочленения с северным бортом Колтогорского мезопргиба и западным склоном Среднеvasюганского мегавала. Прочие выделенные участки относятся к *зоне 2*.

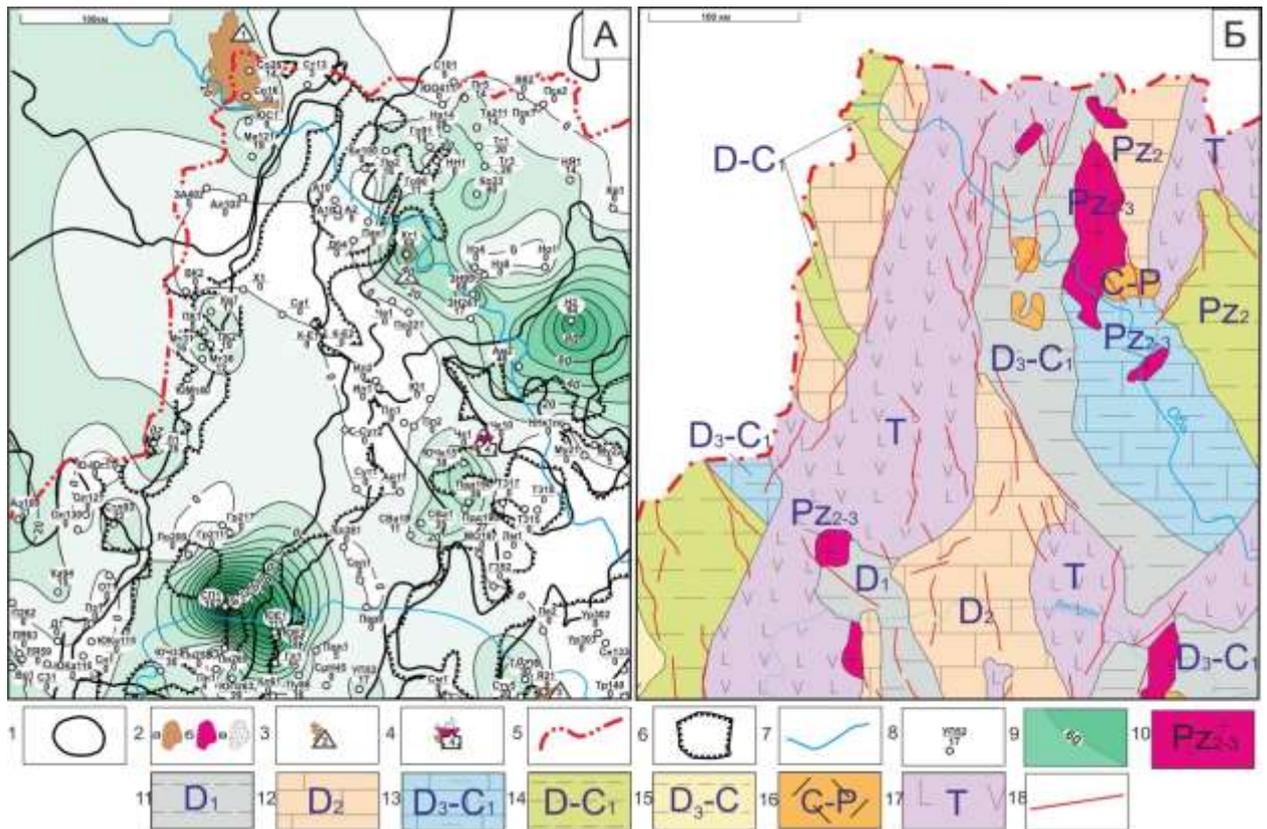


Рисунок 1 – Схематические карты изопачит коры выветривания (А) и распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (Б) в Колтогорском мезопротекте и структурах его обрамления

Условные обозначения: 1 – контуры тектонических элементов I порядка, 2 – месторождение углеводородов: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 3 – месторождения в коре выветривания: 1 – Советское, 2 – Конторовичское, 3 – Ясное, 4 – месторождения в коре выветривания и палеозое: 4 – Чкаловское; 5 – граница Томской области; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – речная сеть; 8 – скважины, использованные для построения карты изопачит: в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – мощность пласта, м; 9 – изопачиты коры выветривания, фации комплексов пород фундамента с указанием их возраста: 10 – граниты, 11 – глинисто-кремнистые сланцы, 12 – карбонаты, 13 – терригенно-карбонатные породы; 14 – терригенные породы, 15 – глинистые сланцы, 16 – липариты, 17 – андезитобазальты; 18 – разломы.

Перспективность участков внутри зоны определяется площадью их распространения, а также наличием дизъюнктивных нарушений. Таким образом, более приоритетный *участок 2.1* приурочен к Северо-Чкаловскому врезу и зоне его сочленения с Мурасовским выступом, а наименее приоритетный *участок 2.11* к зоне сочленения Южно-Неготской и Северо-Мыльджинской впадин.

Перспективность *участка 2.1* подтверждается наличием нефтяной залежи в коре выветривания на Чкаловском месторождении. Открытая нефтяная залежь Конторовичского месторождения в непосредственной близости от *участка 2.2* доказывает его высокий потенциал в отношении нефтегазоносности. Нефтегазоносность *участка 2.6*, приуроченного к северовосточному склону Кедрово-Матюшкинского куполовидного поднятия, иллюстрируется полученным притоком газа и пленки нефти в Приколтогорской скважине №1 (Пк1). *Участок 2.10* в юго-восточной части территории исследования подтверждает свой высокий потенциал наличием нефтяной залежи на Ясном месторождении, а также притоком нефти в скважине Ступенчатая 5 (Сту5). Сведений же о прямых признаках нефтенасыщения коры выветривания на территории остальных участков не имеется. Следовательно, можно заключить, что наиболее приоритетной в отношении нефтегазоносности является *зона 1*, где одновременно совпали высокая плотность

ресурсов тогурских нефтей, плотность дизъюнктивных нарушений и породы с хорошими коллекторскими свойствами.

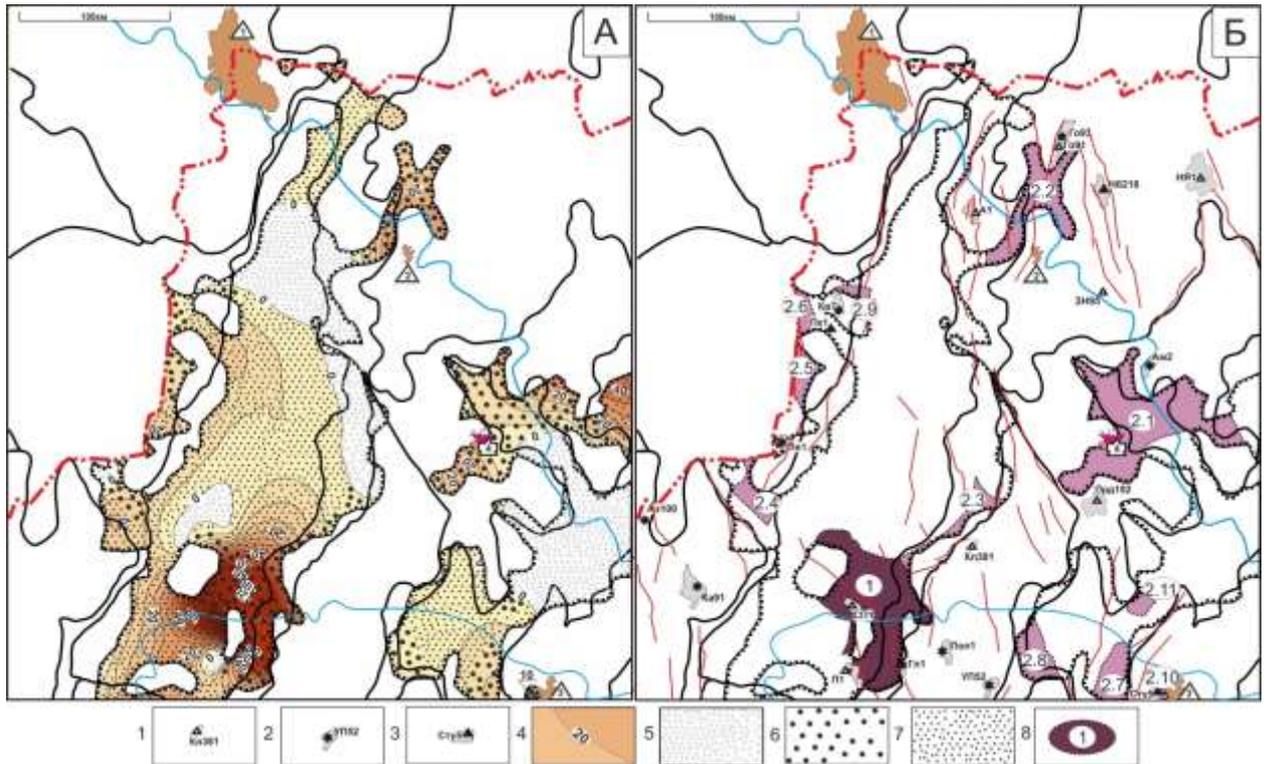


Рисунок 2 – Схемы соотношения распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей и качества коллектора коры выветривания (А) и ранжирование участков для поисков залежей углеводородов (Б) в Колтогорском мезопрогие

Условные обозначения: 1, 2, 3 – скважина, ее условный индекс и результаты испытания (1 – сухо, 2 – приток воды, 3 – приток УВ при испытании), 4 – изолинии плотности ресурсов генерированных нефтей, усл. ед., 5 – зона отсутствия коры выветривания, зона коллекторов коры выветривания: с улучшенными ФЕС (6); с неблагоприятными ФЕС (7), 8 – перспективная зона (участок), номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель) и ее граница. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии / А.Э. Конторович // Еженедельная газета научного сообщества «Поиск». – 2018. – № 3. – С. 77 – 78.
2. Шустер В.Л. Проблемы поиска и разведки промышленных скопления нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В.Л. Шустер, С.А. Пуанова, А.В. Самойлова, В.Б. Левянт // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26 – 33
3. Исаев В.И. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии / В.И. Исаев, Ю.В. Коржов, Г.А. Лобова, С.А. Попов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
4. Запывалов Н.П. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири / Н.П. Запывалов, Г.Д. Исаев // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226 – 232.
5. Лунёва Т.Е. Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области) [Электронный ресурс]. / Т.Е. Лунёва // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. – №2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/11_2019.html

УДК 553.98:550.836(571.16)

ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮГО-ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Меренкова Анна Сергеевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, студент, a.merenkova@tpu.ru

Карбосова Зарина Канатовна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия, студент, zarina2@tpu.ru

Кириллина Мариника Сергеевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, студент, marinika.kirillina@gmail.com

Михеев Алексей Николаевич

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, студент anyametist@gmail.com

В настоящей работе рассчитана плотность теплового потока у основания осадочного чехла и показана связь палеогеотермического режима и нефтегазоносности юго-восточной территории Томской области.

Ключевые слова: тепловой поток, палеогеотермический режим, нефтегазоносность, Томская область

TERMAL FIELD AND OIL AND GAS CONTENT OF THE SOUTH-EAST TOMSK REGION

Merenkova Anna

National Research TomskPolytechnic University, Tomsk, Russia, Student, a.merenkova@tpu.ru

Karbosova Zarina

National Research TomskPolytechnic University, Tomsk, Russia, Student, zarina2@tpu.ru

Kirillina Marinika

National Research TomskPolytechnic University, Tomsk, Russia, Student, marinika.kirillina@gmail.com

Mikcheev Aleksey

National Research TomskPolytechnic University, Tomsk, Russia, Student, anyametist@gmail.com

In this work the heat flux density at the base of the sedimentary cover is calculated and the relationship between the paleogeothermal regime and oil and gas content of the south-eastern territory of Tomsk Region is shown

Keywords: Heat Flow, Paleogeothermal regime, Oil and Gas content, Tomsk Region

Известно, что палеотемпературный режим осадочной толщи является основным показателем катагенеза рассеянного органического вещества нефтематеринских пород [1]. Отечественное программное обеспечение TermoDialog [2] позволяет проводить палеотемпературное моделирование, совмещенное с палеотектоническими реконструкциями. На первом этапе решается

обратная задача геотермии – определяется тепловой поток из подошвы осадочного чехла. При этом исходными данными являются литолого-стратиграфическая характеристика вскрываемого разреза и физические параметры, которые задаются для каждой стратиграфической единицы. Для расчета теплового потока используются измеренные температуры при следующих исследованиях: геофизических (определение геотермического градиента), геохимических (определение значения отражательной способности витринита, переведенные, затем, в палеотемпературы с привязкой ко времени «срабатывания» естественного максимального палеотермометра), промышленных (определение пластовых температур). Выполненными ранее исследованиями [3] было установлено, что применение геотемператур, полученных различными способами, вполне оправдано и не вызывает каких-либо сбоев при расчетах обратной задачи геотермии.

В настоящей работе карта теплового потока построена для земель юго-восточной части Томской области (рисунок 1). В тектоническом отношении район исследований охватывает Бакчарскую впадину и структуры ее обрамления.

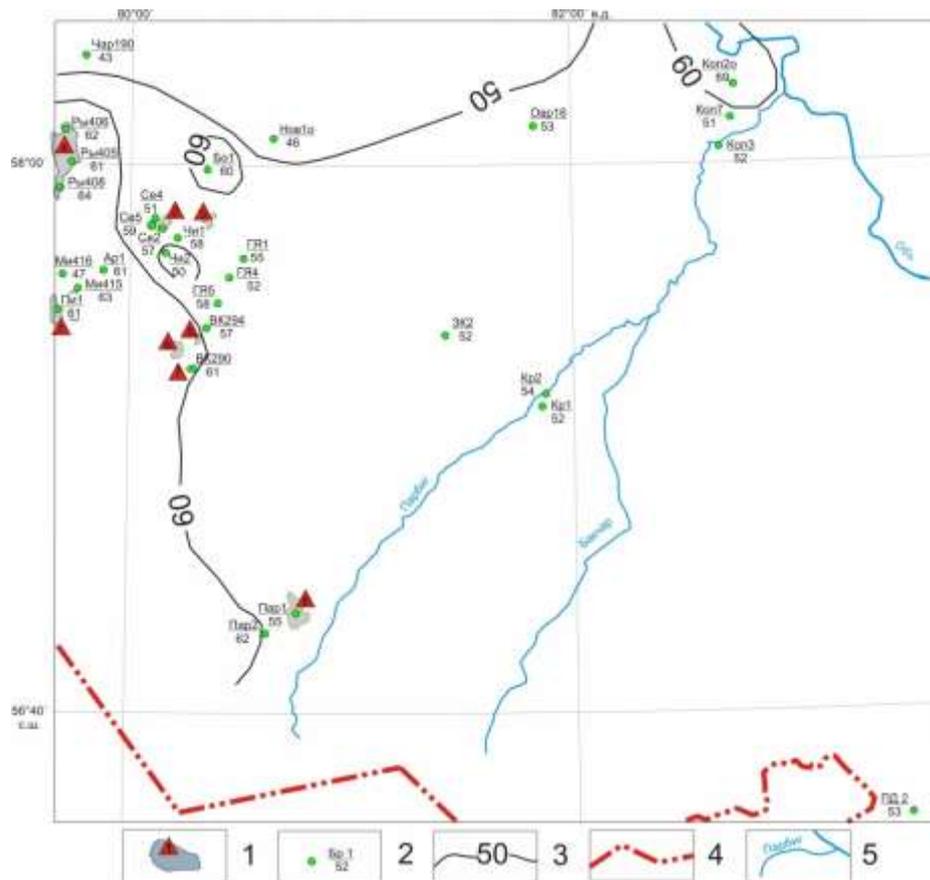


Рисунок 1 – Карта плотности теплового потока юго-восточной части Томской области

Условные обозначения: месторождения углеводородов: 1 – Пинджинское, 2 – Селимхановское, 3 – Ондатровое, 4 – Рыбальное, 5 – Восточно-Верхнекомбарское, 6 – Сатпаевское, 7 – Верхнекомбарское, 8 – Парбигское; 2 – моделируемая скважина: в числителе индекс скважины, в знаменателе расчетное значение теплового потока (q), мВт/м², 3 – изолинии q , 4 – административная граница Томской области, 5 – речная сеть.

Полученные результаты и обсуждение

Исходными данными послужили 27 представительных глубоких скважин. Представительность этих скважин определяется наличием существенного притока при испытании скважин, достаточным временем нахождения в покое перед проведением ОГГ и плавное изменение кривой этого метода [4]. Значения теплового потока колеблются от 43 (Чар190) до 60 (Кол20), что в среднем составляет порядка 55 мВт/м². Минимальные значения тяготеют к северной части участка

исследований. Необходимо отметить, что на этих землях нет открытых месторождений нефти и газа. К западу тепловой поток значительно увеличивается и оконтуривается изолинией в 60 мВт/м². К этой же территории тяготеют месторождения углеводородов.

Таблица 1 – Исходные температурные данные для расчета теплового потока

Площадь, скважина и индекс на карте	Наличие температур			Расчетное значение теплового потока из основания, мВт/м ²
	Пластовая	По ОГГ	По ОСВ	
Горелоярская 1, ГЯ1	+	+	+	55
Горелоярская 4, ГЯ4	+	-	-	52
Горелоярская 5, ГЯ5	-	-	+	58
Чинжарская 2, Чи2	+	+	-	50
Чинжарская 1, Чи1	-	-	+	58
Крыловская 2, Кр2	+	+	+	54
Крыловская 1, Кр1	+	-	+	52
Западно-Крыловская 1, ЗК2	-	-	+	52
Колпашевская 7, Кол7	+	-	-	50
Колпашевская 2 опорная, Кол2о	-	-	+	69
Колпашевская 3, Кол3	+	+	-	52
Песочно-Дубовская 2, ПД2	-	+	-	53
Селимхановская 2, Се2	+	-	-	57
Селимхановская 4, Се4	-	-	+	51
Селимхановская 5, Се5	+	-	-	59
Армичская 1, Ар1	-	-	+	61
Боровая 1, Бо1	+	-	-	60
Мирная 415, Ми415	+	-	-	62
Мирная 416., Ми416	-	-	+	47
Овражная 16, Овр16	+	-	-	53
Верхнекомбарская 294, Вк294	-	+	+	57
Верхнекомбарская 290, Вк290	+	-	+	61
Боровая 1, Бо1	+	-	-	60
Новиковская 1 опорная, Нов1о	+	-	-	46
Чарусная 190, Чар190	+	-	-	43
Парбигская 1, Пар1	+	-	-	55
Парбигская 2, Пар2	+	-	-	62

Таким образом, получен фундаментальный физический параметр – плотность теплового потока для юго-восточной части Томской области. Полученные данные не противоречат ранее проведенным экспериментальным исследованиям [5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

- Исаев В.И. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок, О.В. Веселов, А.В. Бычков, Ю.Г. Соловейчик, М.Э. Рояк // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48 – 54.
- Исаев В.И. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины / В.И. Исаев, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734 – 745.
- Кириллина М.С. Моделирование термической истории нефтематеринской свиты в разрезах глубоких скважин (на примере Парабельского мегавыступа) / М.С. Кириллина, Г.А. Лобова // Арктика. XXI век. Гуманитарные науки. – 2017. – № 4(14) . – с. 60 - 70. – Режим доступа:

[http://arcticjournal.s-vfu.ru/pdf/arktika_21_vek_gum_4\(14\)_2017.pdf](http://arcticjournal.s-vfu.ru/pdf/arktika_21_vek_gum_4(14)_2017.pdf)

4. Зуй В.И. Тепловое поле платформенного чехла Беларуси / В.И. Зуй. – Минск: Экономпресс, 2013. – 260 с.
5. Курчиков А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий. – М.: Недра, 1987. – 134 с.

УДК 553.98

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ОБЬ-ЮГАНСКОМ МЕЖДУРЕЧЬЕ

Обухов Павел Витальевич

*Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент,
obukhovpv@mail.ru*

Фомин Михаил Александрович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, заведующий лабораторией, FominMA@ipgg.sbras.ru*

В настоящей работе рассмотрено строение баженовской свиты в центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна, а именно в междуречье р.Обь и р.Большой Юган. На изучаемой территории распространены три типа разреза баженовской свиты: салымский (в западной части), нижневартовский (в северной части) и вахский (в восточной части). На основе анализа каротажных диаграмм уточнены толщины баженовской свиты и выделены области фациального перехода между разрезами разного типа.

Ключевые слова: баженовская свита, каротаж, Западная Сибирь.

GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE BAZHENOV FORMATION IN OB-YUGAN INTERFLUVE

Obukhov Pavel

Novosibirsk state university, Novosibirsk, Russia, student, ObukhovPV@ipgg.sbras.ru

Fomin Mikhail

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Head of laboratory,
FominMA@ipgg.sbras.ru*

This paper shows the structure of the Bazhenov Formation in the central part of the West Siberian sedimentary basin between the Ob river and the Bolshoy Yugan river. Three types of bazhenov formation are common in study region – the salym type (the western part of region), the nizhneartovsk type (the northern part of region) and the vakh type (the eastern part of region). Based on the analysis of the logs, the thicknesses of the Bazhenov formation were specified and the areas of the facies transition between different types of cuts were identified.

Keywords: the Bazhenov Formation, well log data, Western Siberia.

В административном отношении изучаемая территория расположена в пределах Ханты-Мансийского автономного округа и Томской области. Изучение геологического строения баженовской свиты является очень важным для оценки перспектив ее нефтеносности, а также для дальнейшей промышленной разработки этих отложений.

Геологическое строение баженовской свиты

Согласно структурно-фациальному районированию келловей-верхнеюрских отложений Западной Сибири [2], баженовская свита распространена повсеместно в пределах изучаемой территории, перекрывается отложениями подачимовской толщи и подстилается отложениями георгиевской свиты.

Согласно работе Ю.В. Бладучана и др. [1], в пределах изучаемой территории выделяется три типа разрезов баженовской свиты: салымский (в западной части), нижневартовский (в северной

части) и вахский (в восточной части). Каждый из них характеризуется своим видом записи на каротажных диаграммах. Для салымского типа (рис.1) характерны высокие значения и расчлененность кривых кажущегося сопротивления (КС) и радиоактивности (ГК), а также низкие значения индукционного каротажа (ИК). Так же выглядит и нижневартовский тип разреза на каротаже, за исключением расчлененности кривых. Для него характерно общее увеличение или уменьшение значений, породы не так четко стратифицированы. Вахский тип разреза может характеризоваться разными формами записи каротажных кривых. Обычно это высокие значениями КС в нижней части свиты, которые уменьшаются к ее кровле, высокие значения также характерны для ГК (в подошве могут уменьшаться), ИК характеризуется низкими значениями (в верхней части может происходить их увеличение). В самой восточной части изучаемой территории вахский тип разреза также может характеризоваться формой записи, схожей с нижневартовским типом. Часто из-за малоамплитудности каротажных кривых выделение кровли баженовской свиты в вахском типе разреза может быть затруднительно. Достоверность определения границ баженовской свиты подтверждена данными об органических остатках макро- и микрофауны по различным палеонтологическим группам.

Толщины баженовской свиты на изучаемой территории варьируются в широких пределах. Наибольшие толщины связаны с салымским типом разреза, они составляют от 15 до 40 метров. В северной части изучаемого района в направлении перехода в нижневартовский тип наблюдается постепенное уменьшение мощности, что может служить признаком для выделения переходной зоны между этими двумя типами. Соответственно, наибольшие толщины баженовской свиты салымского типа наблюдаются в самой западной части изучаемой территории, а наименьшие (около 16 м) – ближе к восточной границе распространения данного типа разреза.

Толщины баженовской свиты нижневартовского типа наименьшие на всей изучаемой территории, значения не превышают 15 м, в среднем они составляют 10 м. К востоку происходит переход к вахскому типу разреза. Часто этот переход резкий с изменением формы записи каротажных диаграмм и резким увеличением мощности, также переход может быть с постепенным увеличением мощности, в этом случае можно проводить переходную зону.

Толщины вахского типа варьируют от 10 до 40 м, наибольшие значения (около 30 м) наблюдаются рядом с границей с нижневартовским типом в северо-восточной части изучаемой территории, далее к востоку эти значения могут уменьшаться до 10 - 12 м. Также к востоку может меняться форма записи вахского типа разреза на каротажных диаграммах. В южной части изучаемой территории вахский тип разреза к западу переходит в салымский тип при этом изменяется форма записи каротажных диаграмм, а также толщина баженовской свиты. Эти признаки являются основанием для выделения переходной зоны между двумя этими типами.

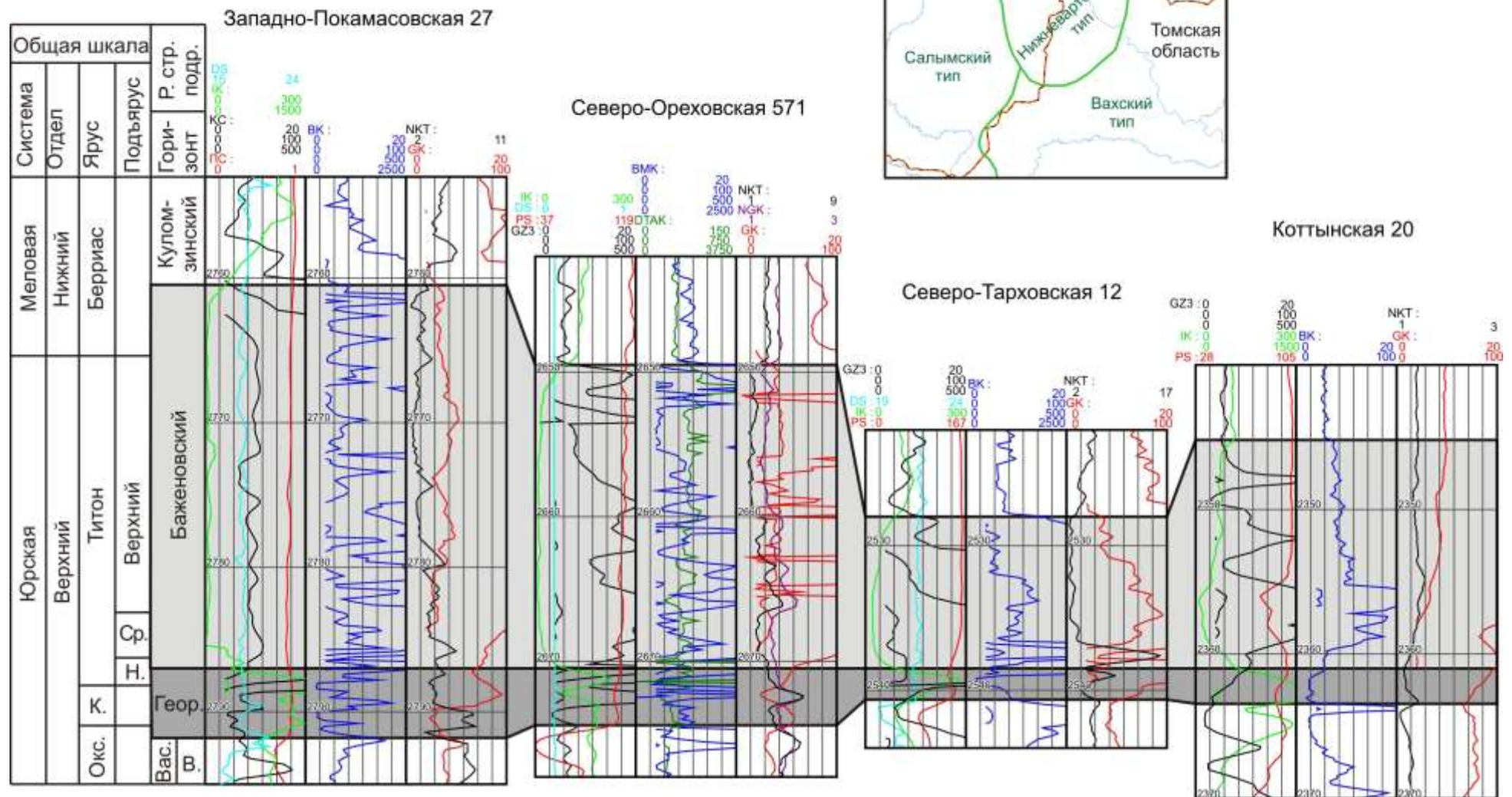


Рисунок 1 – Корреляционный профиль по скважинам Западно-Покамасовская 27 – Коттынская 20

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Баженовский горизонт Западной Сибири / под ред. В.С. Вышемирский. – Новосибирск: Наука, 1986. 216 с.
2. Решение 6-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2004 г. - Новосибирск : СНИИГГиМС, 2004. - 114 с, прил. 3 на 31 листе.

