



РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА



01 октября 2020 года

СБОРНИК ТРУДОВ

г. Москва

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»**

СБОРНИК ТРУДОВ

**ХIII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ**

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

01 октября 2020 г.

**Москва
2020**

Сборник трудов XIII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 307 с.

ISBN 978-5-91961-340-4

В сборнике представлены статьи участников XIII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». В докладах рассматривается широкий круг вопросов, касающихся: геологии, геофизики и мониторинга месторождений нефти и газа; разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечения; вопросов технологии переработки нефти и газа, нефтехимии и химмотологии топлив и смазочных материалов; проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования и сооружений нефтегазового комплекса; автоматизации, моделирования и энергообеспечения технологических процессов нефтегазового комплекса; экономики и управления нефтегазовым производством; совершенствования систем управления трудом и персоналом в компаниях нефтегазовой отрасли; правового регулирования деятельности организаций нефтегазового комплекса и реализации программы импортозамещения оборудования нефтегазового комплекса.

Ответственный редактор:	профессор В.Г. Мартынов
Редакционная комиссия:	профессор А.Ф. Максименко доцент А.Н. Комков

ISBN 978-5-91961-340-4

© РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020

Стратегическое партнерство нефтегазового бизнеса, науки и образования: эффективные формы взаимодействия

(Strategic partnership of the oil and gas business, science and education: effective forms of interaction)

Аввакумов Виталий Юрьевич¹, Андропова Ирина Владимировна²

¹ Старший преподаватель, к.э.н.

² Профессор, д.э.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Исследование направлено на изучение опыта формирования стратегических партнёрств путем объединения ресурсов нефтегазовых компаний, их научно-проектных подразделений и образовательных организаций для достижения целевых приоритетов сторон, входящих в альянс. Определены основные принципы, на которых создаются стратегические партнерства, оценены эффекты, полученные от долгосрочного сотрудничества. Рассмотрены эффективные формы взаимодействия между участниками партнерства и направления их развития на примере одной из крупнейших российских нефтегазовых компаний.

ABSTRACT

The study aims to study the experience of forming strategic partnerships by pooling the resources of oil and gas companies, their research and design divisions and educational organizations to achieve the target priorities of the alliance members. The basic principles on which strategic partnerships are created are determined, the effects obtained from long-term cooperation are evaluated. Effective forms of interaction between the participants in the partnership and the directions of their development are examined using the example of one of the largest Russian oil and gas companies.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Стратегическое партнерство, эффективное научно-техническое взаимодействие, модернизация образования

KEYWORDS

Strategic partnerships, effective scientific and technical cooperation, modernization of education

В настоящее время российская нефтегазовая индустрия сталкивается с целым рядом технологических и экономических вызовов. Например, к ним относится снижение доли активных запасов нефти на фоне роста доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов. Ситуацию в отрасли также усугубляют нестабильное положение на рынке углеводородов и секторальные санкции западных стран. Данные вызовы требуют действий, направленных на создание новых технологий, причем не только импортозамещающих, но и опережающих лучшие современные технологические решения по ряду параметров.

Для создания и успешного вывода на рынок опережающих технологий необходимо понимание стратегических приоритетов в технологическом развитии, четкий технологический менеджмент проекта от стадии зарождения идеи до внедрения и использования новой технологии. Для этого процессу нефтегазовым компаниям нужны партнеры (университеты, технологические центры, научно-исследовательские институты, инжиниринговые компании и т.п.), а также высококвалифицированный

персонал, обеспечивающий решение всего комплекса организационных, научно-технических и производственных задач.

Разработка новых технологических решений и подготовка персонала - задачи, которые могут быть реализованы нефтяными компаниями в партнерстве с образовательными, научно-техническими и проектными организациями. Стратегическое партнерство традиционно предполагает эффективные формы кооперации ресурсов и координации деятельности компаний для получения ими взаимных выгод и синергетического эффекта.

Стратегическое взаимодействие, входящих в альянс сторон, должно быть основано на долгосрочных взаимоотношениях, которые регулируются договорами (или соглашениями), целью которых является реализация поставленных перед участниками единых стратегических целей. Достигается это путём объединения финансовых, технологических, трудовых, интеллектуальных и иных ресурсов при реализации совместных проектов [2].