УДК 532.685+539.3

ВЛИЯНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ НА РАСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ

Петров Михаил Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г. Новосибирск, Россия, инженер, PetrovMN@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена анализу влияния режимов разработки нефтенасыщенного трещиновато-пористого пласта на расходные характеристики добывающей скважины с использованием модели фильтрации в условиях эволюции напряженно-деформированного состояния среды.

Ключевые слова: трещиновато-пористый пласт, деформация, прискважинная зона

INFLUENCE OF DOWN ZONE DEFORMATION ON THE RECOVERY PROPERTIES OF THE EXTRACTING WELL IN THE FRACTURED RESERVOIR

Petrov Mikhail

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Engineer, PetrovMN@ipgg.sbras.ru

This work is devoted to the analysis of the effect of oil-saturated fractured reservoir recovery mode on the flow characteristics of a production well using a filtration model under the conditions of evolution of a stress-strain state of the medium.

Keywords: fractured reservoir, deformation, down zone.

В настоящее время особый интерес представляют месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Одним из типов таких месторождений являются трещиновато-пористые коллекторы. Особенностью этих нефтенасыщенных сред является наличие нефтенасыщенных блоков матрицы, разделенных пространством трещин, так же содержащих углеводороды. Поскольку обе системы характеризуются собственными значениями пористости и проницаемости, то для описания процессов массопереноса в таких средах необходимо использовать модели двойной пористости/проницаемости.

В работах [5-7,10], авторами была предложена модель, основанная на подходе Баренблатта для сред с двойной пористостью/ проницаемостью. Здесь блоки матрицы и трещины представляются как две сплошные среды с собственными значениями пористости и проницаемости, связанные между собой функцией источника, которая характеризует обмен флюида между этими средами, и зависит от удельной поверхности вещества блоков [3, 4]. Кроме того, в результате изменения поля напряжений, связанного непосредственно с процессом извлечения флюида и падением пластового давления, происходит изменение фильтрационных характеристик пласта, таким образом в модели вводится зависимость коэффициента проницаемости от напряжения [1, 2]. Основные уравнения двухфазной фильтрации для обеих систем можно привести к двум параболическим уравнениям [5-7]:

$$\begin{aligned}(\beta\phi_1^0 + \alpha_{11}) \frac{\partial p_1}{\partial t} - \alpha_{21} \frac{\partial p_2}{\partial t} &= \frac{k_1^0}{\beta\eta_p} \operatorname{div}(K(s)Q(S_{1w}, S_{1p}) \operatorname{grad} p) - A(p_1 - p_2) \\ (\beta\phi_2^0 + \alpha_{22}) \frac{\partial p_2}{\partial t} - \alpha_{12} \frac{\partial p_1}{\partial t} &= \frac{k_2^0}{\beta\eta_p} \operatorname{div}(K(s)Q(S_{2w}, S_{2p}) \operatorname{grad} p) + A(p_1 - p_2)\end{aligned}\tag{1}$$

где ϕ_i^0 - начальная пористость (здесь и далее индекс $i=1-2$ соответствует 1 – блоки матрицы, 2 – трещины), k_i^0 - начальная проницаемость, $K(s) = \exp(s)$, $s = \gamma(\sigma + P)$ - зависимость проницаемости от среднего напряжения σ и давления $P = (1-B)p_1 + Bp_2$, $Q(S_{i1}, S_{ip}) = S_{iw} + \eta_w S_{ip} / \eta_p$.

Изменение водонасыщенности описывается соответственно системой:

$$\phi_i^0 \frac{\partial S_{iw}}{\partial t} = \frac{k_1^0}{\eta_w} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K(s) S_{iw}^{nw} \frac{\partial p_i}{\partial r} \right) - S_{iw} F, \quad (2)$$

где $F = A(p_1 - p_2)$, $A = Gk_1 / \eta_p$, при этом G - параметр, характеризующий удельную поверхность вещества блоков.

Системы уравнений (1) и (2) решались численными методами, когда как уравнения описывающие процессы деформации аналитически. При этом рассматривались два случая – упругое деформирование пласта и упруго-пластическое. Расчеты проводились для параметров характерных для трещиновато-пористых коллекторов [8, 9]. Были получены качественные оценки изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта и расходных характеристик скважины при различных структурных особенностях пласта и условий разработки.

Кроме того, в результате вскрытия пласта бурением на репрессии, в прискважинной области могут возникать зоны необратимого деформирования, которые характеризуются пониженными значениями проницаемости. На примере Рускинского месторождения показана относительное влияние деформации прискважинной зоны на расходные характеристики скважины (рис. 1). Таким образом, для скважины 133 с пониженной проницаемостью прискважинной области относительная величина расхода значительно меньше, чем для скважины 134.

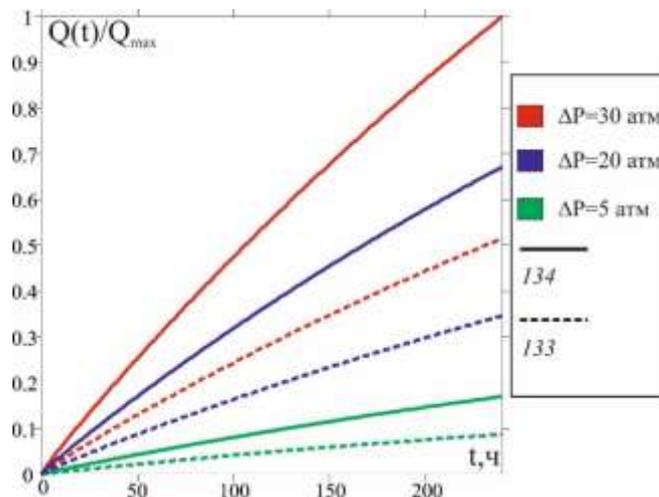


Рисунок 1 - Относительная величина расхода скважин 133 и 134 Рускинского месторождения для интервала времени добычи в 10 суток

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Jing Lu. A new dual-permeability model for naturally fractured reservoirs / Lu Jing, Qu Jinbao // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November, Abu Dhabi, UAE. – 2017. – SPE-188553-MS. – P. 20.
2. Zoback M.D. Permeability and effective stress / M.D. Zoback, A. Nur // Bulletin of American Association of Petroleum Geol. – 1975. – V. 59. – P. 154 - 158.
3. Баренблатт Г.И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов, И.Н. Кочина // ПММ. – 1960. – Т. 24,

- Вып. 5. – С. 852 - 864.
4. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского; Под ред. А.Г. Ковалева. - М.: Недра, 1986. – 608 с.
 5. Назаров Л.А. Геомеханические и гидродинамические поля в продуктивном пласте в окрестности скважины с учетом зависимости фильтрационных свойств пород от эффективных напряжений / Л.А. Назаров, Л.А. Назарова // ФТПРПИ. – 2018. – № 4. – С. 11-20.
 6. Назаров Л.А. Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато-пористого породного массива в окрестности добычной скважины / Л.А. Назаров, Л.А. Назарова // ФТПРПИ. – 2016. – № 3. – С. 11 - 20.
 7. Назарова Л.А. Эволюция геомеханических и гидродинамических полей в окрестности добывающей скважины в деформируемом трещиновато-пористом породном массиве / Л.А. Назарова, М.Н. Петров // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. – 2017. – Т. 3. – С. 221 - 226.
 8. Некрасов А.С. Геолого-геофизические и гидродинамические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений / А.С. Некрасов, В.И. Костицын // ВПУ. – 2010. – Вып. 1(9) – С. 14 - 23.
 9. Павлова Д.М. Геоэлектрические, гидродинамические и геомеханические характеристики юрского нефтяного коллектора по данным скважинной геоэлектрики и численного моделирования / Д.М. Павлова, К.В. Сухорукова, Г.В. Нестерова, И.Н. Ельцов // Каротажник. – 2018. – № 4 (286). – С. 36 - 46.
 10. Петров М.Н. Численное моделирование расходных характеристик добывающей скважины в трещиновато-пористом пласте с учетом деформационных процессов / М.Н. Петров, Г.В. Нестерова, И.Н. Ельцов, Л.А. Назарова // Каротажник. – 2019. – № 2 (296) – С. 34 - 44.

УДК: 551.8

О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ИМИЛОРСКО-ИСТОЧНОГО УЧАСТКА

Тарачева Елизавета Сергеевна

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень, Россия, инженер, TarachevaES@tmn.lukoil.com

Межецкий Владимир Васильевич

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень, Россия, главный специалист, MezhetskyVV@tmn.lukoil.com

В работе проведен анализ геологических особенностей строения тюменской свиты в пределах Имилорского месторождения с учетом детального анализа данных сейсморазведки 3D. Путем комплексирования результатов ГИС и интерпретации данных 3D сейсморазведочных работ выделены наиболее перспективные участки пласта ЮС₂ в пределах месторождения. Обоснованы прямые признаки насыщения пласта ЮС₂ для обоснования интервалов испытаний.

Ключевые слова: тюменская свита, спектральная декомпозиция, реконструкция палеообстановок.

ON PERSPECTIVES OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE TYUMEN SUITE WITHIN IMILORSKOE-ISTOCHNOE SUBSURFACE RESOURCES BLOCK

Taracheva Elizaveta

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia, engineer, TarachevaES@tmn.lukoil.com

Mezhetsky Vladimir

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch Office in Tyumen, Tyumen, Russia, chief specialist, MezhetskyVV@tmn.lukoil.com

The paper analyzes geological features of structure of the Tyumen suite within the Imilorskoe field based on detailed analysis of 3D seismic data. As a result, of integrated interpretation of 3D seismic and well data have identified the most prospective areas of the J2 layer within the deposit. Justified direct attributes of saturation of the J2 bed for a substantiation the intervals of the tests.

Keywords: Tyumen suite, spectral decomposition, reconstruction of paleogeography.

В настоящее время тюменская свита является одним из перспективных нефтегазоносных объектов. Однако, отсутствие достаточной изученности и сложное строение залежей, связанные с условиями образования отложений тюменской свиты, значительно увеличивают риски при бурении скважин на данный объект в качестве целевого [3]. Отложения тюменской свиты характеризуются не выдержанными по разрезу и площади песчано-алевролитовыми разностями и низкими коллекторскими свойствами. Объектом исследования является пласт ЮС₂ Имилорского месторождения, на котором в настоящее время притоков из объектов тюменской свиты пока не получено. Вместе с тем известно, что на ближайших Тевлинской, Западно-Тевлинской площадях, Конитлорском месторождении и других получены притоки нефти из пласта ЮС₂.

Для количественной оценки пористости и нефтенасыщенности были проанализированы алгоритмы для аналогичных отложений по соседним месторождениям и собственный керн,

полученные значения оказались близки. Сравнение граничных и критических значений, а также сопротивления пластовых вод по пластам Ю₂ ТПП «Когалымнефтегаз» и ТПП «Покачевнефтегаз» показало, что данные параметры пласта ЮС₂ Имилорского месторождения не противоречат аналогичным на соседних площадях, поэтому значения критических сопротивлений могут быть использованы. Для увеличения достоверности использовались максимальные значения критических сопротивлений более 8 Ом·м.

Анализ фонда пробуренных эксплуатационных и поисково-разведочных скважин позволил выделить скважины с признаками продуктивности по данным геолого-технических исследований и повышенными удельными электрическим сопротивлениями: №№ 370, 391, 413, 461, скважины куста 8 (810, 866, 867), скважины куста 18 (1864, 1866, 1867, 1868). По результатам испытаний (ИП) в скважине 107Р на абсолютных глубинах минус 2961,1÷2976,1 м получен фильтрат бурового раствора (ФБР) с пленкой нефти.

С учетом палеогеографии на время формирования пласта ЮС₂ в региональном плане территория исследования находилась в переходной зоне от мелководно-морской к континентальной, где накапливались пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, пляжевые осадки и отложения береговых баров [2]. На основании полученных результатов было выявлено, что пласт ЮС₂ Имилорского месторождения существенно неоднороден и представляет из себя комбинацию наложенных друг на друга разновозрастных тел различных фациальных обстановок, которые способствовали формированию сложно построенных песчаных тел. Согласно проведенному палеотектоническому анализу, в среднеюрское время на восточном борту Имилорского прогиба был структурный выступ, с которого происходил снос осадочного материала по руслам и каналам в западном направлении. Часть осадков откладывалась, вероятно, на террасе и на пологих склонах поднятия (рис. 1).

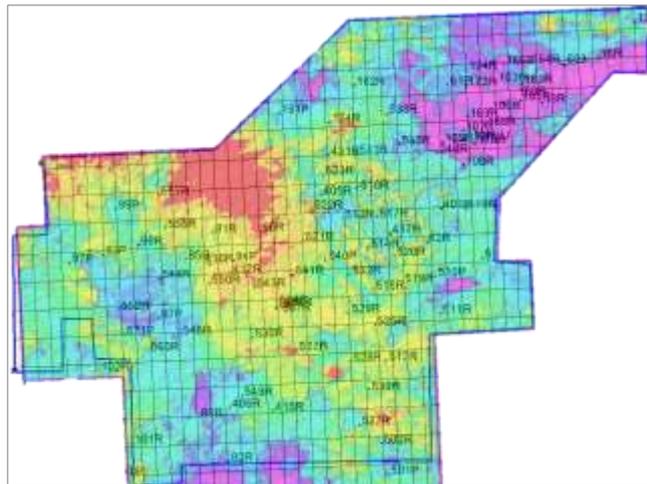


Рисунок 1 – Морфология палеорельефа на время формирования пласта ЮС₂

Для геометризации перспективных участков в пределах месторождения проанализированы результаты ГИС, карты спектральной декомпозиции [1, 4, 5] и распределение параметра V_p/V_s (рис. 2). С использованием карты изохрон в качестве априорной была построена прогнозная карта стратиграфической кровли пласта ЮС₂. Для прогнозирования распространения коллекторов была построена зависимость параметра V_p/V_s от эффективной толщины и просчитаны прогнозные толщины в скважинах, предложенный метод показал хорошую эффективность, т.к. прогнозные и фактические эффективные толщины имеют высокую степень сходимости (рис. 3).

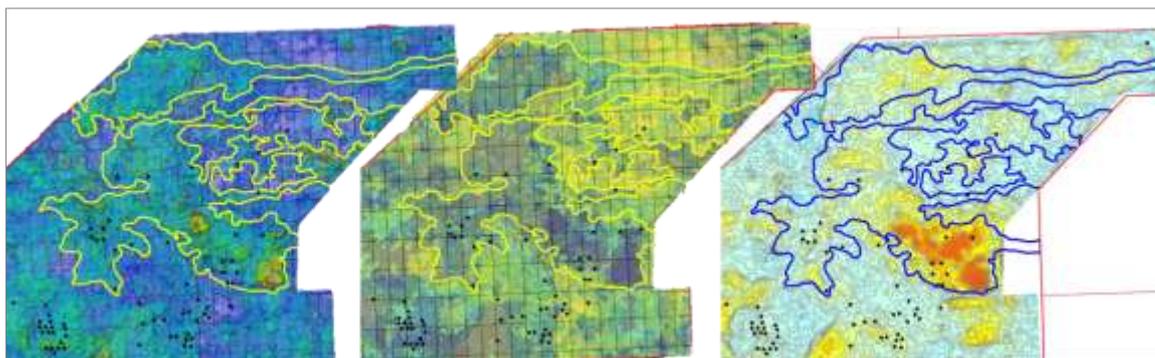


Рисунок 2 – Выделение перспективной зоны на основании карт спектральной декомпозиции и атрибута V_p/V_s с учетом анализа условий осадконакопления

С учетом проведенного анализа пробуренного фонда наиболее перспективными по замерам газового фактора (от 0,5 до 2,27 %), результатам люминесцентно-битумологического анализа (3÷4Ж МСБ) и значениям сопротивления (10÷12 Ом·м) являются скважины кустовой площадки 8. В настоящее время ожидается испытание пласта ЮС₂ в скв. 866, на основании полученных результатов работы по изучению перспектив нефтегазоносности тюменской свиты будут продолжены.

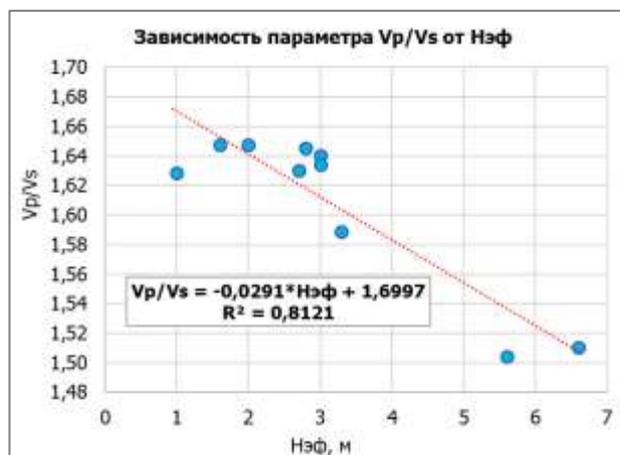


Рисунок 3 – Зависимость параметра V_p/V_s от эффективной толщины

В ходе работы было выявлено, что отложения тюменской свиты требуют нестандартных подходов к прогнозированию их продуктивности. Картирование зон вероятного распространения коллекторов с улучшенными ФЕС невозможно без детального анализа данных сейсморазведки 3D, в т. ч. карт спектральной декомпозиции, атрибутного анализа, особенностей поведения волновой картины. Наличие либо отсутствие коллектора, а также характер насыщения плохо коррелируется со структурным фактором, поэтому реконструкция палеофациальных обстановок осадконакопления может послужить основанием для прогнозирования распространения геологических тел.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Кирьянова Т.Н. Методика выделения палеорусел в тюменской свите с использованием технологии спектральной декомпозиции / Т.Н. Кирьянова, О.Я. Кирзелева, Р.Ю. Копенкин [и др.] // EAGE, Санкт-Петербург, 2016.
2. Попов А.Ю. Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части Широкого Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта Ю₂ / А.Ю. Попов, Л.Г. Вакуленко,

- В.А. Казаненков, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5 - 6. – С. 777 - 786.
3. Севастьянов А.А. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО-Югры / А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова, Д.И. Зубарев // Успехи современного естествознания // - 2016. – № 12. – С. 444 - 448.
 4. Федорова М. Тюменская свита. Методология создания концептуальных геологических моделей / М. Федорова, О. Кирзелева, О. Катаев, Е. Ананьева, Ю. Осипова // Геология и геофизика. – 2016. – № 11. – С. 60 - 63.
 5. Satinder Chopra. Choice of mother wavelets in CWT spectral decomposition/ Chopra Satinder, Kurt J. Marfurt // SEG-2015-5852193.

УДК 550.8.053, 550.832

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ТИПЫ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА СКВАЖИН ДЛЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Темникова Елена Юрьевна^{1,2}

¹Новосибирский Государственный Университет, г. Новосибирск, Россия

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г. Новосибирск, Россия, лаборант, TemnikovaEU@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена развитию методов литологической интерпретации данных каротажа скважин с определением основных породообразующих компонент и выделением типов пород баженовской свиты. С применением новой классификации литотипов пород баженовской свиты, базирующейся на современном представлении распределения кремнистого, глинистого, карбонатного и органического вещества, построены литологические модели баженовской свиты и выполнено расчленение ее интервалов на основные типы пород для четырех десятков скважин. По результатам исследования на территории центральных и юго-восточных районах Западной Сибири выделены три литологических типа разреза баженовской свиты и проанализирована ее латеральная изменчивость.

Ключевые слова: баженовская свита, литологическая интерпретация, каротажные данные.

LITHOLOGICAL TYPES OF SECTION OF THE BAZHENOV FORMATION ACCORDING TO WELL LOGGING DATA FOR CENTRAL AND SOUTH-EASTERN REGIONS OF WESTERN SIBERIA

Temnikova Elena^{1,2}

¹Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

²Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, assistant,
TemnikovaEU@ipgg.sbras.ru

This paper is devoted to the development of methods for lithological interpretation of well logging data with the definition of the main rock-forming components and the selection of types of rocks of the Bazhenov formation. Using the new classification of lithotypes of rocks of the Bazhenov formation, based on the modern representation of the distribution of siliceous, clayey, carbonate and organic matter, lithological models of the Bazhenov formation were constructed and its intervals were divided into the main types of rocks for four dozen wells. According to the results of the study, three lithological types of the Bazhenov formation were identified in the central and south-eastern regions of Western Siberia, and its lateral variability was analyzed.

Keywords: Bazhenov formation, lithological interpretation of well logging data.

Баженовская свита существенно отличается от других известных сланцевых пород по геологическому строению и физическим свойствам. Она обладает высокой неоднородностью вещественного состава и характеризуется изменением содержания глинистого, кремнистого, карбонатного и органического вещества как по разрезу, так и по площади [1]. Недостаточно полно представленные результаты лабораторных исследований керна баженовской свиты и сложные характеристики ее нефтесодержащего резервуара ограничивают разработку новых методик для интерпретации данных геофизических исследований в скважинах.

Одним из методов литологической интерпретации каротажных данных является построение объемной модели, которая комплексно отображает изменение минерально-компонентного состава пород. Алгоритм построения объемной модели осуществляется с помощью решения системы линейных алгебраических уравнений, включающей каротажные сигналы, эмпирические коэффициенты и искомые относительные содержания породообразующих компонент [2, 3].

Эмпирические коэффициенты индивидуальны для каждого изучаемого разреза и подбираются с привлечением результатов геохимических и литологических анализов кернового материала. Это обеспечивает высокую точность литологической интерпретации каротажных данных при применении метода построения объемной литологической модели. С помощью новой классификации литотипов пород баженовской свиты, базирующейся на современном представлении распределения породообразующих компонент - кремнистого, глинистого, карбонатного, органического вещества [4], и учитывая пространственное разрешение методов промыслово-геофизических исследований, проведено расчленение интервалов свиты на основные литотипы пород по данным каротажа скважин.

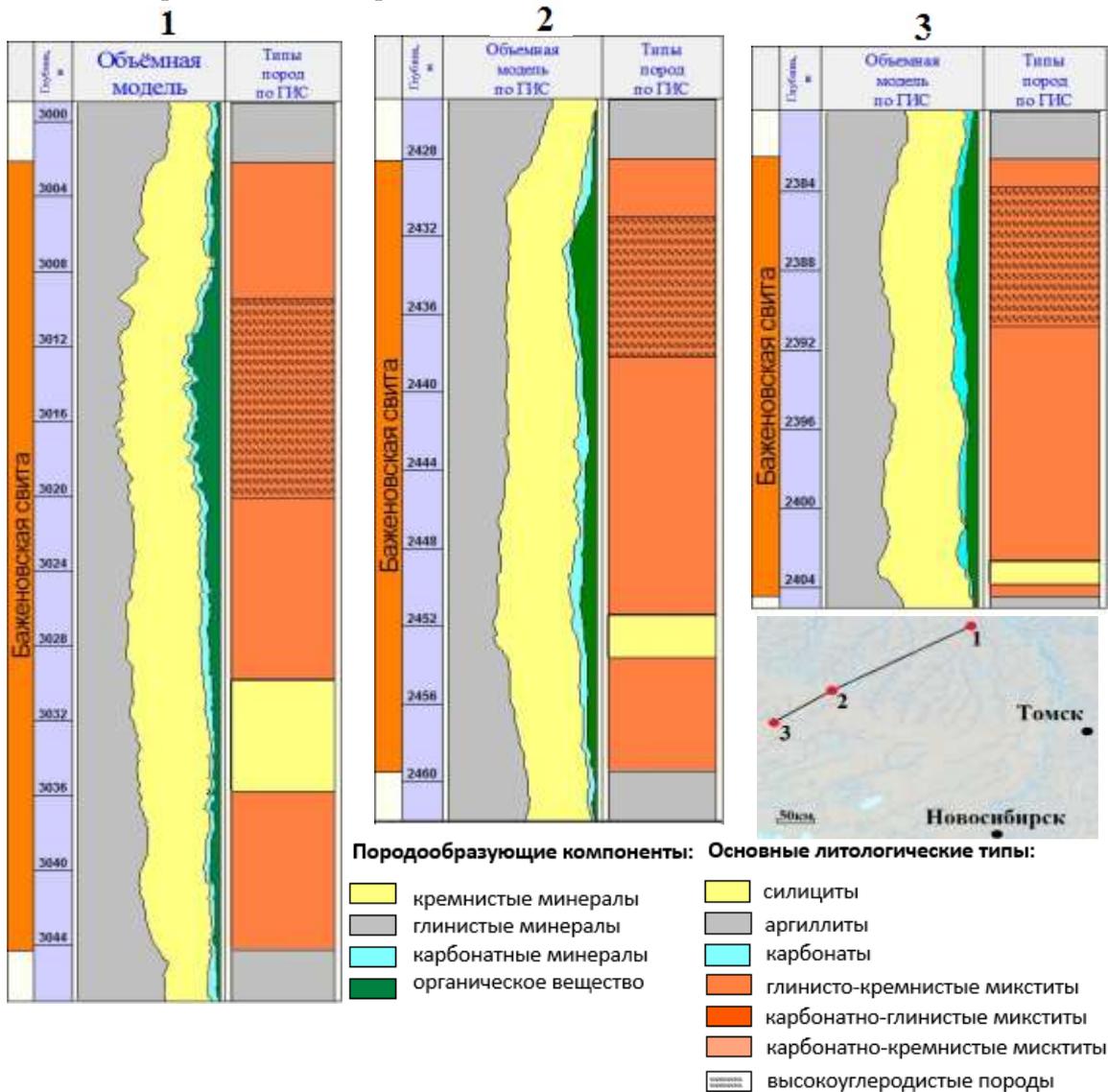


Рисунок 1 - Литологический тип разреза юго-восточной части территории распространения баженовской свиты (на примере скважин Поскоевской (1), Ракитинской (2) и Межовской (3) площадей)

По результатам построения объемных моделей баженовской свиты для территории центральных и юго-восточных районах Западной Сибири выделены три литологических типа разреза. Каждый из них обладает своими особенностями геологического строения и взаиморасположения пачек пород различного состава. Так, на юго-востоке распространения баженовской свиты ее разрез почти полностью состоит из микститов глинисто-кремнистого состава с близким содержанием как кремнистых, так и глинистых компонент (рис. 1). В нижней части свиты наблюдается маломощная пачка силицитов (1 - 6 м). Стоит отметить, что содержание карбонатного

материала в верхней части баженовской свиты изменяется от 5 до 25%, а карбонатные пачки полностью отсутствуют. Кроме того, в изученных разрезах наблюдаются пониженные значения содержания органического вещества. Основываясь на полученной корреляционной схеме и анализе различных литологических типов разреза баженовской свиты, проанализировано пространственное изменение относительных содержаний ее порообразующих компонент. Полученные результаты согласуются и подтверждаются многими научными работами, авторы которых проводили лабораторные литологические и геохимические исследования керн баженовской свиты [5 - 7]. Таким образом, на основе предложенного подхода становится возможным комплексное изучение минерально-компонентного состава баженовской свиты и ее латеральной изменчивости путем построения литологических моделей по данным каротажа скважин с привлечением материалов лабораторных анализов керн. В дальнейшем представляется необходимым изучение электрофизических свойств литологических типов пород баженовской свиты по данным комплекса электрических и электромагнитных методов [8 - 10].

Научный руководитель – д-р физ.-мат. наук, проф. Глинских Вячеслав Николаевич

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Е.Л. Берман, Л.И. Богородская, Б.Г. Винокур, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, В.М. Мельникова, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев // Труды СНИИГГиМСа. - Серия Нефтяная геология, выпуск 36. - М.: Недра, 1971. – 251 с.
2. Павлова М.А. Модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения // М.А. Павлова, В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, А.Д. Камкина, В.Н. Глинских // Геология нефти и газа. – 2015. – №3. – С. 57–62.
3. Федосеев А.А. Относительное содержание порообразующих компонентов и основные литологические типы пород баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов по данным геофизических исследований скважин и керн [Электронный ресурс]. / А.А. Федосеев, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т.13. – № 2. – 19 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/15_2018.pdf
4. Конторович А.Э. Классификация пород Баженовской свиты / А.Э. Конторович, П.А. Ян, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер // Геология и геофизика.- 2016. - Т.57.- № 11. - С. 2034–2043.
5. Ушатинский И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // И.Н. Ушатинский // Советская геология. – 1981. – №2. – С.11-12.
6. Эдер В.Г. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты // В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин, И.А. Жигульский // Геология нефти и газа. – 2015. – №6. – С. 96-106.
7. Павлова М.А. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры / М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012: VIII Междунар. науч. конгр: Междунар. науч. конф. Новосибирск, 2012. – Т.1. – С. 127-131.
8. Глинских В.Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности / В.Н. Глинских, Г.В. Нестерова, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2014. – Т.55 – №5-6. – С. 1001-1010.
9. Эпов М.И. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2014. – Вып. 11 (245). – С. 29-41.
10. Nikitenko M.N. Formation Evaluation via 2D Processing of Induction and Galvanic Logging Data Using High-performance Computing / M.N. Nikitenko, I.V. Surodina, I.V. Mikhaylov, V.N. Glinskikh, K.V. Suhorukova // 77th EAGE Conference and Exhibition: Extended abstracts. – Madrid, 2015. – P. 752-762.

УДК 550.832

Частотная дисперсия электрофизических параметров основных литологических типов пород баженовской свиты по данным электромагнитного каротажа

Федосеев Арсений Артемович

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск*

Настоящая работа посвящена развитию методики комплексной интерпретации данных ГИС современного комплекса СКЛ для определения вещественного состава, выделения литологических типов и изучения электрофизических параметров пород баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов в центральных районах Западной Сибири.

Ключевые слова: баженовская свита, комплексы СКЛ, литолого-электрофизическая интерпретация, породообразующие компоненты, частотная дисперсия, электрофизические параметры, формулы смесей.

FREQUENCY DISPERSION OF ELECTROPHYSICAL PARAMETERS OF BASIC LITHOLOGICAL TYPES OF ROCKS OF BAZHENOV FORMATION ACCORDING TO THE ELECTROMAGNETIC LOG

Fedoseev Arseny

*Novosibirsk National Research State University
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS*

This work is devoted to the development of a complex interpretation of the LOG data of the modern SKL complex for determining the mineralogical composition, identifying lithological types and researching the electrophysical parameters of rocks of Bazhenov Formation and its stratigraphic analogues in central regions of Western Siberia.

Keywords: Bazhenov Formation, SKL complexes, lithologic-electrophysical interpretation, rock-forming components, frequency dispersion, electrophysical parameters, mixture formulas.

На протяжении последних десятилетий большой интерес ученых направлен на всестороннее изучение нетрадиционного источника углеводородного сырья в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – баженовскую свиту. Она является как основной нефтепроизводящей толщей, так и региональным глинистым флюидоупором для залежей в отложениях оксфорда верхней юры на территории около 1 млн. км². Отличительной особенностью служит высокая степень неоднородности минералогического состава, обусловленная изменением объемного содержания в разрезе свиты глинистых, кремнистых, карбонатных породообразующих компонентов, пирита и органического вещества [1]. Однако в настоящее время до сих пор не существует общей теоретико-методической базы для комплексной обработки данных ГИС в интервалах баженовской свиты, включая литолого-электрофизическую интерпретацию, что определяет актуальность представленного исследования.

Большинство разрезов скважин, вскрывших баженовскую свиту, охарактеризованы стандартным комплексом методов ГИС, а иногда ограниченным, при этом недостаточно полно представлены результатами лабораторных исследований керна, что затрудняет разработку новых методик для интерпретации каротажных данных. В развитие общей теоретико-методической базы интерпретации данных каротажа в интервалах баженовской свиты в работе проводится комплексный анализ имеющегося кернового материала и данных ГИС, предложены новые подходы расчета содержания породообразующих компонентов с применением формул смесей и установлены частотные зависимости электрофизических параметров баженитов.

В рамках литологической интерпретации с использованием результатов исследований керна построены объемные модели относительного содержания породообразующих компонентов баженовской свиты [2 - 4]. Для определения основных литологических типов пород по каротажным

данным принята классификация литотипов, основанная на современном представлении распределения породообразующих минеральных и минералоидных компонентов [5]. В соответствии с ней выделены основные литологические типы баженитов, включающие силициты, аргиллиты, карбонаты, а также микститы – смешанные кремнисто-глинисто-карбонатные породы, в том числе обогащенные органическим веществом. По объемным моделям и выделенным литотипам построены корреляционные схемы разрезов баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов для центральных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Изучению электрофизических свойств горных пород посвящено большое количество публикаций. Среди них особое внимание уделено оценке удельной электропроводности (УЭП) и относительной диэлектрической проницаемости (ОДП) по данным относительных амплитудно-фазовых характеристик метода высокочастотного индукционного зондирования ВИКИЗ и его модификации ВЭМКЗ [6 - 10]. В работе по данным новых скважинных комплексов СКЛ, включающих ВЭМКЗ, на основе совместной численной инверсии измеряемых разности фаз и отношения амплитуд установлена частотная дисперсия УЭП и ОДП (рис. 1).

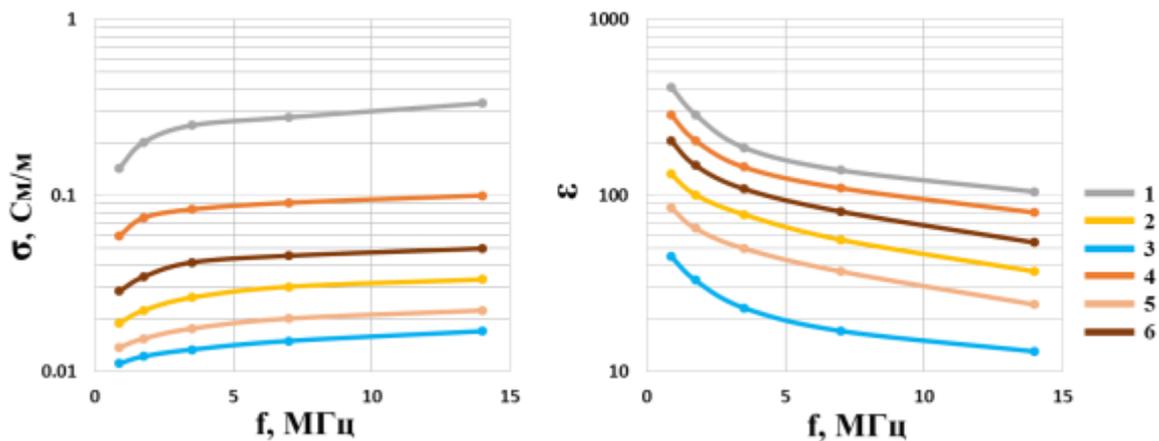


Рисунок 1 – Частотные зависимости УЭП и ОДП для основных литологических типов пород баженовской свиты

Условные обозначения: 1 – аргиллиты, 2 – силициты, 3 – карбонаты, микститы; 4 – глинисто-кремнистые породы, 5 – карбонатно-кремнистые породы, 6 – карбонатно-глинистые породы.

В результате литологической интерпретации данных ГИС совместно с измерениями на керне рассчитаны модели относительного содержания породообразующих компонентов и выделены основные литологические типы пород баженовской свиты в соответствии с современной классификацией, позволившие построить корреляционные схемы и выявить особенности пространственного распределения отложений баженитов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции для разрезов Красноленинского, Салымского и Сургутского типов. По данным ВЭМКЗ аппаратуры СКЛ и результатам многочастотной диэлькометрии установлены частотные зависимости УЭП и ОДП пород баженовской свиты, на основе которых с применением формул смесей впервые построены комплексные литолого-электрофизические модели и изучены основные закономерности влияния породообразующих компонентов (глинистого, карбонатного, кремнистого материала, органического вещества и пирита) на дисперсионные свойства баженитов. Интерпретация данных ГИС выполнена для более шести десятков скважин, вскрывших баженовскую свиту на 17 месторождениях Широкого Приобья. В развитие данного направления необходимо вовлечение в интерпретацию данных комплекса методов электрических и электромагнитных зондирований, а также каротажа в процессе бурения [11 - 13].

Научный руководитель – д.ф.-м.н., проф. РАН Глинских В.Н.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Конторович А.Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.М. Бурштейн, В.Н. Глинских, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, М.А. Павлова, А.П. Родченко, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 3. – С. 357 – 371.
2. Павлова М.А. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры / М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // Интерэкспо Гео-Сибирь-2012: VIII Международная конференция "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых" (Новосибирск, 10-20 апреля 2012 г.). – 2012. – Т.1. – С. 127 – 131.
3. Павлова М.А. Модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения / М.А. Павлова, В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, А.Д. Камкина, В.Н. Глинских // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 57 – 62.
4. Федосеев А.А. Относительное содержание породообразующих компонентов и основные литологические типы пород баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов по данным геофизических исследований скважин и керна / А.А. Федосеев, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2018. – Т. 13. – № 2. – 19 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/15_2018.pdf
5. Конторович А.Э. Классификация пород Баженовской свиты / А.Э. Конторович, П.А. Ян, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034 – 2043.
6. Эпов М.И. Быстрое двумерное моделирование высокочастотного электромагнитного поля для задач каротажа / М.И. Эпов, В.Н. Глинских // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 9. – С. 942 – 952.
7. Эпов М.И. Линеаризация относительных характеристик высокочастотного магнитного поля в двумерных проводящих средах / М.И. Эпов, В.Н. Глинских // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 2. – С. 266 – 274.
8. Глинских В.Н. Линеаризованные решения прямых и обратных двумерных задач высокочастотного электромагнитного каротажа в проводящих средах с учетом токов смещения / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 12. – С. 1942 – 1951.
9. Глинских В.Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитных зондирований в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54(11). – С. 1803 – 1813.
10. Глинских В.Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности / В.Н. Глинских, Г.В. Нестерова, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5 - 6. – С. 1001 – 1010.
11. Эпов М.И. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2014. – № 11(245). – С. 29 – 41.
12. Nikitenko M.N. Development of LWD High-frequency Resistivity Tool / M.N. Nikitenko, M.I. Eпов, V.N. Glinskikh, K.V. Suhorukova, V.N. Eremin // 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition: Extended abstract. Saint Petersburg. – 2014. – Th D 05. – DOI: 10.3997/2214-4609.20140177
13. Nikitenko M.N. Formation Evaluation via 2D Processing of Induction and Galvanic Logging Data Using High-performance Computing / M.N. Nikitenko, I.V. Surodina, I.V. Mikhaylov, V.N. Glinskikh, K.V. Suhorukova // 77th EAGE Conference and Exhibition: Extended abstracts. Madrid. – 2015. – P. Tu N107 15.

**СЕКЦИЯ 9. ЭКОНОМИКА, НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, СТРАТЕГИЧЕСКИЕ
ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА, ПЕРЕРАБОТКА И
ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

УДК 622.012

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АКТИВА

Богданович Елена Сергеевна

*ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Россия, главный специалист,
Bogdanovich.ES@gazpromneft-ntc.ru*

Сизых Алексей Владимирович

*ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Россия, руководитель программ
технологического развития, Sizykh.AV@gazpromneft-ntc.ru*

Газалиев Ринат Раисович

*ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Россия, главный специалист,
Gazaliev.RR@gazpromneft-ntc.ru*

Одной из отличительных особенностей зрелых активов является существенное истощение ресурсной базы, обусловленное длительной историей разработки основных объектов. Для поддержания текущих темпов добычи активам необходимо вовлекать новые залежи и неопроискованные участки месторождений. Однако зачастую новые залежи и участки характеризуются низким потенциалом и нуждаются в комплексной проработке на всех этапах создания стоимости. В работе описан системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива, позволяющий, с одной стороны, поддерживать и наращивать уровень добычи, а с другой стороны, получить максимальный экономический эффект от вовлечения новых объектов.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, стратегия развития ресурсной базы, планирование, инвестиции, максимизация экономической эффективности.

SYSTEMATIC APPROACH TO FORMATION OF OPERATOR'S RESOURCE BASE DEVELOPMENT STRATEGY

Bogdanovich Elena

*Gazpromneft NTC LLC, Saint-Petersburg, Russia, Chief Specialist,
Bogdanovich.ES@gazpromneft-ntc.ru*

Sizykh Alexey

*Gazpromneft NTC LLC, Saint-Petersburg, Russia, manager of technology development
programms, Sizykh.AV@gazpromneft-ntc.ru*

Gazaliev Rinat

Gazpromneft NTC LLC, Saint-Petersburg, Russia, Chief Specialist, Gazaliev.RR@gazpromneft-ntc.ru

Mature actives' characteristic is an essential resource base depletion driven by longtime production of major facilities. New deposits and nonexplored areas are necessary to be involved to keep current production rate. But new deposits and unexplored areas often are marked by low potential and require comprehensive study at all stages of value creation. The paper describes systematic approach to formation of operator's resource base development

strategy. On the one hand the approach helps to maintain the present level of production and even to rump it up, on the other hand to obtain the maximum economic effect from involving of new facilities.

Keywords: geological explorations, resource base development strategy, planning, investments, maximization of the economic efficiency

В условиях истощения ресурсной базы и необходимости поддержания достигнутых уровней добычи, зрелым добывающим активам требуется стратегический подход к долгосрочному планированию подготовки и ввода в разработку залежей и участков, не охваченных эксплуатационным бурением, а также приобретению и опосредованному поиску новых лицензионных участков.

В данной статье приведено описание основных принципов и подходов к формированию стратегии развития ресурсной базы на основе всестороннего анализа геологических и экономических рисков на примере актива в ЯНАО.

Первым шагом к формированию стратегии развития ресурсной базы актива является деление ресурсной базы на независимые единицы, проектные решения по которым индивидуальны. Следуя этой цели, залежи, ловушки или их части объединяются в кластеры.

Подобный подход при работе с ресурсной базой Компании дает возможность прорабатывать единую логику разведки и общие инфраструктурные решения для нескольких перспективных объектов, что в конечном итоге приводит к существенному экономическому эффекту от их синергии.

Для ранжирования кластера в периметре актива, кластеры должны быть оценены согласно единой методике. Оценка кластеров заключается в определении ожидаемой стоимости, сопутствующих неопределенностей и рисков в результате поиска, разведки, разработки и эксплуатации объектов и включает в себя вероятностную оценку ресурсной базы, составление программы доизучения, вероятностный расчет профилей добычи и вероятностный расчет экономики.

Основной подход к геологической оценке кластеров заключается в обязательном выполнении вероятностной оценки ресурсной базы и выделении дискретных сценариев, характеризующих оцененный диапазон неопределенности в области геологии и разработки [1].

Вероятность того, что потенциальная залежь после проведения мероприятий ГРП будет открыта и ее запасы будут достаточны для получения притока из скважины, отражает понятие шанса геологического успеха (geological chance of success – gCoS) [2].

Завершающей стадией оценки ресурсной базы кластеров является анализ ее качества, основных неопределенностей и рисков и планирование мероприятий ГРП, которые потребуются для снятия неопределенностей и рисков.

Далее оцененная ресурсная база передается для проектирования системы разработки и определения наиболее эффективных инфраструктурных решений в периметре кластера. Для каждого кластера просчитывается набор различных вариантов систем разработки. Решение о выборе итогового варианта принимается на основании экономических показателей.

После расчета профилей добычи по кластеру по трем сценариям формируется прогноз денежного потока. Оценка экономической эффективности кластеров выполняется с использованием показателей EMV (Expected Monetary Value) и J (ожидаемый индекс доходности). Отдельно по сценариям рассчитываются NPV (Net Present Value) и PI (Profitability Index).

Результаты оценки кластера собираются на WEB-платформе в формате паспорта кластера [3]. Паспорт кластера снабжен инструментами, которые позволяют быстро собрать информацию из программных комплексов для оценки кластеров и баз данных. Платформа позволяет провести комплексный анализ результатов оценки и приоритезировать кластеры для формирования долгосрочной программы геологоразведочных работ.

Ранжирование кластеров и формирование долгосрочной программы геологоразведочных работ

Ранжирование кластеров проводится на основании комплексного анализа экономической эффективности, потенциала добычи и объема ресурсной базы. Целью ранжирования и приоритезации является анализ возможности достижения необходимых тактических и стратегических ориентиров актива с учетом текущих ограничений, а также определение наиболее и

наименее эффективных кластеров, выделение ключевых проектов, рекомендуемых к реализации, и проектов, от которых при текущей экономической ситуации следует отказаться (рис. 1).

В качестве дополнительного инструмента для определения порядка ввода кластеров в реализацию и повышения эффективности процесса приоритизации проектов может применяться портфельный анализ. Такой подход дает представление об экономической эффективности инвестиций и является основой для принятия решений с учетом финансовых ожиданий и ограничений, что позволяет получить максимальную выгоду и численно оценить риски. Данный метод актуален для активов, обладающих большим количеством кластеров, равнозначных по параметрам ранжирования и не обременённых жесткими ограничениями по лицензионным обязательствам.



Рисунок 1 - Один из вариантов ранжирования кластеров

Основные результаты применения системного подхода к формированию стратегии развития ресурсной базы актива в ЯНАО

Большая часть месторождений рассматриваемого актива характеризуется высоким уровнем зрелости на поздних стадиях разработки. Методы интенсификации не позволяют в полной мере компенсировать темпы падения. В связи с этим, основные ожидания предприятия с точки зрения поддержания текущего уровня добычи связаны с открытием новых залежей и доразведкой уже открытых месторождений. В то же время, вероятность новых крупных открытий невелика, именно этим обуславливается важность всесторонней проработки стратегии поиска новых залежей.

Для качественной проработки стратегии опознания перспективных объектов вся ресурсная база предприятия была поделена на 22 кластера. Основными критериями объединения нескольких залежей в кластер были единая логика их разведки и возможность создания для всех перспективных объектов, входящих в кластер, единых инфраструктурных решений. Как правило, эта возможность определялась территориальной близостью объектов, либо в отдельные кластеры было выделено несколько залежей, опознание которых не зависело от принятых решений по близлежащим ловушкам.

Каждый из выделенных кластеров обладал разной степенью изученности и, как следствие, степенью неопределённости и качеством исходных данных. Исходя из возможного потенциала, а также полноты и качества исходной информации кластеры были поделены на две группы. В первую группу вошли кластеры высокого приоритета, характеризующиеся высокой степенью изученности. Во вторую группу были отнесены кластеры, которые на текущий момент не обладают необходимой полнотой исходных данных.

Подходы к проведению вероятностной оценки для каждой из групп были различны. Для кластеров первого приоритета проводилась многовариантная 2Д вероятностная оценка с использованием программных продуктов, позволяющих проводить оценку запасов на основе карт. Для объектов второго приоритета вероятностная оценка производилась без построения карт. Вместо карт нефтенасыщенных толщин для расчета профилей добычи использовались типовые гистограммы толщин на основе месторождений-аналогов.

На следующем этапе был выполнен расчет профилей добычи каждого кластера по сценариям, соответствующим ветке геологического успеха (P10, P50, P90), согласно описанной

выше методике. Полученные профили добычи легли в основу экономической модели каждого кластера.

Далее на основе алгоритмов, используемых для проведения портфельного анализа в рамках СРРБА, был сформирован портфель кластеров актива, являвшийся наиболее эффективным с точки зрения соотношения EMV и капитальных затрат в ГРР, и способный с наибольшей степенью уверенности обеспечить достижение целевых ориентиров.

Проведенный анализ позволил сформировать оптимальный портфель проектов ГРР. Важным выводом также стало то, что периметр оцененных кластеров обеспечивает высокую активность мероприятий ГРР в период до 2022 г, что определяет необходимость выявления новых потенциально перспективных объектов для оценки и формирования программы ГРР после 2022 г.

Заключение

На основе описанной методики и комплексного анализа кластеров был определен оптимальный набор проектов, рекомендуемый к реализации в рамках долгосрочного и среднесрочного плана проведения мероприятий ГРР актива в ЯНАО.

Кроме того, проведенный анализ позволил выявить актуальные проблемы, такие как необходимость восполнения ресурсной базы и необходимость увеличения объемов ГРР с целью достижения и поддержания целевого уровня добычи при текущем объеме экономически эффективных кластеров. Опираясь на результаты анализа, был создан план мероприятий, направленных на устранение выявленных проблем, в том числе рассмотрение возможности покупки новых лицензионных участков или оптимизации технологических решений.

Оптимальный набор кластеров актива, определенный по результатам анализа, лег в основу дальнейших управленческих решений, создания региональных стратегий/программ и оценки достижимости стратегических целей всей Компании.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Роуз П. Анализ рисков и управление нефтегазописковыми проектами / П. Роуз – М.-Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.
2. Дымочкина М.Г. Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее / М.Г. Дымочкина, к.т.н., П.Ю. Киселев, М.Н. Пислегин, Т.Г. Кузьмин, А.Т. Муллагалиев // ПРОНЕФТЬ. – 2018. - №3 (9). – С. 18-23
3. Исламуратов М.М. Постоянно Действующая модель запасов и ресурсов – инструмент непрерывного анализа для развития ресурсной базы углеводородного сырья / М.М. Исламуратов, О.А. Захарова, И.А. Теплоухова, Е.С. Панфилова, А.А. Кисурина, А.О. Ершов // NefteGAZ.ru. – 2018. - №7. – С. 27-31.

УДК 338.012

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТИ (EVA)

Бутенко Виктор Алексеевич

НГУ, г. Новосибирск, Россия, студент, v.butenko@g.nsu.ru

Настоящая работа посвящена сравнительному анализу ключевых факторов создания экономической эффективности компаний нефтегазового сектора с помощью показателя экономической добавленной стоимости, факторного и регрессионного анализов. Нефтегазовая отрасль как часть топливно-энергетического сектора является структурной составляющей российской экономики, одним из ключевых факторов жизнеобеспечения страны, которая оказывает существенное влияние на формирование ее бюджета и экспортных возможностей.

Ключевые слова: экономическая эффективность, экономическая добавленная стоимость, EVA, нефтегазовый сектор

PERFORMANCE EFFECTIVENESS OF RUSSIAN AND GLOBAL OIL AND GAS COMPANIES BASED ON ECONOMIC VALUE ADDED (EVA)

Victor Butenko

NSU, Novosibirsk, Russia, student, v.butenko@g.nsu.ru

This work is devoted to comparative analysis of factors that ensure the economic efficiency of oil and gas companies using indicators of economic value added, factor and regression. The oil and gas industry as a part of the fuel and energy sector is a structural component of the Russian economy, one of the key factors of the country's livelihood, which has a significant impact on the formation of its budget and export opportunities

Keywords: economic efficiency, economic value added, EVA, oil and gas sector

Россия считается одной из ведущих энергетических держав в мире (рис. 1). Это связано не только с богатыми запасами природных ресурсов, но и с уникальным производственным, научным, техническим, человеческим потенциалом энергетического комплекса, который создавался более одного десятилетия, а не одним поколением. Эффективное использование энергетического потенциала России, его развитие - залог экономического роста страны и улучшения благосостояния ее населения [2, 6].

В настоящее время топливно-энергетический комплекс является одним из стабильно действующих промышленных комплексов российской экономики. Он оказывает решающее влияние на состояние и перспективы развития народного хозяйства, обеспечивая около 1/4 валового внутреннего продукта, 1/3 промышленного производства и доходов консолидированного бюджета России, около половины федеральных доходов бюджета, экспорт и валютные поступления [3, 5].

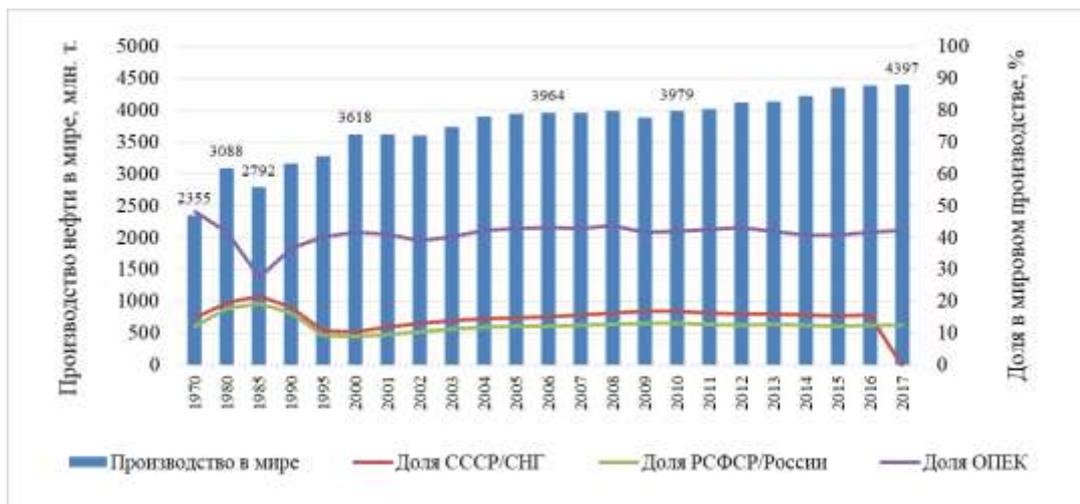


Рисунок 1 – Производство нефти в мире и доля крупнейших игроков

Оценка экономической эффективности

Для оценки экономической эффективности были рассмотрены крупнейшие игроки нефтегазовой отрасли России. Экономическая эффективность оценивалась с помощью показателей экономической добавленной стоимости и её относительной доли в инвестиционном капитале предприятия [1, 4].

Расчет производился с помощью модели ценообразования капитальных активов CAPM, модели средневзвешенной стоимости капитала и данных финансовых отчетностей компаний. В общем виде формула для расчета выглядит следующим образом:

$$EVA = NOPAT - WACC * CE$$

EVA = экономическая добавленная стоимость;

NOPAT = чистая операционная прибыль после налогообложения;

WACC = средневзвешенная стоимость капитала;

CE = инвестиционный капитал.

2. Результаты расчета показателя для рассматриваемых компаний представлены на рисунке

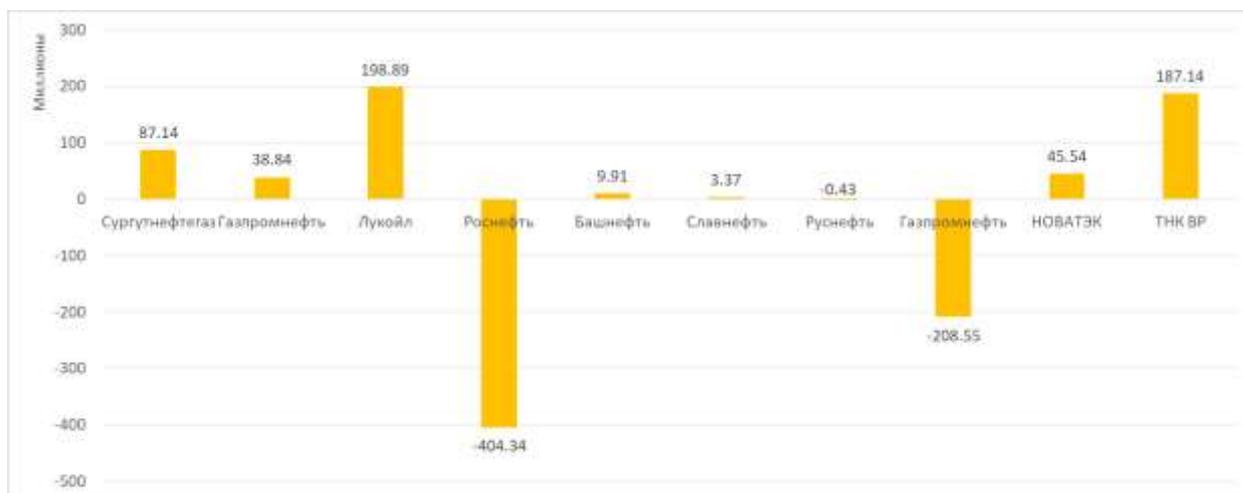


Рисунок 2 – Средний за период EVA компаний нефтегазового сектора России (2012-2017)

Таким образом, видно, что компании отрасли достаточно сильно отличаются в плане создания экономической стоимости. Этим фактом обусловлена необходимость изучения факторов создания экономической стоимости успешными компаниями и факторов потери этой стоимости компаниями с худшими показателями.

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» по проекту № ИП-66ПН

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Filimonova I.V. Cluster analysis of Russian oil companies based on tax burden parameters / I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, S.I. Shumilova, E.A. Zemnukhova // Journal of Tax Reform. – 2019. – Т. 5. – № 1. – С. 42 – 56.
2. Проворная И.В. Современное состояние и перспективы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности Новосибирской области / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // Сибирская финансовая школа. – 2019. – № 1 (132). – С. 3 – 9.
3. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20 – 30.
4. Филимонова И.В. Инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний России / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 5 (173). – С. 13 – 20.
5. Филимонова И.В. Структурный анализ доходов нефтегазовых компаний / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 4 (172). – С. 9 – 15.
6. Филимонова И.В. Система финансово-экономических показателей работы нефтегазовой промышленности России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Менеджмент в России и за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 63 – 70.

УДК 553.98

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕФТЯНЫХ ЦЕН НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПО МАКРОРЕГИОНАМ МИРА

Дзюба Юрий Алексеевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, инженер DzyubaYA@ipgg.sbras.ru

На протяжении всей истории развития человечества наблюдается непрерывный рост энергопотребления, особенно заметный с середины прошлого столетия. Потребление энергетических ресурсов является одним из важнейших факторов экономического роста стран мира. Конкуренция за энергетические ресурсы приводит к расширению спектра потребления возобновляемых и невозобновляемых источников энергии, например, трудноизвлекаемая или сланцевая нефть, газогидраты, биомасса, ветровая, солнечная, геотермальная и другая энергия. А развитие технологий и стремление стран к энергетической безопасности и экологической устойчивости обуславливают межтопливную конкуренцию. Однако не смотря на многообразие и заменимость видов энергетических ресурсов, главным фактором, определяющим структуру их потребления, остаётся цена на нефть.