Для формирования эффективного стратегического партнерства необходимо обеспечение следующих принципов:

- совместная заинтересованность участников партнерства в эффективном сотрудничестве, взаимное признание стратегического характера отношений;
- учет взаимных интересов партнеров, возможность достижения компромиссов в процессе работы по достижению стратегических целей;
- долгосрочный характер партнерских отношений, согласование ключевых направлений взаимодействия на продолжительную перспективу;
- наличие действенных механизмов реализации мероприятий, лежащих в основе партнерских отношений;
- правовое закрепление механизмов стратегического партнерства в юридических документах (договорах, меморандумах, соглашениях и проч.);
- неукоснительное выполнение участниками стратегического альянса своих обязательств;
- обеспечение высокой результативности стратегического партнерства, получение максимальной выгоды от данного сотрудничества [1].

С позиции развития эффективных форм стратегических альянсов в нефтегазовой отрасли интересен опыт ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (далее – Общество) - научно-проектного комплекса Бизнес-сегмента «Геологоразведка и Добыча» нефтяной компании ПАО «ЛУКОЙЛ» (далее – Компания).

К числу форм стратегического взаимодействия, практикующихся в Обществе можно отнести следующие:

1. Организация научно-технического сотрудничества как с российскими, так и зарубежными отраслевыми университетами и научно-техническими центрами по ключевым направлениям деятельности. Сотрудничество направлено на обеспечение эффективной образовательной, научной и инжиниринговой поддержки деятельности организаций Группы «ЛУКОЙЛ» по созданию и внедрению новых техники и технологий для достижения стратегических приоритетов нефтегазовой компании.

Стратегическое партнерство обеспечивает своевременную и необходимую подготовку персонала для реализации стратегических и инновационных проектов в Компании и Обществе. Взаимодействие с образовательными организациями высшего образования включает следующие направления:

- совместная профориентационная работа с учащимися общеобразовательных и профессиональных образовательных организаций в целях их профессиональной ориентации;
- работа с обучающимися в образовательных организациях высшего образования;

- обучение и развитие работников Общества;
- совместная научно-техническая деятельность;
- обеспечивающая деятельность.

В настоящее время ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» имеет договоры о сотрудничестве с 8-ю российскими и 1-м зарубежным вузами, в планах Общества – дальнейшее расширение данного направления путем охвата большего количества вузов и научных организаций нефтегазовой направленности.

2. Создание и обеспечение успешного функционирования базовых кафедр в крупнейших российских университетах в целях использования их научного потенциала и повышения качества подготовки специалистов для отрасли. Функционирование базовых кафедр направлено на развитие интеграционных процессов между нефтегазовым бизнесом и высшим образованием по приоритетным научным направлениям, а также на повышение качества подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли.

Деятельность базовых кафедр включает следующие составляющие:

- проведение лекционных, практических и семинарских занятий по профильным дисциплинам в рамках магистерской подготовки;
- проведение для студентов открытых лекций и мастер - классов по актуальным отраслевым вопросам с привлечением высококвалифицированных экспертов и специалистов Компании и Общества;
- организация и проведение факультативов по актуальным вопросам отрасли и ее инновационного развития;
- организация прохождения студентами производственной, преддипломной практик, стажировок профессорско-преподавательского состава университетов;
- содействие магистрантам, аспирантам и соискателям университетов в проведении научных исследований по актуальным тематикам;
- проведение совместных научно-практических мероприятий (конференций, форумов, круглых столов, семинаров) по актуальным вопросам нефтегазового производства и бизнеса.

К числу основных результатов деятельности базовых кафедр можно отнести:

- повышение качества подготовки молодых специалистов за счет внедрения в учебный процесс современных методов и технологий обучения;
- выявление одаренных студентов и молодых специалистов и создание условий, способствующих их трудоустройству в нефтегазовой отрасли, профессиональному росту;
- формирование нового поколения специалистов, владеющих знаниями механизма функционирования современных бизнес-процессов, основами проектного менеджмента, цифровыми технологиями;
- снижение сроков адаптации выпускников вуза к работе в реальном бизнесе;
- совместные научно-исследовательские разработки, в том числе в рамках магистерских, кандидатских и докторских диссертаций;
- совершенствование учебно-методической, информационной и материальной базы образовательных организаций высшего образования;
- осуществление системной работы по подготовке кадров высшей квалификации.