Ключевые слова: энергопотребление, нефтегазовая отрасль, эластичность энергопотребления по ВВП, межстрановой анализ, цены на нефть

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF OIL PRICES ON THE CONSUMPTION OF ENERGY RESOURCES ACCORDING TO THE WORLD MACROREGIONS

Dzyuba Yuri

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, engineer, DzyubaYA@ipgg.sbras.ru

Throughout the history of human development, there has been a continuous increase in energy consumption, especially noticeable since the middle of the last century. Consumption of energy resources is one of the most important factors of economic growth in the countries of the world. Competition for energy resources leads to the expansion of the spectrum of consumption of renewable and non-renewable energy sources, for example, hard to recover or shale oil, gas hydrates, biomass, wind, solar, geothermal and other energy. And the development of technologies and the desire of countries to energy security and environmental sustainability cause inter-fuel competition. However, despite the diversity and substitutability of the types of energy resources, the main factor determining the structure of their consumption remains the price of oil.

Keywords: energy consumption, oil and gas industry, elasticity of energy consumption by GDP, cross-country analysis, oil prices

В настоящей работе проводится динамический и межстрановой анализ эластичности энергопотребления к ценам на нефть. В качестве методологической основы системный подход осуществлялся как общенаучный метод познания, а также применяемые методы синтеза, классификации, обобщения и типологии, сравнительного и структурного анализа. На основе методов системного анализа проанализированы различные аспекты развития мирового энергетического сектора и классифицированы группы факторов, определяющих развитие на современном этапе.

Мы также дифференцировали различные эластичности по типу энергии (нефть, газ, уголь и альтернативные источники энергии). Авторы использовали стандартную формулу для расчета эластичности потребления энергии по ценам на нефть для i типа энергии:

$$e_p^i = \frac{q_t^j - q_{t-1}^j}{q_{t-1}^j} \cdot \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}} \quad (1)$$

qt , $qt-1$ – Потребление энергии округом j ; P_t , P_t-1 – цены на нефть.

Таким образом, мы рассчитали все эластичности для каждого вида энергии и для основных стран-потребителей. Затем структурированы и графически изображены основные результаты расчетов.

Авторы проанализировали зависимость изменения энергопотребления от изменения цен на основной энергоноситель - нефть. В настоящее время усиливается влияние изменений цен на нефть не только на потребление невозобновляемых ресурсов (нефть, газ, уголь), но и на потребление возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой и геотермальной энергии).

В результате модельных расчетов эластичности потребления различных видов энергии в зависимости от изменения цен на нефть авторы выделили характеристики индекса эластичности для отдельных стран и регионов. Особенности связаны с энергоориентированной экономикой стран, их сырьевой базой невозобновляемых ресурсов, а также технологическими и финансовыми возможностями для развития возобновляемых источников энергии [3, 4, 5].

Потребление нефти в Соединенных Штатах имеет устойчивую тенденцию к снижению: среднегодовой темп роста составляет 1,2% в период 2000 – 2005 годов до 0,7% в 2012–2017 годах при одновременном увеличении потребления газа. США после 2011 года, когда США условно стали нетто-экспортером нефти и газа из-за развития технологий добычи трудноизвлекаемого сырья и роста цен на нефть [1, 2]. Наши расчеты упругости подтверждают этот тезис.

В ближайшие годы США планируют значительно увеличить добычу нефти и стать одним из крупнейших поставщиков нефти на мировой рынок. В условиях низких цен произошла значительная технологическая перестройка отрасли. С конца 2014 года эффективность бурения на углеводороды в США увеличилась почти втрое.

Основными особенностями мировой энергетической отрасли является значительное снижение спроса на традиционные углеводороды как в развитых, так и в развивающихся странах [6]. Например, в Европе наблюдается значительное снижение спроса на углеводородные ресурсы. В то же время впервые за последние два десятилетия наблюдается рост спроса на возобновляемые источники энергии. Это говорит о том, что возобновляемые источники энергии начали играть значительную роль в контексте роста цен на нефть и традиционные источники энергии.

Развивающиеся страны демонстрируют тенденцию к неуклонному повышению энергоэффективности с 1990 года. Это в значительной степени связано с растущей ролью Китая, который в прошлом быстро снижал энергоемкость. В 2000 году эти процессы в Китае замедлились, но в Российской Федерации произошло значительное снижение энергоемкости. В то же время следует отметить увеличение потребления энергии на душу населения, которое началось в Китае в 2000 году.

Это типично для стран, которые преодолевают пороговый уровень благосостояния до достижения уровня «энергетического насыщения».

В развивающихся странах потребление выросло в кризисном 2008 году, хотя в 2010 году темпы его роста значительно увеличились. Многие развивающиеся страны, в первую очередь Китай, в значительной степени зависят от спроса на их экспорт в развитые страны. В 2011 – 2014 гг. разделение мира по темпам роста было очень значительным из-за рецессии и оказало значительное влияние как на объем, так и на структуру потребления энергетических продуктов. Эластичность роста энергопотребления по ценам на нефть остается достаточно высокой. Эффективность в национальном масштабе пока относится к развитым странам, но не к развивающимся, с продолжающимся энергоемким ростом.

В настоящее время в период низких цен на нефть в мировом энергетическом секторе происходят значительные структурные изменения, которые влияют на объем потребления ископаемых углеводородов: со стороны спроса, развитые страны ускоряют рост потребления возобновляемых и трудноизвлекаемых энергоносителей; со стороны спроса развивающиеся страны продолжают потреблять нефть, газ и уголь [8].

Что касается предложения, то независимые производители - независимые производители, прежде всего, сланцевой нефти, довольно быстро провели технологическое перевооружение добычи углеводородов, что привело к резкому снижению себестоимости и оптимизации развития ресурсной базы [7, 8].

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интегративные исследования» по проекту № ИП-22ПН

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Alam Md Qaiser. Oil demand and price elasticity of energy consumption in the GCC countries / Alam Md Qaiser, Alam Md Shabbir, Ahsan Jamil Syed // A panel cointegration analysis, Business and Economic Horizons. – 2016. - Vol. 12. - Issue 2. - P. 63 - 74.
2. Huntington H. G., Barriosand J. B., Vipin A., Review of Key International Demand Elasticities for Major Industrializing Economies, 2017, pp 31.
3. Phoumin H. Analysis on Price Elasticity of Energy Demand in East Asia / H. Phoumin, S. Kimura // Empirical Evidence and Policy Implications for ASEAN and East Asia, Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA), 2014. - 56 p.
4. Sweeney J. L. The Response of Energy Demand to Higher Prices / J. L. Sweeney // What Have We Learned, The American Economic Review. – 1984. - Vol. 74. – P. 31 - 37.
5. Cline A. The Effect of Prices on oil demand in the Transportation and Residential Sectors / A. Cline // The Park Place Economist. – 2002. - vol. 10. – P. 52 - 59.
6. Filimonova, I.V. Technical, Economic and Fiscal Aspects of Increasing the Efficiency of Development of Oil and Gas Regions in the East of Russia / I.V. Filimonova, A.V. Komarova, M.V. Mishenin // APEIE, Russia. – 2018. – P. 374 - 378.
7. Eder L. Forecasting sustainable development of transport sectors of Russia and EU / L. Eder, I.V. Filimonova, V.U. Nemov, I.V. Provornaya // Energy consumption and efficiency, International Journal of Energy Economics and Policy. – 2018. - Vol. 8. - Issue 2. – P. 74 - 80.
8. Kontorovich A.E. Key Problems in the Development of the Power of Siberia Project, 8 / A.E. Kontorovich, L.V. Eder, I.V. Filimonova, S.M. Nikitenko // Regional Research of Russia. – 2018. - Vol. 8. - Issue 1. – P. 92 - 100.

УДК 330.15

ГАЗИФИКАЦИЯ РЕГИОНОВ РОССИИ КАК КЛЮЧЕВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НОВОГО ЦЕНТРА ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА

Земнухова Екатерина Андреевна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г. Новосибирск,
Россия, младший научный сотрудник, ZemnukhovaEA@ipgg.sbras.ru*

Настоящая работа посвящена рассмотрению текущего положения регионов России, затрагивающие систему топливно-энергетического баланса. На современном этапе развития экономики России, устойчивый долгосрочный рост зависит от уровня инновационного развития базовых отраслей, прежде всего нефтегазового комплекса страны. Мощным стимулом начала крупномасштабной добычи природного газа на востоке страны является повышение уровня газификации территорий. Сырьевая база газа в Восточной Сибири и Республике Саха позволяет довести добычу до 100 млрд куб. м газа в год и более. При существующей транспортной инфраструктуре и газоперерабатывающих мощностях в течение прогнозируемого периода, возможно, поддерживать уровень добычи природного и попутного нефтяного газа на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

Ключевые слова: добыча газа, способы газификации, транспортировка газа, газопровод, проблемы газификации

GASIFICATION OF THE REGIONS OF RUSSIA AS A KEY DIRECTION FOR THE FORMATION OF A NEW PRODUCTION AND GAS RECYCLING CENTER

Zemnkova Ekaterina

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant,
ZemnukhovaEA@ipgg.sbras.ru*

This paper is devoted to a review of the current situation in the regions of Russia, affecting the energy balance system. At the present stage of development of the Russian economy, sustainable long-term growth depends on the level of innovative development of basic industries, primarily the country's oil and gas complex. A powerful incentive for the start of large-scale natural gas production in the east of the country will be an increase in the level of gasification of the territories. The raw material base of gas in Eastern Siberia and the Republic of Sakha makes it possible to increase production to 100 billion cubic meters of gas per year or more. With the existing transport infrastructure and gas processing facilities during the forecast period it is possible to maintain the level of production of natural and associated petroleum gas in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia).

Keywords: gas production, gasification methods, gas transportation, gas pipeline, gasification problems

В настоящей работе рассмотрена проблема, связанная с необходимостью газификации территорий России, это подтверждается наличием сырьевой базы в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), в свою очередь это может способствовать развитию транспортной инфраструктуры, существенно сэкономить затраты на инфраструктуру и энергоснабжение, а также организовать сбыт природного газа с уже разрабатываемых нефтегазовых месторождений.

Природный газ является важным элементом топливно-энергетического баланса России и мира, занимая около 40% в структуре потребления энергоносителей. Располагая значительными запасами природного газа, развитой газотранспортной инфраструктурой и стабильными уровнями добычи газа. Россия может существенно увеличить потребление природного газа в долгосрочной перспективе, потенциал сырьевой базы это позволяет [7].

В 2018 г добыча газа в России составила 741 млрд куб. м, что на 5,2 % выше показателя 2017 г (прирост более 36,9 млрд куб. м). В течение 2008 - 2018 гг. не наблюдалось существенного прироста добычи газа в регионах Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). В настоящее

время это связано с тем, что крупномасштабная добыча газа на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) сдерживается отсутствием магистральной газотранспортной инфраструктуры и ведётся в основном в рамках локальных центров газоснабжения, а также добычи попутного нефтяного газа.

Рост добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) тесно связан с началом добычи нефти в регионе с 2008 г, когда были введены в эксплуатацию магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», спецморнефтепорт в Козьмино, подводящие и соединительные нефтепроводы. Освоение нефтяного потенциала привело к значительному росту добычи попутного нефтяного газа (ПНГ). Это позволило нарастить добычу газа в регионе с 5 млрд куб. м в 2008 г до 20,2 млрд куб. м в 2018 г (6,5% от добычи газа в России) (рис. 1) [1, 4, 8].

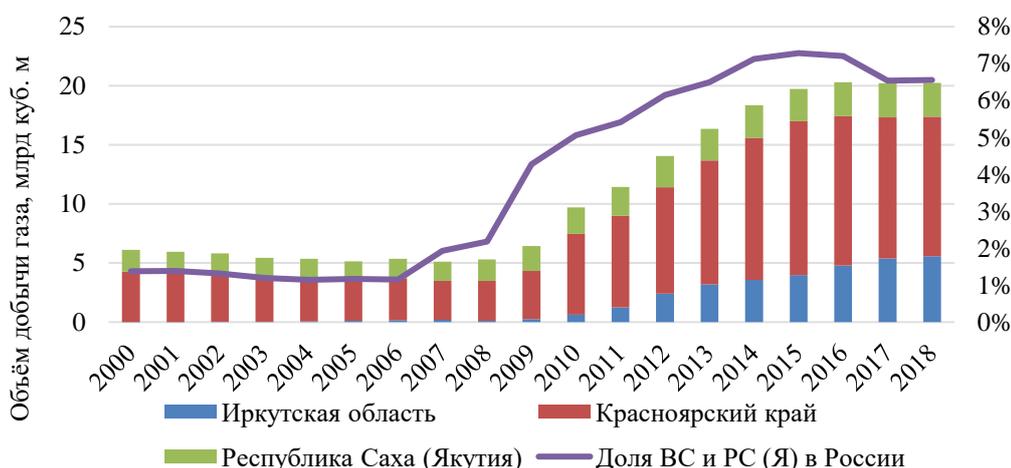


Рисунок 1 – Добыча газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) по регионам

Вовлечение в освоение новых нефтяных месторождений и развитие инфраструктуры по транспортировке попутного нефтяного газа расширяет список месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), обеспечивающих добычу газа в регионе. Так, если в 2010 г почти 90 % добычи обеспечивалось за счет попутного нефтяного газа Ванкорского, Талаканского и Верхнечонского месторождений и природного газа месторождений, формирующих локальные системы газоснабжения на севере Красноярского края (Северо-Соленинское и Пеляткинское) и Республике Саха (Средневилюйское). Так в 2018 г список дополнили преимущественно нефтяные месторождения, обеспечивающие рост добычи попутного нефтяного газа (Ярактинское, Дулисьминское и Юрубчено-Тохомское месторождения). Учитывая планы нефтяных компаний, прежде всего ПАО «Роснефть», можно ожидать устойчивый рост добычи попутного газа за счёт вовлечения в разработку и выход на проектную мощность Сузунского, Лодочного и Тагульского месторождений, составляющих так называемый «Ванкорский кластер» [2, 5, 9].

Перспективы развития газодобывающей промышленности рассматриваемых регионов связаны с добычей газа на Ковыктинском газоконденсатном месторождении Иркутской области. Ковыктинское месторождение является ресурсной базой для магистрального газопровода «Сила Сибири». Подключение Ковыктинского месторождения к магистральному газопроводу запланировано на 2023 г, а максимальный уровень добычи на месторождении прогнозируется на уровне 25 млрд куб. м в год, хотя сырьевая база позволяет довести добычу до 50 млрд куб. м в год.

Добыча газа в Республике Саха (Якутия) в 2016 – 2018 гг. стабилизировалась на уровне 2,9 млрд куб. м. Значительный прирост добычи нефти в 2018 г на 1,9 млн т. при этом не сказался на росте добычи газа. Регион характеризует развитием локальных систем газоснабжения, которые сформированы по инициативе горнодобывающих компаний (Алроса) и Правительства республики (Якутская ТЭК, Сахатранснефтегаз) для обеспечения энергетическим сырьём и электроэнергией производственных объектов и населения [6].

Основной газотранспортной системой России является Единая система газоснабжения с конечной точкой в с. Проскоково (Кемеровской области). Поэтому уровень газификации регионов

Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (около 10,0 %) почти в 7 раз ниже среднероссийского уровня (68,5%) [3].

Перспективным направлением развития транспорта газа на востоке страны является строительство магистрального трубопровода «Силы Сибири». Вместе с тем, современная транспортная система Восточной Сибири и Республика Саха (Якутия) получила развитие по трём ключевым направлениям, во-первых, в рамках развития локальных систем газоснабжения – на базе Пеляткинского и Северо-Соленинского месторождений в Красноярском крае, на базе Средневилюйского и Среднеботуобинского месторождений в Республике Саха (Якутия), а также в рамках развития системы сбора и транспорта попутного нефтяного газа (Ванкорского, Талаканского, Верхнечонского, Ярактинского и других месторождений) [10].

В этих условиях отсутствия единой магистральной газотранспортной системы, недоропользователи самостоятельно осуществляют строительство подводящих газопроводов, обеспечивающих газификацию отдельных населённых пунктов и промышленных предприятий. Основой будущего развития газотранспортной системы на востоке страны станет завершение строительства газопровода «Сила Сибири» в конце 2019 года. В результате это поспособствует экономии затраты на инфраструктуру и энергоснабжение, а в будущем – организовать сбыт природного газа с уже разрабатываемых нефтегазовых месторождений, которые сейчас поставляют нефть в ВСТО и испытывают проблемы с коммерческим освоением газового потенциала.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента «Исследование региональных особенностей комплексного освоения газового потенциала регионов на востоке страны», № МК-1459.2019.6.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Проворная И.В. Нефтеперерабатывающая отрасль России на современном этапе развития / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Экологический вестник России. – 2019. – № 3. – С. 1 – 9.
2. Проворная И.В. Современное состояние и перспективы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности новосибирской области / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // Сибирская финансовая школа. – 2019. – № 1(132). – С. 3 – 9.
3. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20 – 30.
4. Филимонова И.В. Анализ транспортировки газа на экспорт из России / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 6. – С. 60 – 65.
5. Филимонова И.В. Комплексный экономический анализ компаний нефтегазовой отрасли России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин // Экономический анализ: теория и практика. – 2019. – Т. 18. – № 5(488). – С. 925 – 943.
6. Филимонова И.В. Система финансово-экономических показателей работы нефтегазовой промышленности России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Менеджмент в России и за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 63 – 70.
7. Филимонова И.В. Совершенствование инструментария прогнозирования нефтяной ренты / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, И.В. Проворная // Экологический вестник России. – 2019. – № 1. – С. 1 – 9.
8. Филимонова И.В. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России на фоне мировых тенденций / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 4. – С. 12 - 20.

9. Эдер Л.В. Проблема рационального использования попутного нефтяного газа в России / Л.В. Эдер, И.В. Проворная, И.В. Филимонова // География и природные ресурсы. – 2019. – № 1. – С. 14 – 20.
10. Эдер Л.В. Экспорт газа из России: структура и динамика поставок / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, А.В. Комарова, В.Ю. Немов, С.И. Шумилова // Газовая промышленность. – 2019. – № 1(779). – С. 86 – 92.

УДК 338.001.36

МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ВИЭ ПО КЛАСТЕРАМ СТРАН

Кожевин Владислав Дмитриевич

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет (НГУ),
г.Новосибирск, Россия, студент
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, младший научный сотрудник, v.kozhevina@g.nsu.ru*

Эдер Леонтий Викторович

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, главный научный сотрудник, ederlv@yandex.ru*

В представленной работе при помощи панельных данных была установлена взаимосвязь между развитием потребления ВИЭ и (1) ценами на нефть, (2) отношением производства к потреблению углеводородов, (3) индексом коррупции и (4) индексом технологического развития страны. Все наблюдаемые факторы оказали значительное влияние на потребление возобновляемой энергии. При помощи разработанного подхода была проведена оценка модели потребления ВИЭ в трех кластерах стран: с низким уровнем прозрачности институтов и недостаточными расходами на НИОКР, с высокой зависимостью от добычи и потребления углеводородов и с устойчивой промышленно развитой экономикой. Даны рекомендации для каждого кластера стран.

Ключевые слова: ВИЭ, цены на нефть, коррупция, НИОКР, добыча нефти, энергетические рынки.

THE MODEL FOR ESTIMATING THE CONSUMPTION OF RENEWABLE ENERGY BY CLUSTERS OF COUNTRIES

Kozhevina Vladislav

*Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, student
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant,
v.kozhevina@g.nsu.ru*

Eder Leontiy

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Principal Researcher,
ederlv@yandex.ru*

Using panel data, the paper establishes the relationship between the development of RES and (1) oil prices, (2) the ratio of production to hydrocarbon consumption, (3) the corruption index and (4) the country's technological development index. All observed factors had a significant impact on the consumption of renewable energy. Using the developed approach, an assessment of the RES consumption model was conducted in three clusters of countries: with a low level of institutional transparency and insufficient research and development costs, with a high dependence on hydrocarbon production and consumption, and with a sustainable industrialized economy. Recommendations were given for each cluster of countries.

Keywords: RES, oil prices, corruption, R&D, oil production, energy markets.

Развитие ВИЭ в последние годы набрало значительные масштабы, доведя долю данных источников энергии в мировом конечном потреблении энергии практически до 20%. ВИЭ позволяют снизить экологическую нагрузку на эксплуатируемых территориях, повышают их

энергетическую безопасность, а изменение климата, тяжелая экологическая ситуация в крупных городах и выбросы CO₂ в атмосферу только увеличивают спрос на данный вид энергии [3].

Целью исследования стало выявление факторов, определяющих уровень и динамику потребления возобновляемых источников энергии. Предмет исследования – возобновляемые источники энергии в топливно-энергетическом балансе стран. Объект – международная экономика возобновляемой энергетики.

В рамках исследования тестировалось четыре гипотезы:

1. Влияние цен на нефть на динамику потребления ВИЭ;
2. Влияние отношения производства к потреблению углеводородов на динамику потребления ВИЭ;
3. Влияние уровня коррупции на динамику потребления ВИЭ;
4. Влияние доли НИОКР в ВВП на динамику потребления ВИЭ.

При помощи панельных данных была построена модель на основе отношения потребления ВИЭ к общему потреблению энергии как зависимой переменной, а также проведены тесты Вальда, Бреуша-Пагана и Хаусмана на выявление лучшей модели (таблица 1) [2].

Таблица 1 - Оценка модели для 37 стран (уровень значимости 0.05)

Переменные	Pooling	Random	Fixed
(Intercept)	-20.86***	-15.32***	
Logarithm (отнош. пр-ва к потреб.)	-0.09**	0.10	-0.23*
Logarithm (2 лаг цен на нефть)	1.39***	1.15***	1.05***
Logarithm (индекс коррупции)	2.63***	1.51***	1.32***
Logarithm (доля НИОКР в ВВП)	-0.59***	0.64**	1.10***
R ²	0.39	0.50	0.54
Adj. R ²	0.38	0.50	0.49
F-statistic	63.22	101.26	106.53

В итоге была получена модель с фиксированными эффектами:

$$\ln(RESC) = -0,23 \times \ln(PC) + 1.05 \times \ln(Oil) + 1.32 \times \ln(CI) + 1.10 \times \ln(RDGDP)$$

где RESC потребление ВИЭ,

Oil – второй лаг цен на нефть,

PC – отношение производства к потреблению углеводородов,

CI – индекс коррупции,

RDGDP – доля НИОКР в ВВП страны [1].

На основе разработанной модели с фиксированными эффектами и кластеризации по индексу прозрачности институтов («Transparency»), отношение производства к потреблению углеводородов («PC_ratio») и потребление ВИЭ в TW («Renew_cons_TW») были оценены модели для 3-х кластеров. Кластер 1: Аргентина, Чили, Чехия, Испания, Греция, Венгрия, Израель, Италия, Южная Корея, Мексика, Польша, Португалия, Румыния, Россия, Словакия, Турция, Тайвань. Кластер 2: Австралия, Австрия, Бельгия, Канада, Швейцария, Германия, Дания, Финляндия, Франция, Великобритания, Ирландия, Япония, Нидерланды, Новая Зеландия, Сингапур, Швеция. Кластер 3: Китай, США.

Модели получились значимыми, но отличаются от кластера к кластеру. Для кластера 1 все переменные значимы на уровне 5%, но для кластера 2 и кластера 3 только две из четырех переменных значимы на уровне 5% (таблица 2).

Основные выводы из кластеризации.

1. Уровень коррупции в Кластере 1 негативно влияет на потребление ВИЭ. Низкая доля НИОКР в ВВП в большинстве стран Кластера 1 снижает их способность внедрять возобновляемые источники энергии в энергетическую структуру страны. Второе отставание цен на нефть оказывает наиболее существенное влияние на потребление ВИЭ, особенно в периоды низких цен на нефть.

2. В Кластере 2 только цены на нефть оказывают существенное влияние на появляющееся потребление ВИЭ, в то время как остальные показатели не оказывают существенного влияния, что

представляет ключевые проблемы для развития возобновляемых источников энергии на данный момент в правовой, экономической и социальной областях.

3. Только члены Кластера 3 - США и Китай - не зависят от цен на нефть и индекса коррупции с точки зрения потребления ВИЭ. Основными показателями здесь являются отношение

Таблица 2 - Оценка модели по трем кластерам для 36 стран (без Норвегии) (ур. зн. 0.05)

Переменные	Кластер 1	Кластер 2	Кластер 3
Logarithm (отнош. пр-ва к потреб. углево)	0.36*	0.21*	1.12**
Logarithm (2 лаг цен на нефть)	1.17***	0.87***	0.13
Logarithm (индекс коррупции)	1.21*	-0.18	0.66
Logarithm (доля НИОКР в ВВП)	0.93*	0.40	6.58***
R ²	0.52	0.58	0.96
Adj. R ²	0.46	0.53	0.95
F-statistic	47.47	54.62	92.24
Тест Вальда	Fixed	Fixed	Fixed
Тест Бреуша-Пагана	Random	Random	Random
Тест Хаусмана	Fixed	Fixed	Fixed

производства к потреблению углеводородов и доля НИОКР в ВВП. Ключевым выводом здесь является желание стран диверсифицировать источники энергии и снизить воздействие использования углеводородов на окружающую среду.

Рекомендации для политиков и энергетических компаний.

1. Для Кластера 1 с низким уровнем прозрачности и недостаточными расходами на НИОКР: основное внимание уделяется совместному развитию прозрачности институтов и НИОКР.

2. Для Кластера 2 с высокой зависимостью от нефти основной упор делается на диверсификацию энергетического баланса и сосредоточение внимания на производстве мощностей ВИЭ, в частности на хранении энергии и внедрении возобновляемых источников энергии в инфраструктуру и экономику энергетического сектора. Требуется более глубокое внедрение возобновляемых источников энергии в правовые, экономические и социальные институты стран: взаимоотношения экономических агентов, вопросы ценообразования, привычки большинства населения, формирование положительного имиджа ВИЭ.

3. Для Кластера 3 с устойчивой промышленно развитой экономикой основное внимание уделяется целевому финансированию высокотехнологичных проектов в области возобновляемых источников энергии.

4. Энергетические компании должны работать совместно с правительством, содействовать инвестициям в НИОКР в ВИЭ и быть готовыми к периодам низких цен на ископаемое топливо, когда потребление ВИЭ может уменьшиться.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ МД-6476.2018.6.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. BP Statistical Review of World Energy June 2017 [Электронный ресурс] / Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University. 66th edition. London: Pureprint Group Limited. – 2017. – P.50. Режим доступа: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf.
2. Eder L.V. World energy market in the conditions of low oil prices, the role of renewable energy sources [Электронный ресурс] / L.V. Eder, I.V. Provornaya, I.V. Filimonova, V.D. Kozhevina, A.V. Komarova // Energy Procedia. – 2018. – Vol 153. – P.112-117. Режим доступа: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218308804?via%3Dihub>.
3. Global Trends in Renewable Energy Investment 2016 [Электронный ресурс] / McCrone A. et al. // Frankfurt School of Finance & Management. – 2016. – P.86. Режим доступа: <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-26477-rapport-pnue-enr.pdf>.

УДК 338.012

НАЛОГОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ ИЗЪЯТИЯ ГОРНОЙ РЕНТЫ

Комарова Анна Владимировна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, научный сотрудник, KomarovaAV@ipgg.sbras.ru
Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, старший преподаватель*

Настоящая работа посвящена исследованию налогового регулирования механизмов изъятия горной ренты в нефтегазовой промышленности. Рассматриваются основные виды нефтегазовых доходов и их вклад в федеральный бюджет. Проанализированы основные способы налогового регулирования нефтяной отрасли России и их изменение за последние годы.

Ключевые слова: рента, изъятие доходов, федеральный бюджет, нефтегазовый комплекс, налог.

TAX REGULATION OF SUBTRACTION MECHANISMS OF MINE RENT

Komarova Anna

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, research fellow, KomarovaAV@ipgg.sbras.ru
Novosibirsk state university, Novosibirsk, Russia, senior lecturer*

This paper is devoted to a study of the tax regulation of mining rent subtraction mechanisms in the oil and gas industry. The main types of oil and gas revenues and their contribution to the federal budget are considered. The main methods of tax regulation of the Russian oil industry and their changes in recent years are analyzed.

Keywords: rent, withdrawal of revenues, federal budget, oil and gas industry, tax

Добыча природных ресурсов характеризуется созданием значительной добавленной стоимости, наличия горной ренты и как следствие сверхдоходами. Что в совокупности с высокими производственными показателями внутри страны, а также соответствующими им финансово-экономическими индикаторами, дает широкие возможности для реализации бюджетобразующей и регулирующей функции налоговой системы. Нефтяные доходы на протяжении последних двадцати лет выступали гарантом экономического роста и выполнения социальных обязательств государства, а также способствовала интенсивному накоплению доходов государства [1, 2].

Нефтегазовые доходы являются ключевым элементом в структуре доходной части федерального бюджета России. В состав нефтегазовых доходов входят два основных налога: (1) налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в виде углеводородного сырья - нефть, газ горючий природный, газовый конденсат; (2) а также вывозные таможенные пошлины на нефть сырую, газ природный и товары, выработанные из нефти. При этом НДПИ входит в состав статей налоговых доходов, а экспортные пошлины относятся к неналоговым доходам бюджета [3].

До 2014 г происходил постоянный рост доли налоговых доходов в структуре федерального бюджета, достигнув в 2014 г своего исторического максимума – более 50 % от общего показателя. Рост показателя обеспечивался, во-первых, увеличением объема добычи и экспорта углеводородов, во-вторых, ростом цен на нефть, в-третьих, усилением фискальной нагрузки на нефтегазовый сектор (рис. 1).

Последующие годы роль нефтегазовых доходов несколько сократилась. Это связано с (1) падением стоимости сырья и продукции переработки на мировых рынках, (2) флуктуациями объема добычи сырья, (3) незначительным ростом поступлений ненефтегазовых доходов. Отчасти процесс компенсировался изменением валютного курса и ослаблением курса рубля [4, 5].

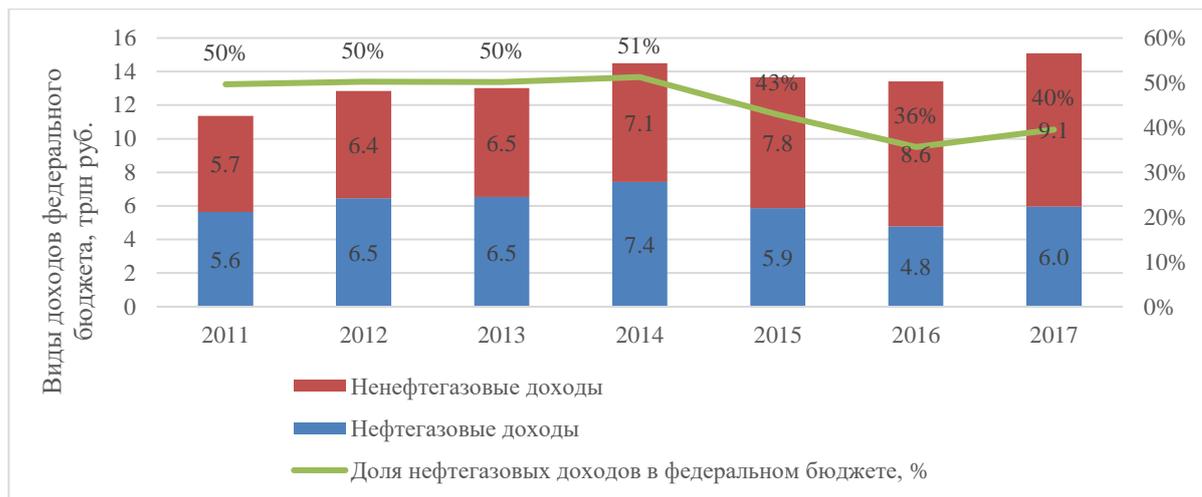


Рисунок 1 - Нефтегазовые доходы в структуре федерального бюджета

По итогам 2017 г нефтегазовые доходы возросли более чем на 24 % или 1,2 трлн руб. В результате доля НГК за минувший год увеличилась с 35,7 до 39,6 %. Снижение как доли нефтегазовых доходов в федеральном бюджете, так и абсолютного объема поступлений от нефтегазовой отрасли в первую очередь являются следствием падения цен на нефть. При снижении цен на нефть в 2014 – 2015 гг. более чем в два раза объем бюджетных доходов отрасли снизился на 21 % в 2015 г и на 18 % в 2016 г.

Важным инструментом регулирования отрасли и контроля над бюджетными поступлениями является оптимизация налоговых ставок и соотношений между различными видами нефтегазовых доходов [6, 7].

В настоящее время крупнейшим в сфере добычи углеводородов является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Налоговая ставка НДПИ на нефть относится к твердому типу, т. е. налог устанавливается в виде фиксированной суммы на единицу объекта обложения. Для нефтяной отрасли в качестве единицы объекта обложения выступает одна тонна нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной.

Таблица 1 – распределение НДПИ по видам углеводородов в 2011 - 2017 гг.

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
НДПИ в виде углеводородного сырья, трлн руб	1,99	2,40	2,51	2,84	3,13	2,81	4,02
Нефть	93%	89%	87%	87%	86%	83%	83%
Природный газ	7%	11%	12%	13%	11%	13%	14%
Газовый конденсат	0%	0%	1%	1%	3%	4%	3%

Ставка по налогу на добычу нефти, с момента введения налога в 2002 г, рассчитывается на основе умножения базовой ставки на ряд коэффициентов, учитывающих изменение конъюнктурных, горно-геологических, физико-химических и промысловых характеристик и условий добычи нефти. Первоначально в расчете ставки НДПИ принимался только коэффициент Кц, учитывающий изменения цены российской нефти на мировом рынке [4, 5].

Позднее, с 2007 г были введены коэффициенты Кв и Кз, отражающие степень выработанности и величину запасов конкретного участка недр соответственно. С 2013 г формула ставки НДПИ дополнена еще двумя коэффициентами – Кд и Кдв, характеризующими степень сложности добычи нефти и степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья [9].

С 2015 г изменен сам алгоритм расчета ставки НДПИ, которая стала рассчитываться путем умножения базовой ставки на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), а полученное произведение уменьшается на величину показателя, характеризующего

особенности добычи нефти (Дм). Наряду с вышеперечисленными коэффициентами был дополнительно введен коэффициент Ккан, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

В существующей налоговой системе прописаны понижающие коэффициенты по НДС (налог на добычу полезных ископаемых) для залежей баженовской свиты, абалакской свиты, доманиковой свиты, тюменской свиты, хадумской свиты, низкопроницаемых залежей и сверхвысоковязких залежей нефти.

Нефтегазовая промышленность является лидером по уровню формирования горной ренты среди добывающих отраслей. Следовательно, адекватные механизмы изъятия сверхдоходов отрасли являются приоритетной задачей правительства России. При создании таких механизмов важно учитывать трехсторонний характер отношений, возникающих при освоении полезных ископаемых. Должны быть сбалансированы интересы населения, компаний-недропользователей и государства. При этом на государственном уровне могут наблюдаться дополнительные противоречия на федеральном и региональном уровне [9, 10]. Таким образом, необходим комплексный подход к формированию налоговых механизмов изъятия горной ренты.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации проект МД-6723.2018.6.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Данилов-Данильян В.И. Природная рента и управление использованием природных ресурсов / В.И. Данилов-Данильян // Экономика и математические методы. – 2004. – Т. 40. – № 3. – С. 3 - 15.
2. Понкратов В.В. Налоговые инструменты изъятия природной ренты при добыче нефти и газа / В.В. Понкратов // Экономика. Налоги. Право. – 2014. – № 3. – С. 28-32.
3. Комарова А.В. Совершенствование кадастровой оценки земель с учетом горной ренты месторождений углеводородов / А.В. Комарова // Трофимукские чтения - 2013: материалы Всерос. молодежной научной конф. с участием иностранных ученых. Новосибирск, 8-14 сент. 2013 г. / [ред. кол. М.А. Фомин и др.]; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосиб. нац. исслед. гос. ун-т. – Новосибирск, 2013. – С. 388 - 391.
4. Arezki R. Oil Rents, Corruption, and State Stability: Evidence from Panel Data Regressions / R. Arezki, M. Bruckner // European Economic Review. – 2011. – P. 955 - 963.
5. Филимонова И.В. Сравнительный анализ налоговой нагрузки нефтяных компаний России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В.Комарова, Т.А. Почевалова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2018. – № 11. – С. 33 - 39.
6. Eder L.V. Public private partnerships as a factor of innovative development resource regions, case of Russia / L.V. Eder, I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, A.V. Komarova, S.M. Nikitenko // 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM, 2018. – P. 45 - 52.
7. Филимонова И.В. Структурные изменения в нефтедобыче России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, В.Ю. Немов, А.В. Комарова // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1 - 8.
8. Комарова А.В. Методический подход к прогнозированию доходов государственного бюджета от ресурсов углеводородов / А.В. Комарова // Экономика и предпринимательство. – 2019. – № 2. – С. 209 - 213.
9. Филимонова И.В. Нефтегазовый комплекс в социально-экономическом развитии регионов Восточной Сибири / И.В. Филимонова // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: Сб. статей в 6 т. Т. 4: Модели и методы исследований перспектив социально-экономического развития Сибири и России в целом и в разрезе отраслевых комплексов и макрорегионов / под ред. В.И. Сулова, Н.В. Горбачёвой; Ин-т экон. и организации пром. пр-ва СО РАН. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2018. – С. 259 - 267.
10. Юва Д.С. Совершенствование методики оценки и прогнозирования нефтяной ренты / Д.С. Юва, И.В. Филимонова // Сибирская банковская школа – 2017. – № 6 (125). – С. 3 – 11.

УДК 338.012

КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ

Линк Арина Эдуардовна

НГУ, г.Новосибирск, Россия, студент, a.link@g.nsu.ru

Настоящая работа посвящена анализу развития нефтегазовой отрасли России с использованием модели Substantial growth rate (SGR). В процессе исследования были выявлены тенденции текущих финансовых показателей и показателей капитала нефтегазовой отрасли, выявлена общая тенденция устойчивого развития отрасли, установлены наиболее значимые факторы для динамики устойчивого состояния нефтегазовых компаний. Также на основе регрессионного анализа был построен прогноз устойчивого роста отрасли на несколько лет вперед. Объектом исследования является нефтегазовая отрасль России и ее крупнейшие компании.

Ключевые слова: нефтегазовые компании, экономический рост, финансовые показатели.

COMPLEX RESEARCH OF ECONOMIC GROWTH OF OIL AND GAS COMPANIES OF RUSSIA

Link Arina

NSU, Novosibirsk, Russia, student, a.link@g.nsu.ru

This paper is devoted to the analysis of the development of the oil and gas industry in Russia using the Substantial growth rate (SGR) model. In the course of the study, trends in current financial indicators and indicators of capital of the oil and gas industry were identified, the general trend of sustainable development of the industry was identified, and the most significant factors for the dynamics of the steady state of oil and gas companies were identified. Also, on the basis of regression analysis, a forecast of sustainable growth of the industry for several years ahead was built. The object of the research is the oil and gas industry of Russia and its largest companies.

Keywords: oil and gas companies, economic growth, financial indicators.

Устойчивое развитие экономики многих стран обусловлено стабильностью работы нефтегазового комплекса. Поступления нефтегазовых компаний формируют значительную часть доходов государственного бюджета и сальдо платёжного баланса. За счёт изъятия сверхдоходов нефтяных компаний в период высоких нефтяных цен государства накапливают золотовалютные резервы. Вместе с тем наблюдается ряд устойчивых тенденций, связанных с изменением структуры и качества сырьевой базы углеводородов, изменением законодательства, трансформацией мировых энергетических рынков («сланцевая революция», рост использования возобновляемых источников энергии в Европе и др.), экономической стабильностью. Чтобы не допустить ухудшения финансового состояния добывающих компаний, необходима своевременная корректировка стратегии развития. Таким комплексным критерием оценки устойчивого роста компаний является SGR (Sustainable Growth Rate), позволяющий обосновывать эффективные, стратегические, финансовые, инвестиционные и производственные решения [7, 8].

В ходе исследования были выявлены основные тенденции развития нефтегазовой отрасли и оказалось, что последние 10 лет рентабельность компаний снижается, но дивидендные выплаты постепенно возрастают, а коэффициент финансового левериджа за данный период времени возрос на 20%. Эти факты свидетельствуют о возрастании риска финансовой неустойчивости нефтегазового комплекса, однако он по-прежнему остается незначительным [2, 6].

Анализ устойчивого развития НГК показал, что наиболее благоприятными для отрасли были 2008 и 2011 годы, а в 2009 и 2016 годах отрасль имела отрицательные темпы роста, что связано с резким падением цен в этот период. Но несмотря на это, отрасль в целом имеет хорошие темпы роста и остается привлекательной для инвесторов (рис. 1).

Все исследуемые нефтегазовые компании в зависимости от динамики SGR можно разделить на 3 группы. Те, которые развивались быстрее отрасли в период с 2006 по 2017 годы, которые развивались идентично среднеотраслевым значениям и те, которые имели темпы устойчивого роста ниже среднеотраслевого уровня. К первой группе относятся компании Новатэк, Роснефть и Башнефть; ко второй группе можно отнести компании Газпром, Газпромнефть, Лукойл и Сургутенфтегаз; в третью группу входят компании Славнефть, Руснефть и Татнефть. Однако, нужно учитывать, что все компании имеют свои особенности в развитии и нет ни одной компании, динамика развития которой бы полностью совпадала с другой. В 2006 - 2018 гг. для нефтегазовых компаний характерен большой разброс значений SGR: от -36% до 176% [3, 4].

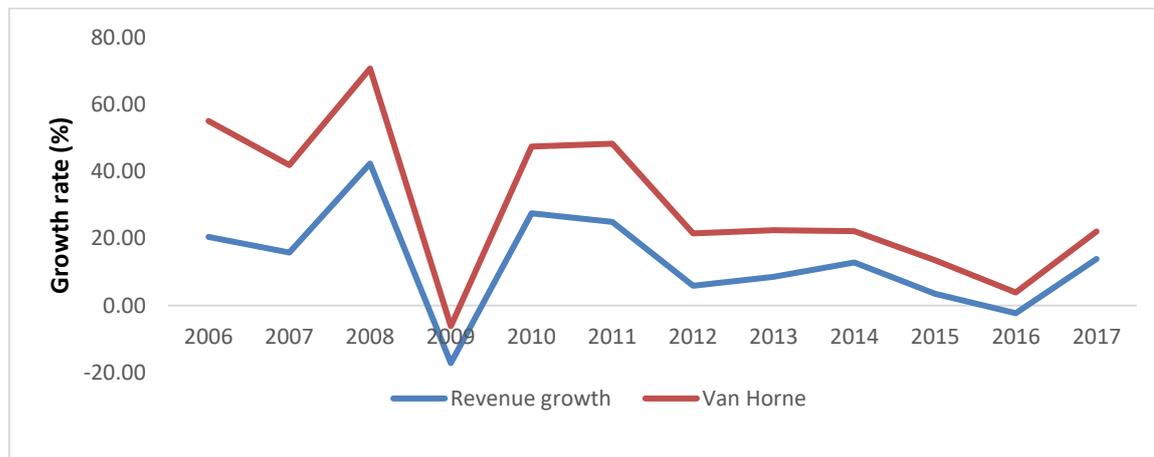


Рисунок 1 – Динамика SGR нефтегазовой отрасли 2006-2017 годы, %

Более того в ходе исследования авторами статьи удалось выявить, какой показатель имеет наибольшее влияние на динамику SGR. Анализ чувствительности показал, что выручка компании и чистая прибыль имеют наибольшее влияние на показатель устойчивого роста. Так, изменение выручки на 10% в среднем по отрасли ведет к 55% изменению устойчивого роста. Однако, каждая компания имеет свои особенности развития и соответственно разную степень влияния факторов на изменение SGR. У некоторых компаний увеличение дивидендов и собственного капитала на 10% ведет к увеличению устойчивого роста, а у некоторых к его уменьшению.

Важной частью анализа является прогнозирование развития отрасли на несколько лет вперед. Как можно увидеть из графика, в соответствии с оптимистичным сценарием развития в 2018 году показан рост отрасли, однако в 2019 он стремится к базовому сценарию. Это происходит вследствие того, что рентабельность в соответствии с оптимистичным прогнозом начинает падать, так как выручка продолжает расти большими темпами, а прибыль продолжает падать. Помимо этого, дивидендные выплаты также становятся меньше, чем в базовом прогнозе (прибыль падает, а дивиденды растут большими темпами в оптимистичном сценарии). Отсюда и происходит резкое падение темпа роста, начиная с 2019 года. Базовый же сценарий говорит о том, что в 2018 году идет небольшое снижение темпов роста отрасли, а в дальнейшем ситуация стабилизируется и рост будет примерно равен 5 - 6%. В целом в НГК имеется тенденция к снижению темпов устойчивого роста, однако темпы не уходят к нулевому значению, а стремятся к асимптоте равной 5%. В соответствии с прогнозами устойчивого роста следует ждать небольшого падения SGR в 2019 году, но к 2020 году темпы устойчивого роста по трем сценариям становятся практически идентичными и держатся в одном диапазоне [1, 5].

Сегодня экономика России сильно зависима от уровня развития нефтегазового комплекса в связи с тем, что большая доля импорта приходится именно на этот сектор. Более того, благодаря доходам, от данной отрасли формируется более половины федерального бюджета, что обуславливает важность устойчивого развития нефтегазовых компаний для поддержания экономики страны.

Наиболее значимые падения устойчивого роста отрасли наблюдались в 2009 и 2016 годах, что связано с падениями цен на нефть в эти периоды. Анализ чувствительности устойчивого роста

компаний показал, что наиболее чувствителен SGR к изменениям выручки, причем в разных компаниях он имеет разную степень влияния.

Прогнозирование значений устойчивого роста на 3 года вперед показало, что в целом темпы роста отрасли будут снижаться, однако остаются по-прежнему на привлекательном для инвесторов уровне. Вполне вероятно, что в связи с сегодняшней экономической ситуацией стоит ожидать падения темпов роста НГК, как динамика SGR была отрицательной в 2016 году, когда цены на нефть упали до минимума. Данные по результатам начала 2019 года свидетельствуют о падении цен на нефть по сравнению с октябрём 2018 года, это говорит о большой вероятности снижения темпов устойчивого роста экономики в 2019 году, что подтверждается прогнозом.

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» по проекту № ИП-22ПН"

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Filimonova I.V. Cluster analysis of Russian oil companies based on tax burden parameters / I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, S.I. Shumilova, E.A. Zemnukhova // Journal of Tax Reform. – 2019. – Т. 5. – № 1. – С. 42 – 56.
2. Проворная И.В. Нефтеперерабатывающая отрасль России на современном этапе развития / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Экологический вестник России. – 2019. – № 3. – С. 1 – 9.
3. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1(169). – С. 20 – 30.
4. Филимонова И.В. Структурный анализ доходов нефтегазовых компаний / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2019. - № 4 (172). – С. 9 – 15.
5. Филимонова И.В. Инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний России / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 5(173). – С. 13 – 20.
6. Филимонова И.В. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России на фоне мировых тенденций / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 4. – С. 12 – 20.
7. Филимонова И.В. Совершенствование инструментария прогнозирования нефтяной ренты / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, И.В. Проворная // Экологический вестник России. – 2019. – № 1. – С. 1 – 9.
8. Эдер Л.В. Экспорт газа из России: структура и динамика поставок / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, А.В. Комарова, В.Ю. Немов, С.И. Шумилова // Газовая промышленность. – 2019. – № 1. – С. 86 – 92.

УДК 622.279.23

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.

Мельников Павел Романович

*ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, ведущий специалист,
p.melnikov@ggr.gazprom.ru*

Игнатьев Сергей Федорович

*ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия, начальник отдела,
s.ignatyev@ggr.gazprom.ru*

В работе проводится исследование особенностей математического описания процесса гидратообразования с учетом отличительных параметров и условий, к которым можно отнести низкие температуры, высокие пластовые давления и повышенную минерализацию пластовой жидкости. В ходе исследования произведен расчет некоторых параметров для изучения процесса образования гидратов на месторождениях.

Ключевые слова: гидраты, минерализация, термобарические условия, призабойная зона пласта, Восточная Сибирь.

STUDYING THE FEATURES OF THE MATHEMATICAL MODELS OF THE HYDRATE FORMATION PROCESS ON THE EXAMPLE OF EXPLORATION WELLS OF FIELDS IN EAST SIBERIA.

Melnikov Pavel

Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen, Russia, Lead Specialist, p.melnikov@ggr.gazprom.ru

Ignatyev Sergey

*Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen, Russia, Head of Department,
s.ignatyev@ggr.gazprom.ru*

This paper is devoted to the features of the mathematical description of the process of hydrate formation with considering the special parameters and conditions, which include low temperatures, high reservoir pressure and increased rates of mineralization of the liquid. The study includes several calculated parameters for a more effective study of the formation of hydrates in the fields.

Key words: hydrates, mineralization, thermobaric conditions, bottomhole formation zone, Eastern Siberia

В настоящее время гидраты рассматриваются не только как один из альтернативных источников газа, но в тоже время и как причина осложнений при освоении скважин. Это подтверждается увеличением числа месторождений, сталкивающихся с негативными последствиями гидратообразования, определяемого присутствием аномально низких пластовых давлений (далее АНПД) и низких пластовых температур. Примерами таких объектов на территории Восточной Сибири могут послужить Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное месторождение (далее НГКМ), Верхневилучанское НГКМ, Чаяндинское НГКМ.

В основу моделей описания образования гидратных соединений входят математическое описание процессов разложения (диссоциации) клатратных соединений в условиях пористой среды, уравнение сохранения массы, импульса и энергии.

Исследования, направленные на определение эффективных способов описания гидратообразования математическими операциями, проводились многими отечественными авторами, среди которых необходимо выделить работы Макогона Ю.Ф., Повещенко Ю.А., Казакевич Г.И., Аргунова К. К., и др.

Ряд авторов, среди которых Лапук Б.Б., Чарный И.А., Бондарев Э.А., Истомин В.А., в своих работах подробно обозначили особенности неизотермической фильтрации флюида в призабойной зоне.

Изучение процессов гидратообразования в работах перечисленных авторов проводилось с целью модернизации схемы математического описания газогидратного процесса, в которой было использовано разделение системы дифференциальных уравнений на блоки, открывающих в дальнейшем возможность для осуществления решения уравнений с использованием инструментов численного моделирования.

В частности, в работе Э.А. Бондарева и В.Г. Пономарева используется математическая модель, в которой движение реального газа в трубах объясняется законами трубной гидравлики. Условия динамики образования газовых гидратов описывается, исходя из положений обобщенной задачи Стефана, в рамках которой температура при фазовом переходе из газового состояния в гидратное напрямую зависит от давления в потоке газа. Для большей наглядности, уравнения неразрывности, движения и энергии газа описываются по схеме (1) и (2):

$$\frac{dp}{dx} = -\rho g \sin \varphi - \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4 \rho S^{2.5} S_0^{2.5}} \quad (1)$$

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dp}{dx} = \frac{\pi D \alpha}{c_p M} (T_c - T) - \frac{g}{c_p} \sin \varphi \quad (2)$$

где ρ – плотность газа; g – ускорение свободного падения; c_p – удельная теплоемкость газа; S, D – поперечное сечение и диаметр трубы; ε – коэффициент дросселирования; x – координата вдоль оси трубы; p – давление; φ – угол наклона трубы, отсчитываемый от фиксированной горизонтальной плоскости; ψ – коэффициент гидравлического сопротивления; T_e – температура окружающей среды; T – температура газа; α – суммарный коэффициент теплопередачи; $M = \rho v S$ – массовый расход газа, являющийся константой; v – скорость газа; нулевой индекс обозначает начальное состояние.

Связь давления и температуры с плотностью газа описывается формулой (3):

$$\rho = \frac{p}{zRT}, \quad z = 1 + 0,07 \frac{p}{T} \left(1 - \frac{6}{T^2}\right), \quad \varepsilon = \frac{RT^2}{c_p p} \frac{\partial z}{\partial T} \quad (3)$$

где R – газовая постоянная; коэффициент несовершенства газа z определяется формулой Берглю, коэффициент дросселирования ε определяется последним выражением в (3).

Значения давления и температуры в (3) отнесены к своим критическим значениям, которые зависят от состава природного газа.

Моделирование процесса гидратообразования в том числе проводится для получения более полной картины зависимости одного параметра от другого. Например, в работах В.А. Истомина рассматривается влияние показателей минерализации пластовой жидкости и значений пластового давления на скорость образования гидратных соединений.

Одним из базовых математических методов изучения влияния температуры и давления на процесс образование гидратов, а также вычисление конкретных значений давления гидратообразования является метод Г.В. Пономарева.

Для изучения приведенных математических методов на практике произведены расчеты для выборки из разведочных скважин Тас-Юрского и Верхневилучанского НГКМ. Всего в выборке участвовало 10 скважин, 5 из которых были отсеяны ввиду неопределенности данных.

Метод Пономарева разработан для расчета давления гидратообразования в том случае, если в продукции отмечается присутствие попутных газов. Согласно методике, давление и температура определяются через решение следующих уравнений (4) и (5):

Если $t > 0$ °С, то:

$$\log P_r = 0,0541 \cdot (t_r + B); \quad (4)$$

Если $t < 0$ °С, то:

$$\log P_r = 0,0541 \cdot (t_r + B_1); \quad (5)$$

где P_r - равновесное давление гидратообразования в атм.; t_r - температура °С; B и B_1 - константы.

Для скважин P1, P2, P3 в ходе расчетов были получены значения коэффициента по (4): 2,8; 3,8; 4,3. Результат расчета коэффициентов для скважин P4 и P5 по (5) составили -3,5 и -5,3 соответственно. При размещении этих точек в системе координат P-T видно, что термобарические условия в некоторых скважинах близки к гидратообразующим. Графическое изображение полученной зависимости представлено на рис. 1.

Для каждого состава газа из диаграммы или таблицы определяют значения констант для скважин P1-P5. Более подробно расчетная технология с соответствующими примечаниями приведена в работах Г.В. Пономарева. Исходные данные для расчета представлены в табл. 1.

Использованный метод расчета позволил оценить вероятности гидратообразования, а также обосновать необходимость проведения дальнейших математических операций моделирования.

Таблица 1 – Заданные значения давления, температуры и минерализации по скважинам

Параметр	P1	P2	P3	P4	P5
P, МПа	15	10	9,3	12,2	6
Tпл, °С;	10	8,2	4,7	-2,5	-3
Ki, г/л	150	500	600	350	440

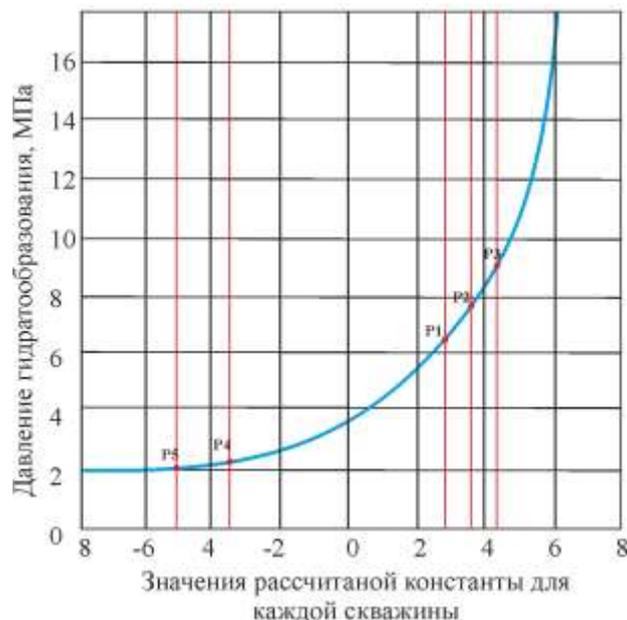


Рисунок 1 – Зависимость между давлением гидратообразования в скважине от температурной константой

Проведение расчетов с использованием математических методов и зависимостей для прогнозирования и оценки гидратообразования помогло наглядно продемонстрировать присутствие риска образования гидратных соединений на ряде разведочных скважины Восточной Сибири и обосновать необходимость использования математических моделей в дальнейших исследованиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бондарев Э. А. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э. А. Бондарев, В. И. Васильев, А.Ф. Воеводин [и др.] // Новосибирск: Наука, 1988. - 272 с.
2. Истомин В. А. Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе/ В. А Истомин [и др.] // Вести газовой науки. – 2013. - № 4(7). – С. 15 - 21.
3. Истомин В. А. Термодинамика призабойной зоны пласта с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования / В. А Истомин, Д.И. Федулов // Вести газовой науки. – 2013. - № 4(15). – С. 6 - 14.
4. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов / Б.Б. Лапук // М.; Л.: Гостоптехиздат, 1948. - 295 с.
5. Пономарев Г.В. Условия образования гидратов природных и попутных газов / В.Г. Пономарев // Труды КуйбышевНИПИИП, вып. 2. – 1960. – С. 97 – 106.

УДК 330.15

ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕГИОНАХ РОССИИ

Мишенин Михаил Владимирович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, MisheninMV@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена анализу особенностей добычи нефти во всех регионах по всем субъектам федерации с выявлением тенденций и закономерностей. Проанализированы показатели по каждому субъекту федерации, выявлены основные НГП, исследованы показатели выработанности, обводненности и основные показатели качества нефтей.

Ключевые слова: нефть, добыча, регионы, промышленность.

FEATURES OF OIL PRODUCTION IN THE REGIONS OF RUSSIA

Mishenin Mikhail Vladimirovich

Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A.A. Trofimuk, Novosibirsk, Russia, Senior Researcher, MisheninMV@ipgg.sbras.ru

This paper is devoted to the analysis of the characteristics of oil production in all regions in all regions of the federation with the identification of trends and patterns. The indicators for each subject of the federation are analyzed, the main oil and gas fields are revealed, the indicators of depletion, water content and the main indicators of the quality of oils are investigated.

Keywords: oil, production, regions, industry.

Промышленная нефтегазоносность установлена в 37 субъектах Российской Федерации. Добыча нефти в России сосредоточена в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП). Ведется также добыча в Тимано-Печорской и Северо-Кавказской НГП. Высокими темпами идет широкомасштабное освоение запасов Охотоморской и Лено-Тунгусской провинций. Всего добыча нефти осуществляется в 33 субъектах [1, 2, 3, 4].

Главный центр российской нефтяной промышленности – Западная Сибирь, где добывается 57 % российской нефти. Однако высокая степень выработанности и обводненности крупнейших базовых месторождений региона приводит к снижению его доли в региональной структуре добычи нефти.



Рисунок 1 – Структура добычи нефти в России по макрорегионам

В европейской части России с 2012 г преодолен тренд на снижение нефтедобычи и осуществляется планомерное ее наращивание. Доля региона в структуре общероссийской нефтедобычи составляет около 30 %. Рост добычи в традиционных старых районах нефтедобычи европейской части России стал возможен во многом благодаря активному внедрению новых технологий на месторождениях с высокой степенью выработанности, обводненности и низким качеством нефтей, характеризующихся высокой вязкостью и содержанием серы [5, 6, 7].

Регионы с наиболее динамично развивающейся нефтедобычей – Восточная Сибирь и Дальний Восток. Так, если в 2008 г их доля в структуре добычи нефти составляла менее 3 %, то в 2018 г – уже 13,4 %.

В региональной структуре до 2015 г добыча в России наращивалась преимущественно только за счет освоения новых регионов нефтедобычи на Востоке России. Однако в 2016 г и 2018 г большая часть прироста обеспечивалась за счет традиционных регионов нефтедобычи в пределах Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП, где происходит интенсификация добычи на месторождениях с высокой степенью выработанности и ввод в эксплуатацию новых месторождений (рис. 1) [8, 9, 10].

В структуре добычи нефти по федеральным округам доминирует Уральский федеральный округ, в состав которого входит Ханты-Мансийский АО – крупнейший регион нефтедобычи в регионе и стране. В 2018 г на территории округа достигнут прирост добычи нефти 4,1 млн т, в результате чего уровень добычи жидких углеводородов вырос до уровня 2009 г и составил 307 млн т. Тем не менее в региональной структуре добычи доля региона сократилась на 0,2 %. В период 2008 – 2018 гг. доля Уральского округа сократилась на 10 %.

Приволжский федеральный округ – второй по объему добываемой нефти. В пределах округа расположены традиционные регионы нефтедобычи, приуроченные к Волго-Уральской НГП. В 2018 г добыча нефти в округе составила 117,3 млн т, что на 0,1 млн т меньше, чем в предыдущем году. Ресурсная база региона характеризуется прежде всего мелкими месторождениями и трудноизвлекаемыми запасами нефти. Доля округа в структуре добычи составляет 21,1 %.



Рисунок 2 – Структура добычи нефти по федеральным округам

Сибирский федеральный округ – один из перспективных и динамично развивающихся регионов нефтедобычи. Прирост добычи нефти в России за последнее десятилетие обеспечивался большей частью новыми месторождениями Восточной Сибири. Так, добыча нефти в округе выросла почти в 4 раза: с 14 млн т в 2008 г до 53,1 млн т – в 2018 г. Доля округа в структуре добычи в 2018 г составила 9,6 %.

Доля Северо-Западного федерального округа в структуре добычи по итогам 2018 г составила 5,7 %, что на 0,2 % меньше, чем в предыдущем году. Объем добычи нефти сократился на 0,4 млн т и составил 31,6 млн т. Снижение уровня добычи связано прежде всего с резким сокращением

добычи на месторождениях им. Требса и Титова на севере Ненецкого автономного округа (рис. 2) [11, 12, 13].

На Дальневосточный федеральный округ приходится 5,7 % добычи нефти в России. По итогам 2018 г добыча выросла на 3,3 млн т и составила 31,5 млн т. Основной рост добычи пришелся на Среднеботуобинское месторождение в Республике Саха (Якутия) и месторождения на шельфе Охотского моря.

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» по проекту № ИП-66ПН"

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Эдер Л.В. Экспорт газа из России: структура и динамика поставок / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, А.В. Комарова, В.Ю. Немов, С.И. Шумилова // Газовая промышленность. – 2019. – № 1. – С. 86 – 92.
2. Филимонова И.В. Совершенствование инструментария прогнозирования нефтяной ренты / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, И.В. Проворная // Экологический вестник России. - 2019. - № 1. – С. 1 – 9.
3. Проворная И.В. Нефтеперерабатывающая отрасль России на современном этапе развития / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Экологический вестник России. – 2019. – № 3. – С. 1 – 9.
4. Филимонова И.В. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России на фоне мировых тенденций / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 4. – С. 12 – 20.
5. Филимонова И.В. Анализ транспортировки газа на экспорт из России / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 6. – С. 60 – 65.
6. Филимонова И.В. Комплексный экономический анализ компаний нефтегазовой отрасли России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин // Экономический анализ: теория и практика. – 2019. – Т. 18. – № 5 (488). – С. 925 – 943.
7. Эдер Л.В. Проблема рационального использования попутного нефтяного газа в России / Л.В. Эдер, И.В. Проворная, И.В. Филимонова // География и природные ресурсы. – 2019. – № 1. – С. 14 – 20.
8. Проворная И.В. Современное состояние и перспективы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности Новосибирской области / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // Сибирская финансовая школа. – 2019. – № 1 (132). – С. 3 – 9.
9. Филимонова И.В. Система финансово-экономических показателей работы нефтегазовой промышленности России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Менеджмент в России и за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 63 – 70.
10. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20 – 30.
11. Филимонова И.В. Структурный анализ доходов нефтегазовых компаний / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 4 (172). – С. 9 – 15.
12. Филимонова И.В. Инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний России / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 5 (173). – С. 13 – 20.
13. Filimonova I.V. Cluster analysis of Russian oil companies based on tax burden parameters / I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, S.I. Shumilova, E.A. Zemnukhova // Journal of Tax Reform. – 2019. – Т.5. – № 1. – С. 42 – 56.

УДК 338.012

УСТОЙЧИВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ: ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ АСПЕКТ

Немов Василий Юрьевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, NемовVU@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена анализу устойчивых тенденций организационной структуры добычи нефти и газового конденсата в России. На протяжении последних лет практически не происходило прироста добычи нефти вертикально-интегрированными компаниями (ВИНК). Это связано с тем, что падение добычи в традиционных районах компенсировалось реализацией новых проектов. Хотя необходимо отметить что реализация ряда крупных проектов ВИНК осуществляется в рамках отдельных совместных предприятий (например, «Мессояханефтегаз»). На протяжении последних 10 лет прирост добычи нефти в России осуществляется преимущественно независимыми компаниями, так или иначе формально не входящих в структуру ВИНК. По итогам 2018 г возобновился рост добычи нефти для всех видов нефтедобывающих организаций. Это связано с решением стран в рамках договора ОПЕК+ увеличить объем добычи нефти на 1 млн баррелей в сутки с июня 2018 г. Наиболее существенно это отразилось на показателях ВИНК. Вместе с тем в 2019 г ожидается некоторое замедление роста добычи нефти.

Ключевые слова: нефть, углеводороды, добыча, нефтяные компании.

SUSTAINABLE TRENDS FOR THE UPSTREAM OIL INDUSTRY IN RUSSIA: ORGANIZATIONAL ASPECT

Nemov Vasilii

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Senior Researcher, NемовVU@ipgg.sbras.ru

The article is devoted to the analysis of steady trends in the organizational structure of oil and gas condensate production in Russia. Over the past years, there has been almost no increase in oil production by vertically integrated companies (VIOCs). This is due to the fact that the decline in production in traditional areas was offset by the implementation of new projects. Although it should be noted that the implementation of a number of large projects of vertically integrated companies is carried out within the framework of separate joint ventures (for example, Messoyakhaneftegaz). Over the past 10 years, the increase in oil production in Russia has been carried out mainly by independent companies, one way or another formally not included in the structure of the vertically integrated oil companies. At the end of 2018, oil production growth resumed for all types of oil producing organizations. This is due to the decision of countries under the OPEC + contract to increase oil production by 1 million barrels per day from June 2018. This is most significantly reflected in the indicators of vertically integrated companies. At the same time, in 2019 a slight slowdown in the growth of oil production is expected.

Keywords: oil, hydrocarbons, production, oil companies

По данным министерства Энергетики, добычу нефти и газового конденсата на территории России осуществляют 290 организаций, из них 100 организаций входят в структуру 11 вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), преимущественно нефтедобывающих, и двух преимущественно газо- и конденсатодобывающих. Количество независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК – 187. На условиях соглашений о разделе продукции в России работают три компании.

В структуре добычи нефти и конденсата 80,3 % приходится на ВИНК, независимыми компаниями добывается 16,4 % углеводородов, а на долю СРП приходится 3,4 % добычи [8, 10, 11, 12, 14]. По итогам 2018 г возобновился рост добычи нефти для всех видов нефтедобывающих организаций. Это связано с решением стран в рамках договора ОПЕК+ увеличить объем добычи

нефти на 1 млн баррелей в сутки с июня 2018 г. Наиболее существенно это отразилось на показателях ВИНК. Так, если в 2017 г суммарная добыча вертикально-интегрированных компаний сократилась на 3 млн т, то по итогам предыдущего года добыча выросла на 4,7 млн т.

Вместе с тем в 2019 г ожидается некоторое замедление роста добычи нефти. Так, в рамках сделки ОПЕК+ принято решение сократить добычу в первой половине 2019 г на 1,2 млн баррелей в сутки. Россия взяла обязательства сократить добычу нефти на 2 % относительно уровня добычи нефти в октябре 2018 г.

Доля государственных компаний (ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть» без учета неконсолидированных активов) составила 42 %, что на 0,3 % больше уровня предыдущего года. На протяжении последних 10 лет стабильно положительную динамику прироста добычи нефти в России показывают независимые нефтяные компании, так или иначе формально не входящие в структуру ВИНК. Средний тем прироста добычи нефти независимыми компаниями за последние 10 лет составил 8,2 %, а рост добычи за предыдущий год составил 2,1 млн т [1, 2, 3, 5, 7].

Среди вертикально-интегрированных нефтяных компаний наибольшую долю рынка занимает ПАО «Роснефть». С учетом активов «Башнефти», доля компании «Роснефть» в общем объеме добычи нефти в России составляет около 40 %. На долю компаний «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» приходится 14,9 % и 11 % добычи соответственно. Суммарно три крупнейшие нефтяные компании добывают более 64 % нефти в России.

Как и годом ранее, основным фактором, определяющим динамику добычи нефти в 2018 г, явились обязательства по объемам добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+. В связи с достижением баланса спроса и предложения нефти и стабилизацией цен в середине прошлого года было принято решение увеличить объем добычи нефти на 1 млн баррелей в сутки странами, входящими в соглашение. Благодаря этому, большинство компаний показали положительную динамику добычи нефти [4, 6, 9, 13, 15].

Наибольший прирост добычи нефти в 2018 г зафиксирован у «Роснефти» – 5,5 млн т. Прирост добычи на 0,1 - 0,6 млн т показали компании «Татнефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «РуссНефть». Второй год подряд снижается добыча «Башнефти». При этом в 2017 г сокращение добычи объяснялось обязательствами по ограничению добычи в рамках ОПЕК+. Однако по итогам 2018 г, несмотря на снятие обязательств, объем добычи нефти на месторождении им. Требса и Титова продолжал сокращаться. Суммарное снижение добычи нефти «Башнефтью» по итогам года составило 1,7 млн т (рис. 1).

На протяжении нескольких лет сохраняют положительную динамику добычи нефти независимые компании (+2,1 млн т), а также компании, добывающие нефть по соглашению о разделе продукции (+2,2 млн т).

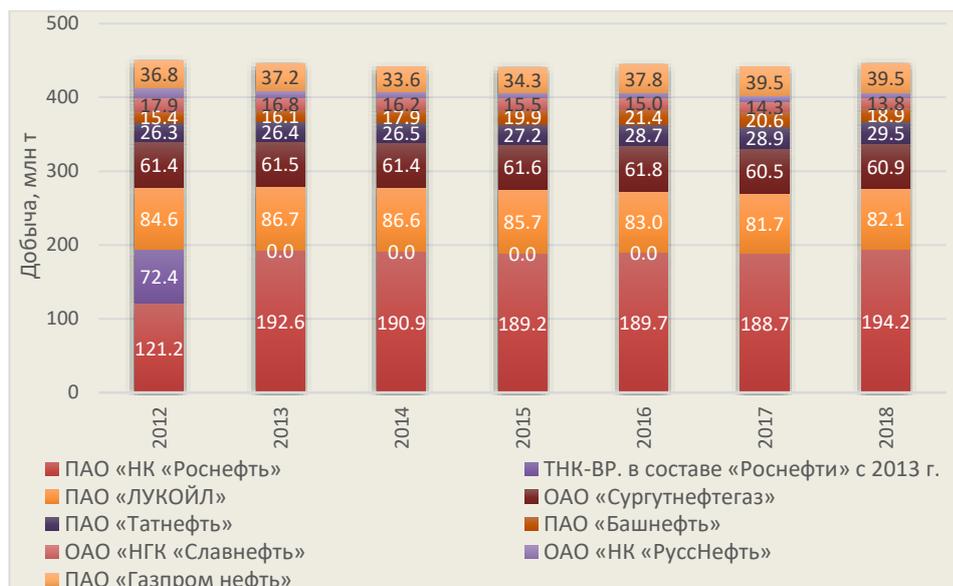


Рисунок 1 - Добыча нефти в России по компаниям

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ № МД-6476.2018.6

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Eder L.V Analysis of energy intensity trend as a tool for long-term forecasting of energy consumption / L.V. Eder, I.V. Provornaya // Energy Efficiency. – 2018. – С. 1 - 27.
2. Eder L.V. Public private partnerships as a factor of innovative development resource regions, case of Russia / L.V. Eder, I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, A.V. Komarova, S.M. Nikitenko // 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2018. – 2018. – P. 45 - 52.
3. Eder L.V. Sustainable development of the world energy taking into account dynamic of energy intensity: current trends and long-term forecast / L.V. Eder, I.V. Provornaya, I.V. Filimonova // 5th International Conference on Energy and Environment Research, ICEER. – 2018. – P. 3 - 12.
4. Eder L.V. Sustainable development of the world energy taking into account dynamic of energy intensity: current trends and long-term forecast / L.V. Eder, I.V. Provornaya, I.V. Filimonova // Energy Procedia. – 2018. – Vol. 153. – P. 174 - 179.
5. Eder L.V. World energy market in the conditions of low oil prices, the role of renewable energy sources / L.V. Eder, I.V. Provornaya, I.V. Filimonova, V.D. Kozhevnikov, A.V. Komarova // Energy Procedia. – 2018. – Vol.153. - P. 112 - 117.
6. Filimonova I.V. Resource rent as the key factor of energy and economic policy / Filimonova I.V., Eder L.V., Provornaya I.V., Nemov V.Y., Mishenin M.V. // 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2018. – 2018. – P. 57 - 65.
7. Проворная И.В. Структурные сдвиги в мировой системе энергопотребления / И.В. Проворная // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс (г. Новосибирск, 23-27 апреля 2018 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сб. материалов в 6 т. – 2018. – Т. 2. – С. 165 - 172.
8. Филимонова И.В. Нефтегазовый комплекс в социально-экономическом развитии регионов Восточной Сибири / И.В. Филимонова // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: Сб. статей в 6 т. Т. 4: Модели и методы исследований перспектив социально-экономического развития Сибири и России в целом и в разрезе отраслевых комплексов и макрорегионов / под ред. В.И. Суслова, Н.В. Горбачёвой; Ин-т экон. и организации пром. пр-ва СО РАН. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2018. – С. 259 - 267.
9. Филимонова И.В. Структурные изменения в нефтедобыче России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, В.Ю. Немов, А.В. Комарова // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 1 - 8.
10. Эдер Л.В. Вызовы и угрозы развития нефтегазового комплекса России и Сибири на современном этапе / Л.В. Эдер // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: Сб. статей. В 6-ти томах. Под редакцией В.И. Суслова, Н.В. Горбачевой. Новосибирск, – 2018. – С. 296 - 304.
11. Эдер Л.В. Инструменты и методы определения готовности ресурсных регионов к комплексному развитию / Л.В. Эдер // Экономика Сибири в условиях глобальных вызовов XXI века: сб. статей в 6 т. Т. 2: Как превратить пространство из проклятия в ресурс развития / Под ред. В.И. Клисторина, О.В. Тарасовой; Ин-т экон. и организации пром. пр-ва СО РАН. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2018. – С. 387 - 397
12. Эдер Л.В. Нефтяная промышленность России: смена институциональной парадигмы / Л.В. Эдер, А.Э. Конторович, И.В. Филимонова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Сб. материалов XII Междунар. науч. конф. по институциональной экономике. – 2018. – С. 401 - 409.
13. Эдер Л.В. Комплексное исследование состояния нефтегазового комплекса ресурсных регионов / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная // Экол. вестн. России. – 2018. – № 10. – С. 4 - 12.

14. Эдер Л.В. Нефтегазовая промышленность Приволжского федерального округа / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 3. – С. 25 - 33.
15. Эдер Л.В. Трансформация в ответ на вызовы / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная // Нефтегазовая вертикаль. – 2018. – № 12. – С. 24 - 32.

УДК 553.98

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКОНОМИКО-ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ СТРАН

Ожогова Любовь Михайловна

*Новосибирский государственный университет, г.Новосибирск, Россия, студент,
ozh_lubav@mail.ru*

Филимонова Ирина Викторовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, ведущий научный сотрудник, filimonovaiv@list.ru*

Настоящая работа посвящена анализу влияния альтернативной энергетики на экономическое состояние стран и изучению зависимости ВВП от экономико-экологических факторов.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, альтернативная энергетика, экономический рост.

RESEARCH OF RELATIONSHIP BETWEEN ECONOMIC GROWTH AND ECONOMIC AND ECOLOGICAL FACTORS

Ozhogova Lubov

Novosibirsk state university, Novosibirsk, Russia, Student, ozh_lubav@mail.ru

Filimonova Irina

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Officer,
filimonovaiv@list.ru*

This work is devoted to analysis of alternative energy`s impact on economic growth and search of relationship between GDP and ecological factors.

Keywords: alternative energy, renewables, economic growth.

В настоящей работе изучаются методические подходы к исследованию эколого-экономических факторов, влияющих на экономический рост. Для поддержания устойчивого роста экономики странам нужна высокая обеспеченность энергоресурсами, но традиционные виды топлива истощаются, а также их использование ухудшает экологию. Чтобы избежать энергетического кризиса многие государства стремятся к развитию альтернативной энергетики: инвестируют в проекты, устанавливают ветряные турбины и солнечные электростанции. За 2007 – 2017 гг. потребление альтернативной энергии выросло в 3,4 раза с 47,3 млн тонн нефтяного эквивалента до 161,8. Однако, вопрос о характере влияния альтернативной энергетики на экономику стран остается открытым и актуальным, поскольку кроме преимуществ, возникающих при развитии возобновляемых источников энергии, существуют и барьеры.

В литературе выделяют четыре гипотезы о характере зависимости альтернативной энергетики и экономического роста:

- 1) Гипотеза Нейтральности (зависимости между показателями нет);
- 2) Гипотеза Сбережения (возросшая экономическая активность ведет к росту потребляемой альтернативной энергией);
- 3) Гипотеза Роста (энергопотребление влияет на экономический рост);
- 4) Гипотеза Обратной связи (ВВП и энергопотребление взаимозависимы) [1].

Для выявления взаимосвязи между экономическим ростом и альтернативной энергетикой проводилось исследование в двух группах стран: Европы и Азиатско-тихоокеанского региона, которые являются основными потребителями возобновляемых источников энергии. Рассматриваемый период составил 11 лет с 2007 г по 2017 г, а в качестве показателя экономического роста был выбран ВВП. В работе с помощью линейных многофакторных регрессий были построены три типа моделей:

- 1) Модель «со стороны спроса»;
- 2) Модель «со стороны предложения»;
- 3) Модель межтопливной конкуренции.



Рисунок 1 – Схема исследования

В модели «со стороны спроса» зависимой переменной является ВВП, а независимыми – потребление нефти, потребление солнечной энергии, потребление ветряной энергии и выбросы углекислого газа. Построенная модель описывается следующей формулой:

$$Y = \alpha_0 + \alpha_1 * Oil + \alpha_2 * Sun + \alpha_3 * Wind + \alpha_4 * CO_2 + \varepsilon \quad (1),$$

где Y – ВВП, Oil – потребление нефти, Sun – потребление солнечной энергии, $Wind$ – потребление ветряной энергии, CO_2 – выбросы диоксида углерода.

В результате тестирования было выявлено, что ВВП стран Европы положительно зависел от ветряной энергетики и с 2015 года от солнечной, а в странах АТР – только от ветряной. Влияние диоксида углерода оказалось положительным в рассматриваемых регионах.

В модели «со стороны предложения» ВВП описывается с помощью производственной функции Кобба-Дугласа, зависящей от труда, капитала и уровня технического прогресса. Формула модели приведена ниже:

$$Y = A^{\mu} K^{\alpha} L^{\beta} \quad (2).$$

Потребление возобновляемой энергии было выбрано в качестве показателя технического прогресса, поскольку развитие альтернативной энергетики связано с развитием наукоемких и инновационных отраслей промышленности. В результате с помощью модели была выявлена положительная связь между ВВП и возобновляемой энергией в рассматриваемых регионах и рост её эластичности.

Для оценки конкурентоспособности возобновляемых источников энергии была построена модель межтопливной конкуренции, где рассматривалась зависимость суммарного потребления нефти, газа и угля от солнечной, ветряной, геотермальной и гидравлической энергий. Вид моделей описывается следующей формулой:

$$NR = \alpha_0 + \sum_{i=1}^4 \alpha_i * X_i \quad (3).$$

В результате тестирования модели отрицательная зависимость между потреблением традиционных и альтернативных видов топлива не была обнаружена.

Таким образом, было обнаружено положительное влияние альтернативной энергетики на экономику стран Европы и АТР.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Marinas M.-C. Renewable energy consumption and economic growth. Causality relationship in Central and Eastern European countries [Электронный ресурс] / М.-С. Marinas, М. Dinu, А.-Г. Socol, С. Socol // Plos One, 2018. – 29 с. – Режим доступа: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0202951>

УДК 339.9

ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

Проворная Ирина Викторовна

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск,
Россия, старший научный сотрудник, provornayaiv@gmail.com*

В статье освещены основные тенденции развития мировой энергетики. Представлен метод прогнозирования энергопотребления с учетом уровня и динамики энергопотребления в целом, а также использования отдельных энергоресурсов с дифференциацией по странам и регионам. В настоящем исследовании при формировании энергетического прогноза ключевыми показателями, определяющими глобальный спрос на энергию, являются динамика энергоемкости ВВП и потребление энергии на душу населения. Показано, что в общем объеме мирового потребления первичных энергоресурсов нефть продолжит занимать лидирующие позиции. Среди ископаемого топлива спрос на природный газ будет расти наиболее интенсивно. Доля угля в структуре потребления первичных энергоносителей будет уменьшаться, что связано с заменой угля природным газом с целью сокращения выбросов углекислого газа. Наибольшие темпы роста спроса среди неископаемых видов топлива будут наблюдаться в возобновляемых источниках энергии. Основной рост потребления атомной энергии будет в развивающихся странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ключевые слова: потребление энергии, Европа, прогнозирование, возобновляемая энергетика, тенденции, мир

ASSESSMENT OF THE CURRENT STATUS AND PROSPECTS FOR DEVELOPMENT OF WORLD ENERGY MARKETS

Provornaya Irina

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Senior Researcher,
provornayaiv@gmail.com*

The article highlights the main trends in the development of world energy. A method for predicting energy consumption is presented, taking into account the level and dynamics of energy consumption in general, as well as the use of individual energy resources with differentiation by countries and regions. In the present study, when forming the energy forecast, the key indicators determining the global energy demand are the dynamics of the energy intensity of GDP and energy consumption per capita. It is shown that in the total world consumption of primary energy resources, oil will continue to occupy a leading position. Among fossil fuels, demand for natural gas will grow most rapidly. The share of coal in the structure of consumption of primary energy carriers will decrease, which is associated with the replacement of coal with natural gas in order to reduce emissions of carbon dioxide. The greatest growth rates of demand among non-fossil fuels will be observed in renewable energy sources. The main growth in atomic energy consumption will be in developing countries of the Asia-Pacific region.

Keywords: energy consumption, Europe, forecast, renewable energy, trends, world

Подходы к моделированию и прогнозированию мировой энергетики могут существенно различаться. Значительно отличается и систематизация таких подходов. (Jebaraj and Iniyan, 2006) решили составить обзор конкретных моделей энергии. В целом, авторы объединяют все рассмотренные подходы в несколько основных групп - модели спроса и предложения энергии (модели спроса и предложения энергии), модели прогнозирования (модели прогнозирования), модели оптимизации (модели оптимизации), модели на основе нейронных сетей (модели энергии), модели окружающей среды, основанные на сокращении выбросов CO₂ (модели сокращения выбросов) [1, 2, 4, 5, 9, 11, 12, 14].

Надлежащий анализ устойчивых тенденций добычи и потребления энергоресурсов в европейских странах необходим для формирования эффективной системы государственного

регулирования топливно-энергетического комплекса. Анализ развития энергосистемы в мире особенно актуален для стран, ориентированных на импорт сырья, которые должны внимательно следить за рынком энергии и прогнозировать его колебания и тенденции.

На основе предложенного методологического подхода было выявлено, что в течение прогнозного периода ожидается рост потребления всех видов энергоносителей. Общее потребление энергии к 2040 году вырастет до более чем 17670 миллионов тонн нефтяного эквивалента. В то же время самые высокие в мире показатели повысят потребление возобновляемых источников энергии (более чем в 5 раз с 2017 года по 2040 г), самым медленным будет увеличение потребления нефти (чуть более чем в 1,1 раза с 2017 года по 2040 г) и угля (чуть менее чем в 1,1 раза с 2017 по 2040 год).

К 2040 году в структуре потребления первичной энергии в мире доля нефти снизится до 28% (с 34%), угля - до 22% (с 28%), что связано с замещением этих энергоносителей. Для других видов энергии в целях сокращения выбросов углекислого газа. Также атомная энергия будет снижена до 4%. Для всех других источников энергии будет увеличена доля в мировом потреблении энергии.

Развитие газовых технологий (сланцевый газ, глубоководные залежи углеводородов), транспорт (СПГ, морские трубопроводы), расширение ресурсной базы (Центральная Азия, США, шельфы арктических морей), бурное освоение новых (АТР) и традиционные рынки (Европа), ужесточающие экологические факторы, связанные с ограничением выбросов CO₂ [6, 7].

Рост мирового потребления энергии обусловлен ростом благосостояния и повышением уровня жизни в странах с формирующейся рыночной экономикой. Наибольшее увеличение энергопотребления в мире будет достигнуто за счет стран АТР: Китая и Индии. В то же время, когда Китай перейдет к более устойчивой модели экономического роста, произойдет снижение темпов роста энергопотребления. С ростом населения и производительностью труда в африканских странах ежегодно увеличивается потребление энергии [3, 8, 10, 13, 15].

В структуре потребления первичной энергии в Европе к 2040 г планируется снизить долю нефти с 37% (2017 г) до 24%, а долю угля с 15,1% (2017 г) до 10,3%, в основном за счет роста возобновляемой энергии.

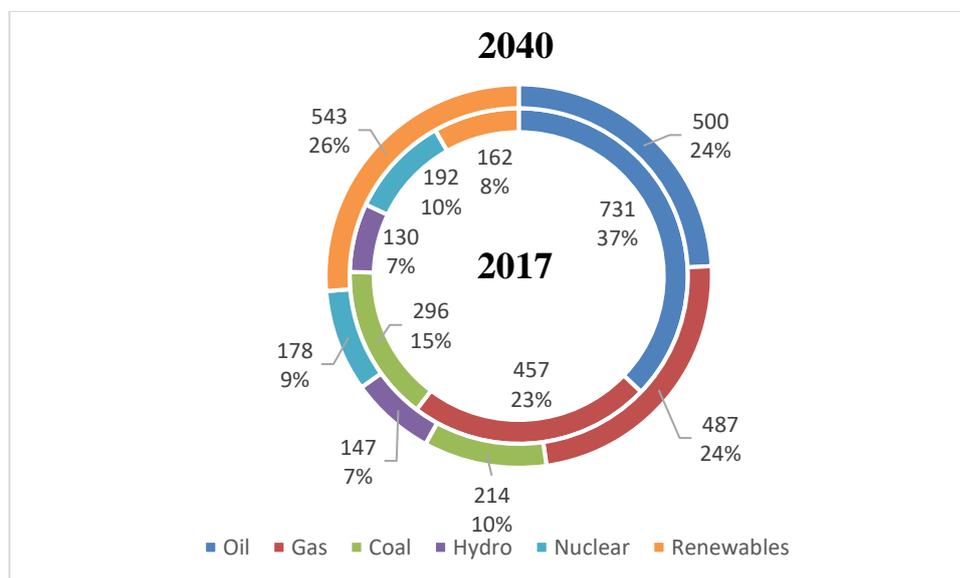


Рисунок 1 - Объем и структура потребления первичной энергии в странах Европы в 2017 и 2040 гг., %

Активный переход европейских стран на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) обусловлен наличием энергетических ресурсов, которые не оказывают негативного воздействия на окружающую среду, здоровье человека и способствуют сохранению ресурсов. По мере роста доли возобновляемых источников энергии использование возобновляемых источников энергии становится все более и более экономически конкурентоспособным, а иногда и дешевле, чем потребление других видов энергии.

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» по проекту № ИП-66ПН

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ang B. A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies / B. Ang, F. Zhang // *Energy*. – 2000. – № 25. – P. 1149 – 1176.
2. Bazmi A.A. Sustainable energy systems: role of optimization modeling techniques in power generation and supply – a review / A.A. Bazmi, G. Zahedi // *Renew Sustain Energy Rev*. – 2011. – № 15. – P. 3480 – 500.
3. Carayannis E.G. Sustainable Development of the Russian Arctic zone energy shelf: the Role of the Quintuple Innovation Helix Model / E.G. Carayannis, A.E. Cherepovitsyn, A.A. Ilinova // *Journal of the Knowledge Economy*. – 2017. – № 8(2). – P. 456 – 470.
4. Cherepovitsyn A. An Algorithm of Management Decision-Making Regarding the Feasibility of Investing in Geological Studies of Forecasted Hydrocarbon Resources / A. Cherepovitsyn, D. Metkin, A. Gladilin // *Resources*. – 2018. – V. 7. – № 3(47). – P. 1 - 17.
5. Eder L.V. Forecasting of energy and petroleum consumption by motor transport in the regions of the Russian Federation. / L.V. Eder, I.V. Filimonova, V.Y. Nemov, I.V. Provornaya // *Economy of Region*. – V. 13. – № 3. – P. 859 - 870.
6. Eder L.V. 2017 b. New directions for sustainable development of oil and gas industry of Russia: Innovative strategies, regional smart specializations, public-private partnership / L.V. Eder, I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, A.V. Komarova, S.M. Nikitenko // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management*. – SGEM. – 2017. – V. 17(15). P. 365 – 372.
7. Eder L.V. Regional innovation cluster: Environmental issues and efficient use of resources / L.V. Eder, A.E. Kontorovich, I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, E.V. Goosen // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management*. – SGEM. – 2017. – V. 17(53). – P. 719 - 726.
8. Hammond G.P. Projection of UK oil and gas supply and demand to 2010 / G.P. Hammond, R.M. Mackay // *Applied Energy*. – 1993. – № 44(2). – P. 93–112.
9. Harel P. A growth prediction for electrical energy consumption in Mauritius / P. Harel, J. Baguant // *Energy*. – 1991. – V. 16. – № 4. – P. 707 – 711.
10. Heffington W.M. Prediction of US crude oil-production using growth curves / W.M. Heffington, M.W. Brasovan // *Energy*. – 1994. – V. 19. – № 7. – P. 813 – 815.
11. Jebaraj S. A review of energy models / S. Jebaraj, S. Iniyar // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2006. – V. 10. – № 4. – P. 281 – 311.
12. Messner S. MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively / S. Messner, L. Schratzenholzer // *Energy*. – V. 25. – № 3. – P. 267 – 282.
13. Pfenninger S. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. / S. Pfenninger, A. Hawkes, J. Keirstead // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – № 33. – P. 281 – 311.
14. Sharf I. Analysis of Russian Federation budget revenues from the implementation of export duties "60-66-90" scheme / I. Sharf, L. Grinkevich, G. Gerasimovich // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – V. 21. – № 1. P. 1 - 5.
15. Sharf I.V. Financial and tax risks at implementation of "Chayanda-Lensk" section of "Sila Sibiri" gas transportation system construction project / I.V. Sharf, L.P. Kuznetsova, N.V. Chukhareva // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2014. – V. 21 – № 1. – P.1 - 6.

УДК 338.012

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РЕГИОНАХ РОССИИ

Тагаева Алина Алимовна

НГУ, г.Новосибирск, Россия, студент, a.tagaeva@g.nsu.ru

Проворная Ирина Викторовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, старший научный сотрудник, ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена комплексному анализу современного состояния и структуры нефтеперерабатывающей промышленности России. Также на основе метода кластеризации были сгруппированы российские нефтеперерабатывающие заводы с точки зрения максимальной схожести значений показателей.

Ключевые слова: развитие НГК, нефтеперерабатывающая промышленность, нефтепереработка, энергетическая стратегия России до 2035 года, нефтеперерабатывающие заводы в структуре ВИНК, нефтеперерабатывающие заводы.

PERSPECTIVE DIRECTIONS OF DEVELOPMENT OF OIL PROCESSING INDUSTRY IN THE REGIONS OF RUSSIA

Tagaeva Alina

NSU, Novosibirsk, Russia, student, a.tagaeva@g.nsu.ru

Provornaya Irina

Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A.A. Trofimuk, Novosibirsk, Russia, Senior Researcher, ProvornayaIV@ipgg.sbras.ru

This paper is devoted to a comprehensive analysis of the current state and structure of the oil refining industry in Russia. Also, on the basis of the clustering method, Russian oil refineries were grouped in terms of maximum similarity of indicator values.

Keywords: oil and gas industry development, oil refining industry, oil refining, energy strategy of Russia until 2035, oil refineries in accordance with the requirements of a vertically integrated oil company, oil refineries.

Россия является ключевым игроком на мировом рынке жидкого топлива и выступает в качестве одного из мировых лидеров в добыче и переработке сырой нефти, а также в экспорте нефтепродуктов. Однако продолжительный период времени российская нефтяная промышленность по большей части специализировалась на добыче и только в начале 2010 г вопрос развития перерабатывающего сектора получил должное внимание. Тем не менее, нефтеперерабатывающая отрасль все еще отстает по показателям эффективности, что отражено в нескольких ключевых качественных параметрах: индекс сложности Нельсона; доля прямогонного топлива в выпуске нефтеперерабатывающих заводов (далее - НПЗ); производство высококачественного топлива на тонну рафинированного сырья [1, 2].

Последующее развитие нефтеперерабатывающего сектора является одним из приоритетных направлений развития отрасли, установленных Энергетической стратегией России до 2035 года. Направления развития и функционирования нефтепереработки в России обусловлены структурными и технологическими изменениями, произошедшими в связи с модернизацией

отрасли. Помимо этого, ежегодно осуществляется ужесточение требований и норм по качеству сырья и продуктов переработки. Нефтеперерабатывающая промышленность России также претерпевает определенные изменения в области организационной и региональной структуры, перераспределением роли основных участников рынка. Несмотря на высокую степень концентрации и централизации производства и капитала в нефтеперерабатывающей отрасли России, в последние годы прослеживается устойчивая тенденция к возрастанию роли независимых переработчиков, одновременно при снижении доли Вертикально-интегрированных нефтяных компаний (далее - ВИНК). Это в существенной степени связано с ростом перерабатывающих мощностей в регионах, где до недавнего времени отсутствовала собственная переработка нефти, а также части в регионах, откуда осуществляется экспортирование нефтепродуктов за рубеж [3, 4].

Объем первичной переработки нефти в России в 2017 г остался на уровне предыдущего года и составил 279,5 млн т, уровень загрузки установок по первичной переработке нефти незначительно вырос: с 86,4 % до 86,7 % (рис. 1). Снижение объема переработки нефти в России происходило в 2014 – 2016 гг. Все изменения в отрасли за последние годы во многом были связаны с законодательными решениями в сфере налогообложения, ограничивающими экспорт темных низкокачественных нефтепродуктов (мазута и отчасти дизельного топлива), используемых за рубежом в качестве сырья.



Рисунок 1 – Динамика первичной переработки нефти в РФ в 2005-2017 гг.

В истории развития нефтеперерабатывающей отрасли России с 1945 г можно выделить одиннадцать этапов. Наиболее важными этапами можно считать периоды 1998-2002 г и 2011-2014 г, которые характеризуются бурным развитием и активной модернизацией установок.

Анализ современного состояния нефтеперерабатывающей отрасли России показал, что в настоящее время произошло некоторое сокращение объёмов переработки и падение уровня загрузок, из-за снижения мировых цен на нефть, и соответственно адаптации нефтеперерабатывающей промышленности к новым условиям. В целом наблюдается следующая ситуация:

По мощностям переработки нефти российская нефтеперерабатывающая промышленность занимает третье место среди стран, уступая только США и Китаю;

Глубина переработки нефти значительно выросла за последние 10 лет и в 2017 году достигла 81,6% в среднем по России;

Производство автомобильного бензина и дизельного топлива практически не изменяется, в то время как за последние 2 года производство мазута сократилось более, чем на 20 млн тонн;

Среди российских нефтяных компаний преобладают вертикально интегрированные, на долю которых приходится 70% первичной переработки России;

Лидером по первичной переработке среди российских компаний является Роснефть, чей объём в 2017 году составил 73,7 млн тонн (более четверти переработки всей России). Второе место занимает Лукойл, с 15%-й долей от всей переработки России [5, 6].

Каждый кластер, выявленный при помощи описанного алгоритма, включил в себя те НПЗ, которые однородны по своим параметрам первичной переработки, производству основных нефтепродуктов, глубине переработки нефти и загрузке оборудования первичной переработки. Был проведен анализ каждого из выбранных кластеров:

В один из кластеров вошло абсолютное большинство рассматриваемых нефтеперерабатывающих заводов, что обусловлено их высокой схожестью и средними показателями по России;

Три кластера включают всего по одному заводу: Омский НПЗ, Киришинефтеоргсинтез и Ярославнефтеоргсинтез, которые имеют объемы первичной переработки свыше 15000 тыс. тонн в год и являются крупнейшими заводами как в России, так и в мире;

Два кластера включили по два завода, имеющих не самые высокие показатели, но выше, чем в среднем по России.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области № 18-410-543003

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Проворная И.В. Современное состояние и перспективы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности Новосибирской области / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // Сибирская финансовая школа. – 2019. – № 1 (132). – С. 3 – 9.
2. Филимонова И.В. Система финансово-экономических показателей работы нефтегазовой промышленности России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Менеджмент в России и за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 63 – 70.
3. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20 – 30.
4. Филимонова И.В. Структурный анализ доходов нефтегазовых компаний / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. № 4 (172). – С. 9 – 15.
5. Филимонова И.В. Инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний России / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 5 (173). – С. 13 – 20.
6. Filimonova I.V. Cluster analysis of Russian oil companies based on tax burden parameters / I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, S.I. Shumilova, E.A. Zemnukhova // Journal of Tax Reform. – 2019. – Т. 5. – № 1. – С. 42 – 56.

УДК 330.15

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ БЮДЖЕТОВ РОССИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ

Торощина Арина Валерьевна

НГУ, г. Новосибирск, Россия, студент, a.toroschina@g.nsu.ru

Настоящая работа посвящена анализу оценки региональных бюджетов России с целью повышения эффективности государственного управления. В работе был разработан свой алгоритм исследования государственного бюджета Российской Федерации. Были посчитаны девять показателей для каждого региона, по результатам была составлена таблица критических значений и, в результате, регионы были поделены на кластеры, в зависимости от суммы баллов

Ключевые слова: бюджет, регионы, налоги.

COMPLEX RESEARCH OF ECONOMIC GROWTH OF OIL AND GAS COMPANIES OF RUSSIA

Toroschina Arina

NSU, Novosibirsk, Russia, student, a.toroschina@g.nsu.ru

This paper is devoted to the analysis of the assessment of regional budgets of Russia in order to improve the efficiency of public administration. In work the algorithm of research of the state budget of the Russian Federation was developed. Nine indicators for each region were calculated, a table of critical values was compiled based on the results and, as a result, the regions were divided into clusters, depending on the amount of points.

Keywords: budget regions, taxes.

Актуальность темы заключается в первостепенной важности бюджета для функционирования экономики регионов, в его сложности и многогранности. На сегодняшний день особенно популярны проблемы, непосредственно связанные с развитием комплексной оценки долгосрочной устойчивости и сбалансированности областного бюджета. По причине неустойчивой и нестабильной экономики, отражающейся на бюджетной политике страны, проблема устойчивости бюджета области привлекает к себе особое внимание. Объектом исследования является региональные бюджеты субъектов РФ.

В работе был разработан свой алгоритм исследования государственного бюджета Российской Федерации. Были посчитаны девять показателей для каждого региона, по результатам была составлена таблица критических значений и, в результате, регионы были поделены на кластеры, в зависимости от суммы баллов (таблица 1).

Разделив регионы на кластеры, была составлена карта России, где видно к какой зоне относится тот или иной регион (рис. 1), после чего можно дать экономическую оценку устойчивости и эффективности бюджетов каждого региона Российской Федерации [1, 2].

Если выделить регионы, относящиеся к зоне низкой устойчивости/эффективности, то к ним относятся Тамбовская область, Псковская область, Республика Алтай, Камчатский край и другие. И существует несколько регионов, находящихся в критической зоне: Республика Ингушетия, Кабардино-Балкарская республика, Чукотский автономный округ и Еврейская автономная область.

Таким образом, можно сделать вывод, что большинство регионов России характеризуются абсолютной и относительной устойчивостью/эффективностью. Помимо этого, восемь регионов входят в зону низкой устойчивости, в частности, это пограничные районы, за исключением нескольких, которые, в принципе, характеризуются хорошим экономическим развитием. И совсем отдаленные регионы (четыре) находятся в критической зоне, данным регионам нужно в срочном порядке пересмотреть федеральную программу социального и экономического развития и внести весомые изменения, чтобы вывести регионы из данного кластера [3, 4].

Таблица 1 - Показатели устойчивости и эффективности бюджетной политики регионов РФ

<i>Показатели устойчивости и эффективности бюджетной политики регионов РФ</i>			
№	Наименование показателя	Формула расчета	Пояснения
<i>I. Устойчивость бюджета</i>			
1	сбалансированность бюджета	Д/Р	Д - доходы регионального бюджета; Р - расходы регионального бюджета
2	коэффициент устойчивости	БП/(Д-БП)	БП - безвозмездные поступления; Д - доходы;
3	коэффициент бюджетной зависимости	БП/Д	БП - безвозмездные поступления; Д - доходы;
4	коэффициент бюджетной независимости	(Д-БП)/Д	БП - безвозмездные поступления; Д - доходы;
<i>II. Внутренняя эффективность</i>			
5	уровень бюджетных доходов на душу населения	(Д/ЧН)тр	Д - доходы регионального бюджета; ЧН - численность населения региона
6	коэффициент бюджетной обеспеченности	(Р/СЧН)тр	Р - расходы регионального бюджета; СЧН - среднегодовая численность населения региона
7	уровень дефицита	ДЕФ/(Д-БП)	ДЕФ - дефицит регионального бюджета; БП - безвозмездные поступления; Д - доходы;
8	уровень доходов в ВРП	Дтр/ВРПтр	Дтр - темп роста доходов регионального бюджета; ВРПтр – темп роста валового регионального продукта
<i>III. Внешняя эффективность</i>			
9	индекс экспортной зависимости бюджета	Дтр/ЭКСтр	Дтр - темп роста доходов регионального бюджета; ЭКСтр - темп роста экспорта региона

Таблица 2 - Бюджетные характеристики регионов РФ

Количество баллов	Описание региона
18 - 14	Зона благополучия: регион характеризуется высокой устойчивостью и эффективностью регионального бюджета; регион стабильно развивается и финансово не зависим.
13 - 9	Зона относительной устойчивости/эффективности: у региона есть небольшие проблемы с финансированием; нужны дополнительные средства, перечисляемые региону.
8 - 5 не включительно	Зона низкой устойчивости/эффективности: регион нуждается в значительной помощи государства, дотационный регион; необходим контроль социально-экономических показателей.
меньше 5	4. Критическая зона: необходима разработка федеральной программы экономического и социального развития.



Рисунок 1 - Регионы, разбитые на кластеры

В целях повышения эффективности и устойчивости бюджета можно провести ряд мер, например, внедрить систему контроля за тем, как реализуется бюджет каждого субъекта РФ, проводить более усиленный внутренний контроль финансов и аудита, также государство может оказывать межбюджетные перечисления в виде субсидий, инвестиций и иных целевых межбюджетных трансфертов. А еще помимо всего вышеперечисленного, нужно повысить степень прозрачности и подотчетности расходов, закупок и инвестиций регионов [5, 6].

После проведения данных мер есть возможность регионам, находящимся в критической зоне улучшить эффективность и устойчивость бюджета и перейти в кластер, к примеру, относительной устойчивости/эффективности.

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» по проекту № ИП-22ПН"

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Проворная И.В. Современное состояние и перспективы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности Новосибирской области / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // Сибирская финансовая школа. – 2019. – № 1 (132). – С. 3 – 9.
2. Филимонова И.В. Система финансово-экономических показателей работы нефтегазовой промышленности России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Менеджмент в России и за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 63 – 70.
3. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20 – 30.
4. Филимонова И.В. Структурный анализ доходов нефтегазовых компаний / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 4 (172). – С. 9 – 15.
5. Филимонова И.В. Инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний России / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и

- управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 5 (173). – С. 13 – 20.
6. Filimonova I.V., Cluster analysis of Russian oil companies based on tax burden parameters / I.V. Filimonova, I.V. Provornaya, S.I. Shumilova, E.A. Zemnukhova // Journal of Tax Reform. – 2019. – Т.5. – № 1. – С. 42 – 56.

УДК 338.012

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРУКТУРЫ КАПИТАЛА КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИИ

Чеботарева Анастасия Владимировна

НГУ, г. Новосибирск, Россия, студент, a.chebotareva@g.nsu.ru

Филимонова Ирина Викторовна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, ведущий научный сотрудник, заведующая лабораторией, FilimonovaIV@ipgg.sbras.ru

Настоящая работа посвящена анализу эффективности использования собственного и заемного капитала крупнейших нефтегазовых компаний России. В ходе кластеризации компаний выделены 3 кластера, отличающиеся по эффективности использования капитала. Для кластеризации были использованы 5 показателей: доля заемного капитала, рентабельность собственного и заемного капитала компаний, WACC, темп роста прибыли.

Ключевые слова: эффективность, структура капитала, нефтегазовый сектор.

ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF THE CAPITAL STRUCTURE OF COMPANIES OF THE OIL AND GAS SECTOR OF RUSSIA

Chebotareva Anastasia

Student EF NSU, Novosibirsk, Russia, a.chebotareva@g.nsu.ru

Filimonova Irina

Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A.A. Trofimuk, Novosibirsk, Russia, Leading Researcher, Head of Laboratory, FilimonovaIV@ipgg.sbras.ru

This work is devoted to analysis of the efficiency of using equity and debt capital of the largest oil and gas companies in Russia. During the clustering of companies, 3 clusters were distinguished, differing in the efficiency of capital utilization. For clustering, 5 indicators were used: the share of borrowed capital, the profitability of own and borrowed capital of companies, WACC, profit growth rate.

Keywords: efficiency, capital structure, oil and gas sector.

В настоящей работе произведена оценка эффективности структуры капитала крупнейших компаний нефтегазового сектора России.

Наиболее эффективными компаниями оказались ОАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Новатэк». Исходя из полученных результатов, данные компании имеют низкие доли заемного капитала и, в то же время, ОАО «Сургутнефтегаз» имеет высокий показатель эффективности использования собственного и заемного капитала и низкую средневзвешенную стоимость капитала. ПАО «Новатэк» также эффективно использует оба вида капитала – и собственный, и заемный (таблица 1, таблица 2) [1, 2].

Наименее эффективными компаниями, исходя из проведенного анализа, оказались ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НК «РуссНефть». В структуре их капитала преобладает заемный капитал, он составляет более 65% от всего капитала компаний, а эффективности использования как собственного, так и заемного капитала, то есть их рентабельности, у данных компаний самые низкие в отрасли (таблица 1, таблица 2).

В ходе кластеризации компаний выделены 3 кластера, отличающиеся по эффективности использования капитала. Для кластеризации были использованы 5 показателей: доля заемного капитала, рентабельность собственного и заемного капитала компаний, WACC, темп роста прибыли.

В группу высокоэффективных компаний входят: Башнефть, Татнефть и Новатэк. Эти компании имеют относительно высокие показатели использования собственного и заемного капитала, имея в структуре капитала большую долю собственных средств. Показывая при этом высокие темпы роста прибыли [3, 4].

Таблица 1 – Рентабельность заемного капитала компаний нефтегазового сектора России

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Роснефть	0.322	0.341	0.247	0.186	0.069	0.057	0.029	0.039	0.079
Лукойл	0.384	0.442	0.441	0.292	0.197	0.166	0.116	0.238	0.365
Газпром нефть	0.306	0.499	0.459	0.377	0.165	0.105	0.179	0.227	0.286
Славнефть	0.031	-0.030	0.229	0.143	-0.070	0.122	0.189	0.126	0.148
Татнефть	0.254	0.290	0.384	0.442	0.609	0.725	0.403	0.320	0.520
РуссНефть	-	-	-	0.186	-0.239	-0.096	0.072	0.048	0.082
Сургутнефтегаз	-	-	-	0.956	2.460	1.758	-0.131	0.352	1.261
Новатэк	0.485	0.921	0.443	0.554	0.137	0.194	0.699	0.579	0.612
Башнефть	0.272	0.252	0.266	0.217	0.162	0.200	0.175	0.424	0.299
Газпром	0.180	0.217	0.170	0.147	0.017	0.076	0.089	0.066	0.032
Всего	0.338	0.412	0.346	0.305	0.148	0.159	0.118	0.134	0.175

Таблица 2 – Рентабельность собственного капитала компаний нефтегазового сектора России

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Роснефть	0.384	0.315	0.188	0.203	0.116	0.123	0.060	0.075	0.147
Лукойл	0.157	0.167	0.152	0.107	0.075	0.075	0.064	0.125	0.164
Газпром нефть	0.175	0.250	0.219	0.199	0.119	0.098	0.156	0.174	0.220
Славнефть	0.013	-0.016	0.157	0.109	-0.066	0.127	0.165	0.109	0.139
Татнефть	0.153	0.170	0.185	0.165	0.180	0.171	0.155	0.174	0.283
РуссНефть	-	-	-	-0.686	0.757	0.416	0.720	0.117	0.189
Сургутнефтегаз	-	-	-	0.158	0.356	0.235	-0.018	0.055	0.209
Новатэк	0.321	0.583	0.261	0.331	0.097	0.182	0.488	0.232	0.220
Башнефть	0.186	0.227	0.238	0.192	0.195	0.266	0.204	0.439	0.233
Газпром	0.164	0.188	0.147	0.127	0.016	0.077	0.089	0.065	0.032
Всего	0.172	0.191	0.150	0.150	0.089	0.111	0.083	0.092	0.120

В группу среднеэффективных компаний отнесли: Лукойл, Газпром нефть и Славнефть. Все представленные компании имеют долю заемного капитала меньше 50% в общем объеме капитала, а показатели рентабельности собственного и заемного капитала находятся на уровне 17 и 27% соответственно [5].

К группе низкоэффективных компаний отнесли следующие компании: Газпром, Русснефть и Роснефть. Эти компании имеют очень низкие показатели рентабельности как собственных, так и заемных средств, что говорит о неэффективной деятельности и структуре капитала, у Русснефти и Роснефти заемный капитал превышает 60% от всего объема капитала (таблица 3) [6, 7].

Таблица 3 – Кластеризация компаний нефтегазового сектора России

Кластер	Компания	Доля ЗК	Темп роста прибыли	Рентабельность СК	Рентабельность ЗК	WACC
1 кластер	Башнефть	0.400	0.684	0.233	0.299	16.46%
	Татнефть	0.353	1.708	0.283	0.520	10.49%
	Новатэк	0.271	1.099	0.220	0.612	12.76%
Среднее значение		0.342	1.164	0.245	0.477	13.24%
2 Кластер	Газпром	0.332	0.522	0.032	0.032	8.03%
	Русснефть	0.692	1.816	0.189	0.082	5.26%
	Роснефть	0.645	2.185	0.147	0.079	12.26%
Среднее значение		0.556	1.508	0.122	0.064	8.52%
3 Кластер	Лукойл	0.290	1.478	0.164	0.365	9.48%
	Газпром нефть	0.434	1.487	0.220	0.286	9.20%
	Славнефть	0.489	1.445	0.139	0.148	9.49%
Среднее значение		0.404	1.470	0.174	0.266	9.39%
Сургутнефтегаз		0,1475	4.270	0.209	1.261	8.70%

Работа выполнена в рамках Комплексной программы фундаментальных исследований СО РАН «Междисциплинарные интеграционные исследования» по проекту № ИП-66ПН

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Филимонова И.В. Анализ транспортировки газа на экспорт из России / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 6. – С. 60 – 65.
2. Филимонова И.В. Комплексный экономический анализ компаний нефтегазовой отрасли России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин // Экономический анализ: теория и практика. – 2019. – Т. 18. – № 5 (488). – С. 925 – 943.
3. Эдер Л.В. Проблема рационального использования попутного нефтяного газа в России / Л.В. Эдер, И.В. Проворная, И.В. Филимонова // География и природные ресурсы. – 2019. – № 1. – С. 14 – 20.
4. Проворная И.В. Современное состояние и перспективы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности Новосибирской области / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // Сибирская финансовая школа. – 2019. – № 1 (132). – С. 3 – 9.
5. Филимонова И.В. Система финансово-экономических показателей работы нефтегазовой промышленности России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Менеджмент в России и за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 63 – 70.
6. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20 – 30.
7. Филимонова И.В. Структурный анализ доходов нефтегазовых компаний / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 4 (172). – С. 9 – 15.

УДК 330.354

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ЭКОНОМИКУ СТРАН МИРА

Черепанова Дарья Михайловна

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студентка
экономического факультета, CherepanovaDM@yandex.ru*

В настоящее время значительно возрос интерес к проблеме «ресурсного проклятья». В статье на основе анализа панельных данных исследуются закономерности функционирования «ресурсного проклятья» в 41 стране, классифицированных по уровню доходов, добычи нефти и демократии за период 1990 - 2016 гг. Приводятся результаты межстрановых эконометрических исследований эффектов ресурсной зависимости, анализируются последствия с точки зрения экономического роста, дается оценка ситуации в российской экономике.

Ключевые слова: ресурсная зависимость, ресурсное проклятье, экономический рост, панельные данные.

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF OIL AND GAS COMPLEX ON ECONOMY OF THE COUNTRIES OF THE WORLD

Cherepanova Daria

*Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, faculty of economics student,
CherepanovaDM@yandex.ru*

Nowadays interest in the problem of the “resource curse” has increased. This article examines the patterns of functioning of the “resource curse” in 41 countries, classified by different groups of income, oil production and democracy for the period of 1990-2016, based on the analysis of panel data. The results of cross-country econometric studies of the effects of resource dependence are presented, the consequences in terms of economic growth were analyzed, and the situation taking place in Russia was estimated.

Keywords: resource dependence, resource curse, economic growth, panel data.

Россия обладает значительным ресурсным потенциалом, особенно нефти и газа, которые обеспечивают основные доходы федерального бюджета, накапливаются в специализированных фондах [4], а также Россия входит в число мировых лидеров по их добыче. Однако наблюдаются низкие и нестабильные по динамике темпы экономического роста. За пятилетний период с 2013 по 2018 гг. темп роста ВВП России не превысил 3,0%, в отдельные годы был даже отрицательным.

В последние десятилетия экономисты отмечают, что некоторые богатые ресурсами страны в Африке, Латинской Америке и на Ближнем Востоке имеют низкие темпы экономического роста по сравнению со странами, обладающими меньшими запасами ресурсов [8]. Для такого явления Аути (1993) ввел термин «ресурсное проклятье». Большинство экономистов считают, что необходимо более тщательно рассмотреть вопросы эндогенности в показателях ресурсной зависимости, увеличить исследуемый период и уделить внимание используемым эмпирическим методологиям [1].

Рассмотрим механизм «голландской болезни». Сырьевая модель экономического развития включает ряд основных стадий: возникновение, формирование [5]. Высокие цены на сырье вынуждают страны, обладающие потенциалом его добычи, наращивать экспорт и инвестировать в разведку и разработку этого сырья. Формирование «голландской болезни» связано с увеличением валютной выручки от экспорта сырья, что приводит к росту доходов государства [3]; снижению экономической инициативы развития перерабатывающих производств; укреплению реального курса национальной валюты; снижению конкурентоспособности несырьевых товаров и снижению инвестиций. Следовательно, «голландская болезнь» имеет ряд негативных последствий, подрывающих экономический потенциал страны [2]. Но необходимо учитывать ряд позитивных

последствий ресурсной модели развития: рост общего уровня жизни; появление возможности финансирования социальных и инфраструктурных проектов; мультипликативный эффект на смежные отрасли экономики [6].

Целью исследования была оценка влияния показателей нефтяной зависимости на экономический рост ряда стран, в том числе России, за период 1990 - 2016 гг.

В качестве основного инструментария оценки влияния ресурсной зависимости на экономический рост была использована модель панельных данных. Выборка состоит из 41 страны за период 1990 - 2016 гг. Для достижения стационарности все переменные конвертируются в их темпы прироста. Страны были разделены на группы: по уровню дохода (страны ОЭСР/не страны ОЭСР), по уровню добычи нефти (добывающие/ не добывающие) и по уровню демократии (свободные/ частично свободные/ несвободные). Данные получены из Всемирного банка (World Bank), из статистики ВР, из данных агентства Freedom House.

В статье была оценена панельная регрессия вида:

$$\Delta GDP = \alpha + \beta_1 * \Delta OilDependency + \beta_2 * \Delta Z + \varepsilon, \quad (1)$$

где ΔGDP – изменение величины ВВП на душу населения в постоянных ценах 2010 года;

$\Delta OilDependency$ – изменение показателей нефтяной зависимости: нефтяной ренты, стоимости экспорта нефти и экспорта нефти.

ΔZ – матрица других объясняющих переменных: открытость экономики, ВНОК, обменный курс, расходы на конечное потребление, расходы на конечное потребление д/х, инфляция, численность рабочей силы, прямые иностранные инвестиции.

Для выбора наиболее адекватной модели из простой регрессии, модели с фиксированными эффектами и модели со случайными эффектами было проведено попарное сравнение оцененных моделей с помощью следующих тестов: тест Вальда; тест Бройша-Паган; тест Хаусмана.

В ходе исследования были проверены следующие гипотезы: в странах с сырьевой экономикой нефтяная рента оказывает положительное влияние на экономический рост; ресурсная зависимость не напрямую влияет на экономический рост, а с помощью вспомогательных факторов; для каждой группы стран существует характерный только ей набор значимых и незначимых факторов.

В результате проделанного анализа было выявлено, что для стран, классифицированных по уровню дохода, фактор ренты оказывается незначимым. Для стран ОЭСР высокое положительное влияние на экономический рост оказывает валовое накопление основного капитала, и положительное, но небольшое влияние оказывает открытость экономики. Конечное потребление и обменный курс негативно влияют на экономический рост. Для стран, не входящих в ОЭСР, мы получили иные результаты. Влияние открытости экономики становится отрицательным. И остальные переменные: конечное потребление и численность рабочей силы, также оказывают негативное влияние на экономический рост.

При классификации стран по уровню добычи для не добывающих стран потребление д/х имеет большой положительный вклад в экономический рост. Конечное потребление и обменный курс оказывают отрицательное влияние. Для добывающих стран фактор ренты значим, но оказывает незначительное положительное влияние. Открытость экономики также как и для группы стран, не входящих в ОЭСР, отрицательно связана с экономическим ростом.

При классификации по уровню демократии для группы свободных стран велико положительное влияние валового накопления основного капитала, рента тоже положительно связана с экономическим ростом, но её влияние незначительно. В свою очередь, отрицательные коэффициенты имеют расходы на конечное потребление и численность рабочей силы. В частично свободных странах наибольшую отрицательную взаимосвязь с ВВП имеют расходы на конечное потребление и численность рабочей силы, намного меньше отрицательная связь с обменным курсом и рентой, но факторы значимы. Больше всего положительно на экономический рост влияют расходы д/х, немного меньшее влияние у валового накопления основного капитала. В несвободных странах фактор ренты оказывается незначимым, но стоимость экспорта нефти значима и оказывает положительное влияние на экономический рост. Также положительно влияет на ВВП валовое накопление основного капитала. Открытость экономики здесь снова негативно влияет на рост экономики (таблица 1).

Таблица 1 - Результаты статистической оценки (коэффициенты) влияния ресурсной зависимости на экономический рост

Фактор	Страны ОЭСР	Не страны ОЭСР	Добывающие страны	Не добывающие страны	Свободные страны	Частично свободные страны	Несвободные страны
Рента	-	-	0,0067	-	0,0008	-0,0063	-
Стоимость экспорта нефти	-	-	-	-	-	-	0,0265
Открытость экономики	0,0429	0,3223	-0,0263	-	-	-	-0,0298
ВНОК	0,2507	-	-	-	0,2242	0,0661	0,0998
Обменный курс	-0,0586	-	-	-0,0491	-	-0,0370	-
Конечное потребление	-0,3018	-0,1036	-	-0,6842	-0,3616	-0,3540	-
Конечное потребление д/х	-	-	-	0,5177	-	0,2126	-
Численность рабочей силы	-	-0,1493	-	-	-0,1578	-0,2549	-

Под «ресурсным проклятием» более уместно понимать неопределенность, свойственную развитию любой экономики ресурсно-сырьевому типу, включая российскую, которая обусловлена действием множества факторов (конъюнктурных, финансовых, политических, социальных). Темпы экономического роста в большей степени зависят от широкого комплекса институциональных условий [7], в которых протекают основные процессы хозяйственной деятельности. Странам, подверженным сырьевой зависимости, следует научиться правильно использовать преимущества ресурсной ренты на благо общества.

Неспособность страны трансформировать высокие доходы от экспорта природных ресурсов в эффективные производства с высокой производительностью труда, развитую инфраструктуру, развитие человеческого капитала приводит к целому ряду макроэкономических и структурных негативных последствий. Инвестируя и развивая высокие технологии, науку и образование, машиностроение и обрабатывающий сектор, страны, в том числе и Россия, способны обеспечить стабильно высокие темпы роста экономики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Гурвич Е.Т. Нефтяной суперцикл и бюджетная политика / Е.Т. Гурвич, И.В. Прилепский, И.В. Беляков // Вопросы экономики. – 2015. – № 9. – С. 5 – 30.
2. Конторович А.Э. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) / А.Э. Конторович, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51 – 61.
3. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России: состояние, проекты, международное сотрудничество / А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер // Российская академия наук, Сибирское отделение; Институт экономики и организации промышленного производства, Сибирское отделение РАН. Новосибирск, 2011.
4. Филимонова И.В. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, И.В. Проворная, Р.А. Мочалов // Недропользование XXI век. – 2016. – № 10. – С. 16 – 22.

5. Эдер Л.В. Современное состояние и основные тенденции развития нефтяной промышленности / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 3. – С. 40 – 51.
6. Эдер Л.В. Экономика нефтегазового сектора России / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова // Вопросы экономики. - 2012. - № 10. - С. 76 – 91.
7. Mehlum H. Institutions and the Resource Curse / H. Mehlum, K. Moene, R. Torvik // The Economic Journal. – 2006. – №116. – P. 1 – 20.
8. Sachs J. The Curse of Natural Resources / J. Sachs, A. Warner // European Economic Review. – 2001. – V.45. – P. 827 – 838.

УДК 338.012

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НАЛОГОВЫХ ЛЬГОТ ПО НДС НА ДОБЫЧУ НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Чукарева Светлана Борисовна

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия, студент
Экономического факультета, freyalight@gmail.com*

Комарова Анна Владимировна

*Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН,
г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, a.komarova@g.nsu.ru*

Настоящая работа посвящена анализу влияния налоговых льгот, применяемых в формуле НДС, на развитие нефтегазовой отрасли в Восточной Сибири. Была проанализирована динамика добычи нефти в трех крупнейших регионах Восточной Сибири: Республика Саха, Красноярский край и Иркутская область. Были выявлены основные последствия введения корректирующих льготных коэффициентов по НДС для производственных показателей отрасли на региональном уровне.

Ключевые слова: налоговые льготы, НДС, Восточная Сибирь, добыча нефти, нефтегазовый сектор.

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF MET TAX RELIEF ON THE OIL PRODUCTION IN EASTERN SIBERIA

Chukareva Svetlana

*Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, student of the Economic Department,
freyalight@gmail.com*

Komarova Anna

*Institute of economics and industrial engineering SB RAS, Novosibirsk, Russia, research fellow,
a.komarova@g.nsu.ru*

This paper is devoted to analysis of the impact of tax incentives used in the mineral extraction tax formula on the development of the oil and gas industry in Eastern Siberia. The dynamics of oil production in the three largest regions of Eastern Siberia: the Sakha Republic, the Krasnoyarsk Territory and the Irkutsk Region was analyzed. The main implications of the introduction of corrective coefficients on MET for the industry performance indicators at the regional level were identified.

Keywords: tax relief, MET, Eastern Siberia, oil production, petroleum industry

В настоящей работе рассматривается влияние налоговых льгот по НДС на развитие добычи нефти и газа в Восточной Сибири, а также сопутствующее изменение доходов федерального бюджета Российской Федерации. Налоговые льготы по НДС отличаются тем, что вводятся посредством корректирующих коэффициентов, в этом состоит сложность их оценки и определение влияния каждой отдельной льготы [1].

Налоговые льготы на нефть и газ, разработанные специально для «новых месторождений» оказали большое влияние на развитие добычи нефти в регионах именно после 2007 - 2008 годов, когда были только введены первичные корректирующие коэффициенты (рис. 1).

Фактически введение налоговых льгот практически не оказало влияния на добычу газа и газового конденсата в Восточной Сибири: это связано с тем, что различные корректирующие коэффициенты, усложняющие формулу НДС и представляющие собой специфические льготы,

были введены лишь в 2014 году, и все еще не могли являться существенным драйвером роста добычи газа в регионе. Таким образом, в дальнейшем будет рассматриваться влияние налоговых льгот на нефть [2, 3].

Для Красноярского края льготная нефть принесла 67 млрд рублей налоговых поступлений в 2018 году, что является практически 30% от общих доходов бюджета от НДС. В Республике Саха поступления в бюджет от льготной нефти составили 17 млрд рублей при учете того факта, что еще в 2013 году нефтегазовые доходы бюджета в целом составляли не более 7 млрд рублей в год по региону. Иркутская область выступила как наиболее развитая в плане применения налоговых льгот и добычи полезных ископаемых в нефтегазовом секторе: в области обширно применяются налоговые льготы, активнее ведется добыча, поступления от льготной нефти в региональный бюджет составляют 74 млрд рублей [4, 5].



Рисунок 1 – Динамика добычи нефти и газа в Восточной Сибири

При этом потери бюджета от введения налоговых льгот уже в 2012 году стали ниже, нежели нефтегазовые доходы, то есть при помощи льготирования удалось достичь мультипликативного эффекта и качественно нарастить сырьевую базу регионов Восточной Сибири.

Оценка корректирующих коэффициентов

Каждая введенная льгота была оценена в пределах региона в рамках трех расчетных коэффициентов, которые были взяты из основных научных методик оценки эффективности налоговых льгот в России, оценки общей налоговой политики и сравнении текущих потерь бюджета и альтернативных издержек [6]. Проводилась оценка следующих видов льгот:

- Льгота на «новые месторождения» (Ккан и Кндпи в формуле НДС);
- Льгота по степени выработанности запасов участков недр (по коэффициентам Кв, Св);
- Льгота по величине запасов конкретных участков недр (по коэффициенту Кз);
- Льгота по степени сложности добычи нефти и характеристикам пласта (по коэффициенту Кд).

В результате один коэффициент, выделенный из методики Министерства Финансов по оценке эффективности налоговой политики, в полной мере отражает весь проделанный анализ и иллюстрирует льготы, которые продемонстрировали эффективность в течение 5 лет [7]. Оценка производилась путем дисконтирования потерь и доходов бюджета от льгот по регионам с применением базовых ставок процента и с поправкой на уровень инфляции (таблица 1).

Таблица 1 – Значение коэффициента эффективности по трем анализируемым регионам

Показатель	Красноярский край	Республика Саха	Иркутская область
Льгота на «новые месторождения» (Ккан и Кндпи), млн. руб.	13 167	120	36 925
Льгота по коэффициенту Кв (Св<1)			2894

Льгота по коэффициенту Кз (Кз<1)	-2 578	- 270	39
Льгота по коэффициенту Кд (Кд<1)			- 18

Данные значения, характеризующие фактически дисконтированные денежные потоки в разрезе регионов и различных льгот, полноценно отражают ситуацию, сложившуюся на 2018 год в Восточной Сибири. Оценка произведена на основе трех регионах, поскольку только в них добывалась значительная часть нефти и газа [8].

Из данных очевидна неопределенность оценки Красноярского края: он демонстрирует положительную динамику, но по льготе, введенной в 2007 - 2008 году (льгота на «новые месторождения»), в то время как корректирующий коэффициент Кз пока не оказывает положительного влияния на региональный бюджет (причем данная тенденция имеет место быть в каждом рассматриваемом регионе). Налоговая политика в отношении Республики Саха также неэффективна с точки зрения «второй льготы», но демонстрирует положительную динамику в случае нефти из «новых месторождений». В Иркутской области подтверждается гипотеза о положительном влиянии налоговых льгот на динамику доходной части бюджета региона. Причем заметна эффективность льготы по коэффициенту Кв, в то время как для оценки льгот по выработанности запасов и характеристикам месторождений конкретно для Восточной Сибири необходимо рассмотреть больший период и, соответственно, провести повторный анализ в 2020 году.

Таким образом, в исследовании была выявлена закономерность изменения добычи и поступлений в бюджет среди регионов: Республика Саха все еще располагает налоговыми льготами в убыток региональному бюджету, поскольку нуждается в более мощном стимулировании со стороны государства нежели другие регионы Восточной Сибири. Налоговые льготы по НДС действительно представляют собой мощный инструмент регулирования добычи нефти в труднодоступных регионах, однако, их применение необходимо тщательно контролировать.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта АААА-А17-117022250127-8.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Комарова А.В. Развитие системы налогообложения нефтегазового комплекса России / А.В. Комарова, В.Ю. Немов // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 85-летию акад. А.Э. Конторовича (г. Новосибирск, 12-13 марта 2019 г.), 2019. – С. 64 – 67.
2. Малкина М.Ю. Факторный анализ и оценка поступлений НДС от нефтедобычи в Российской Федерации и ее регионах / М.Ю. Малкина, О.В. Павлинова // Экономический анализ: теория и практика. – 2015. – С. 36 – 48.
3. Мандрощенко О.В. Основные подходы к оценке эффективности налоговых льгот [Электронный ресурс] / О.В. Мандрощенко // Финансовая аналитика: проблемы и решения: электрон. науч. журнал. – 2016. – №39. – С. 45 – 48 – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/v/osnovnyye-podhody-k-otsenke-effektivnosti-nalogovyh-lgot>.
4. Министерство финансов Российской Федерации. Методика оценки эффективности налоговых льгот от 10.11.2017. – Режим доступа: <https://qps.ru/qsuCG>
5. Филимонова И.В. Инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний России / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, А.В. Комарова, С.И. Шумилова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 5 (173). – С. 13 – 20.
6. Филимонова И.В. Структурные изменения в нефтедобыче России / И.В. Филимонова, Эдер Л.В., В.Ю. Немов, А.В. Комарова // Экологический вестник России. – 2018. – № 1. – С. 10 – 17.
7. Филимонова И.В. Ресурсные регионы России: социально-экономические показатели и инновационное развитие / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, А.В. Комарова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2018. – № 4. – С. 167 – 171.

8. Filimonova I.V. Technical, Economic and Fiscal Aspects of Increasing the Efficiency of Development of Oil and Gas Regions in the East of Russia / I.V. Filimonova, A.V. Komarova, M.V. Mishenin // 14th International Scientific - Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering (APEIE-2018) - 44894: Proceedings. – 2018. – Т. 1. – №6. – С. 374 – 378.

УДК 339.94

ВЛИЯНИЕ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЙ НА РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Шумилова Светлана Игоревна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, г.Новосибирск, Россия, младший научный сотрудник, svetlana.shumilova1410@gmail.com

Настоящая работа посвящена анализу влияния прямых иностранных инвестиций на основные производственные и экономические показатели нефтегазовой отрасли России. Так же проанализированы эконометрические подходы к изучению прямых иностранных инвестиций и их влияния на развитие экономики и нефтегазового сектора.

Ключевые слова: иностранные инвестиции, нефтегазовый комплекс, экономические показатели, производственные показатели.

ASSESSMENT OF THE FOREIGN INVESTMENTS IMPACT ON THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN RUSSIA

Shumilova Svetlana

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Research Assistant, svetlana.shumilova1410@gmail.com

This work is devoted to the analysis of the impact of foreign direct investment on the main production and economic indicators of the oil and gas industry in Russia. Econometric approaches to the study of foreign direct investment and their impact on the development of the economy and the oil and gas sector are also analyzed.

Keywords: foreign investments, oil and gas industry, economic indicators, production indicators

Иностранные инвестиции являются движущей силой развития российского нефтегазового комплекса и экономики в целом. Так было до 2014 года, сегодняшняя ситуация несколько изменилась: приток иностранных инвестиций в энергетический сектор России осложняется не только введенными санкциями, но и главным препятствием - нестабильностью мировых цен на энергоносители. Текущая ценовая конъюнктура, а также ситуация со спросом и предложением подталкивают иностранных инвесторов к сокращению инвестиционного предложения [1, 2].

Сегодня топливно-энергетический комплекс, особенно НГК, играет огромную роль в социально-экономическом развитии страны и увеличении ВВП, что определяет цель данного исследования. Целью исследования является оценка влияния иностранных инвестиций на развитие нефтегазовой отрасли в России. В настоящей работе в качестве изучаемых объектов рассмотрены компании нефтегазового комплекса России [3, 4].

Для достижения цели исследования был создан методический подход, состоящий из следующих блоков (рис. 1). Временные ряды используются в этом исследовании. Эконометрическая модель применяется к данным по выбранным показателям нефтегазового сектора и оценивает параметры для анализа направления взаимосвязи и влияния между ПИИ и другими переменными (производство нефти и газа, объем переработки нефти и газа, восполнение сырьевой базы нефти и газа, экспорт нефти и газа, выручка, прибыль, капитальные затраты, операционные затраты, налоговая нагрузка, собственный и заемный капитал нефтегазовой отрасли).



Рисунок 1 – Методологический подход к комплексному анализу влияния прямых иностранных инвестиций на развитие нефтегазовой отрасли в России

Характеристика результатов исследования

В последние годы в мировой экономике преобладает эконометрический подход к изучению прямых иностранных инвестиций и их влияния на развитие экономики и нефтегазового сектора. В большинстве работ он используется для обоснования гипотез, выдвинутых авторами. Его недостатки заключаются в следующем: он подвержен сильным статистическим ошибкам из-за неточной или непредставительной выборки, условия применимости регрессионных моделей, как правило, требуют введения серьезных ограничений, которые не наблюдаются в реальной экономике. Интерпретация результатов подобных исследований также предоставляет некоторую свободу для авторов.

Однако использование эконометрических методов наиболее эффективно для выявления зависимости и влияния таких переменных, как иностранные инвестиции и производственно-экономические показатели нефтегазового комплекса [5, 6].

На основании результатов моделей можно сделать вывод, что приток иностранных инвестиций существенно влияет на добычу нефти, переработку газа и налоговую нагрузку, а такие показатели, как добыча нефти, воспроизводство нефтегазовой ресурсной базы, экспорт нефти и газа, выручка, капитальные затраты существенно влияют на приток ПИИ.

Также по итогам исследования можно дать рекомендации для компаний и государства:

1. Для компаний: для привлечения ПИИ необходимо обратить внимание на такие производственные факторы инвестиционной привлекательности, как добыча нефти, воспроизводство сырьевой базы в целом и показатели внешней торговли - экспорт нефти и газа.

2. Для компаний: при формировании заемных средств компаниям необходимо учитывать тот факт, что для привлечения ПИИ выручка, а не прибыль, является основным стимулирующим фактором инвестиционной привлекательности, а также сумма капитальных затрат, которые представляют собой основной элемент инвестиционного цикла проекта.

3. Для государства: значение нефтегазовой отрасли в России невозможно переоценить, а такие параметры отрасли, как добыча углеводородов, добыча сырья и экспорт, имеют решающее значение для инвестиционного климата страны. Этот вывод может быть использован в будущем при прогнозировании различных сценариев развития экономики.

Продолжением данной работы является рассмотрение моделей на уровне компаний, а также прогнозирование будущего развития нефтегазовой отрасли в России с использованием выбранных моделей и полученных результатов [7, 8].

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-010-0103.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Проворная И.В. Нефтеперерабатывающая отрасль России на современном этапе развития / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Экологический вестник России. – 2019. – № 3. – С. 1 – 9.
2. Филимонова И.В. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России на фоне мировых тенденций / И.В. Филимонова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 4. – С. 12 – 20.
3. Филимонова И.В. Анализ транспортировки газа на экспорт из России / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Транспорт: наука, техника, управление. – 2019. – № 6. – С. 60 – 65.
4. Филимонова И.В. Комплексный экономический анализ компаний нефтегазовой отрасли России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин // Экономический анализ: теория и практика. – 2019. – Т.18. – № 5 (488). – С. 925 – 943.
5. Эдер Л.В. Проблема рационального использования попутного нефтяного газа в России / Л.В. Эдер, И.В. Проворная, И.В. Филимонова // География и природные ресурсы. – 2019. – № 1. – С. 14 – 20.
6. Проворная И.В. Современное состояние и перспективы развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности Новосибирской области / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, А.В. Комарова // Сибирская финансовая школа. – 2019. – № 1 (132). – С. 3 – 9.
7. Филимонова И.В. Система финансово-экономических показателей работы нефтегазовой промышленности России / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова // Менеджмент в России и за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 63 – 70.
8. Проворная И.В. Устойчивые тенденции развития нефтепереработки в России: региональная и организационная структура отрасли / И.В. Проворная, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 1 (169). – С. 20 – 30.

У К А З А Т Е Л Ь А В Т О Р О В

Алеева А. О.	48	Дзюба Ю. А.	325	Котик И. С.	110
Александрова Е. М.	251	Диева Н. Н.	254	Котик О. С.	110, 112
Антонова М. В.	140	Долженко К. В.	106	Кравченко М. Н.	246
Аюнова Д. В.	208	Дорошенко А. А.	227	Крошка Е. С.	176
Багаев Д. З.	211	Дребот В. В.	153	Крошка Е. С.	76
Балобаненко А. А.	143	Дробчик А. Н.	70	Крутенко Д. С.	220
Бардачевский В. Н.	163	Дугаров Г. А.	67	Кузнецова Д. Р.	259
Батова Г. И.	122	Евдокимов Н. А.	282	Куршева А. В.	122
Белая А. А.	73	Евменова Д. М.	256	Левинский И. Ю.	184
Бобков Н. И.	29	Елишева О. В.	204	Линк А. Э.	338
Бобров П. П.	176	Ершов А. В.	184	Лисица В. В.	83
Богданович Е. С.	318	Жердева А. В.	115	Литвиненко И. В.	122
Болотова В. О.	254	Жилич С. В.	23, 26	Литвинова А. Е.	115
Брагин А. Ю.	275	Залетова Н. М.	184	Логинов Г. Н.	61
Бурухина А. И.	103	Захарова М. Р.	285	Локтионова О. А.	224
Бутенко В. А.	322	Земнухова Е. А.	328	Лунёва Т. Е.	293
Важенина О. А.	242	Иванова И. И.	73	Лыбина О. Н.	180
Веклич М. А.	115	Иванова М. С.	251, 265, 285	Людкевич А. И.	262
Велесов Д. В.	52	Игнатъев С. Ф.	166, 341	Магомедов А. Ю.	79
Ворожейкина Е. А.	146	Изох О. П.	133	Мазуркевич В. В.	184, 227
Газалиев Р. Р.	318	Икон К. О.	170	Максимова А. А.	150, 156
Гайфулина Е. Ф.	278	Инякин В. В.	269	Матлай Л. М.	32
Галиева М. Ф.	220	Инякина Е. И.	251, 259, 265, 285	Махнач Е. Н.	73
Галимова Г. М.	13	Калачёва Я. А.	275	Межецкий В. В.	307
Ганин С. Ю.	55	Карбосова З. К.	296	Мезин А. А.	81
Гончаров И. В.	115	Катанова Р. К.	251, 265	Мельник Д. С.	118
Горносталев Д. И.	58	Кириллина М. С.	296	Мельников П. Р.	341
Грицай В. Н.	217	Кожевин В. Д.	332	Меренкова А. С.	296
Грубась С. И.	61	Кокорев О. Н.	143	Михайлов И. В.	52
Грушевская О. В.	16	Колесников А. В.	29	Михеев А. Н.	296
Губина Е. А.	188	Колесников Ю. И.	93	Мишенин М. В.	347
Гурьев В. А.	64	Комарова А. В.	335, 372	Могилатов В. С.	64
Гусева С. М.	214	Кондрашова Е. С.	289	Моргунова И. П.	122
Даньщикова И. И.	20	Космачева А. Ю.	174	Мосягин Е. В.	55
Деркачев А. С.	150, 156			Немов В. Ю.	348

Нефедкина Т. В.	96	Романов А. В.	227	Федин К. В.	94
Новиков М. А.	83	Рябова С. А.	87	Федорович М. О.	234
Новокрещин А. В.	278	Самохин С. О.	193	Федосеев А. А.	314
Обухов П. В.	300	Санькова Н. В.	227	Филимонова И. В. ...	352, 365
Ожогова Л. М.	352	Селиванов А.Е.	197	Фокин М. И.	67
Окулов А. К.	126	Серов В. В.	201	Фомин М. А.	300
Олюнина О. А.	170	Сизых А. В.	318	Фурсенко Е. А.	103
Парфенова Т. М.	118	Соколов А. Д.	231	Хачкова Т. С.	83
Петров А.Л.	129	Сурикова Е. С.	234	Хогоева Е. Е.	136
Петров М. Н.	304	Суродин И.В.	52	Хуснуллина Г. Р.	166
Петрова А.В.	180	Сырбу Н. С.	126	Чеботарева А. В.	365
Петрова В. И.	122	Тагаева А. А.	358	Черепанова Д. М.	368
Петрова Д. А.	266	Тарачева Е. С.	307	Черников А. А.	159
Пирогова Е. А.	166	Татевосян Л. С.	239	Черных А. В.	140
Пирожкова М.А.	188	Темникова Е. Ю.	311	Чукарева С. Б.	374
Подугольникова Е. Е. ...	133	Титов Ю.В.	13	Шалдыбин М. В.	289
Позднякова А. И.	191	Тихонова К. А.	41	Шапорина М. Н.	197
Попов Б. М.	35	Томская В. Ф.	285	Шилов Н. Н.	96
Порозов И. И.	38	Томский К. О.	251,269	Шпильман М. А.	246
Потапов В. В.	64	Торощина А. В.	361	Шумилова С. И.	378
Проворная И. В.	355, 358	Тригуб А. В.	242	Шумскайте М. Й.	99,176
Протопопов К. В.	269	Тригубович Г. М.	73	Щепелин М. А.	204
Репин А. В.	76	Трушкина А. Е.	44	Щипков А. А.	143
Репчук С. В.	262	Уварова И. В.	16	Эдер Л. В.	332
Рогов В. И.	133	Фадеева И. И.	90	Яцук А.В.	126
Рогозин Д. Ю.	26	Фадеева С. В.	115		
Родионова О. В.	76,176	Фаустова А. С.	159		

Научное издание

**МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАУЧНОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ С УЧАСТИЕМ ИНОСТРАННЫХ УЧЕНЫХ**

ТРОФИМУКОВСКИЕ ЧТЕНИЯ-2019

Статьи публикуются в авторской редакции.