В настоящее время в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» действуют пять базовых кафедр, обеспечивающих подготовку магистров в области моделирования разработки месторождений нефти и газа, нефтегазового инжиниринга, современных нефтегазовых технологий, строительства скважин и инновационного менеджмента. Кафедры созданы в регионах присутствия Общества в крупнейших профильных организациях высшего образования.

Помимо сотрудничества с университетами научно-проектных комплексов активно взаимодействует с международными организациями, в частности, с Международным обществом инженеров нефтегазовой промышленности (SPE) и Европейской ассоциацией геологов и инженеров (EAGE) и проч.

3. Создание совместных научно-образовательных центров (НОЦ) нефтяной компании для подготовки квалифицированных, высокомотивированных выпускников, адаптированных к производственной среде и работе в сложных северных условиях, обладающих необходимым набором компетенций и владеющих знаниями в области самых современных технологий, применяемых в нефтегазовой отрасли.

Осуществление прорывного научно-технологического и социально-экономического развития Российской Федерации предусмотрено Указом Президента РФ от 07.05.2018 №204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», согласно которому предусматривается «...создание научно-образовательных центров мирового уровня на основе интеграции университетов и научных организаций и их кооперации с организациями, действующими в реальном секторе экономики» [4], крупные регионы и компании России приступили к созданию научно-образовательных центров.

Нефтяная компания ПАО «ЛУКОЙЛ» в рамках данного направления выступила с инициативой создания в г. Когалым Ханты-Мансийского АО – Югры Научно-образовательного центра (НОЦ) с привлечением к проекту одного из ведущих российских вузов - Пермского национального исследовательского политехнического университета (ПНИПУ). Цель проекта – объединение усилий производства, науки и образования для подготовки инженеров – нефтяников для северных регионов РФ с использованием накопленного опыта нефтяной компании, ее научно-проектного комплекса с образовательным потенциалом профильного технического вуза.

Преимущества создания НОЦ в г. Когалыме проявляются в возможности получения качественного практико-ориентированного образования непосредственно по месту проживания молодежи с перспективами трудоустройства в организациях Группы «ЛУКОЙЛ»; в использовании материально-технической базы НПК и нефтедобывающих обществ для выполнения научных и производственных проектов; во внедрении практико-ориентированных и гибких образовательных программ, адаптированных под запросы нефтегазового бизнеса.

При разработке Концепции НОЦ учтены лучшие практики, накопленные в ПАО «ЛУКОЙЛ», эффективно интегрированные в процесс обучения студентов. НОЦ планируется как кластер науки и прикладных инноваций, что достигается путем сопровождения разработки и реализации реальных научно-исследовательских, конструкторских, опытно-промышленных работ в соответствии с профилем обучения на базе интеллектуального и экспертного опыта, аккумулированного в Компании.

В НОЦ будет осуществляться подготовка по востребованным в отрасли направлениям и специальностям, в частности, по нефтегазовому делу, разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, геологии нефти и газа, машинам и оборудованию нефтяных и газовых промыслов. По мере функционирования НОЦ в соответствии с требованиями рынка спектр направлений и специальностей может быть расширен.

Деятельность НОЦ предполагает:

- обучение студентов постановке научно-технических задач, подготовке проекта и его этапов, достижению экономической эффективности;
- стажировки обучающихся в лучших отечественных и зарубежных компаниях, практическую подготовку в организациях Группы «ЛУКОЙЛ»;

- формирование актуальных тематик для проведения научных исследований студентами и преподавателями;
- привлечение к учебному процессу как преподавателей университетов, так и экспертов с мировым именем, высококвалифицированных специалистов научно-проектного комплекса и внутренних бизнес-тренеров ПАО «ЛУКОЙЛ»;
- использование Корпоративной системы управления знаниями как дополнительного источника получения знаний в качестве платформы для обмена опытом между студентами НОЦ, базовыми кафедрами и вузами-партнерами, получения обратной связи по практическому применению студенческих разработок;
- консолидация результатов научных исследований студентов и преподавателей, поддержка их в части защиты интеллектуальной собственности.

Концепция создания НОЦ предусматривает строительство в г. Когалым в рамках единого архитектурного решения всех необходимых объектов для организации учебного процесса и научных исследований: учебных корпусов с современной библиотекой и возможностью мультимедийного и дистанционного обучения; объектов инфраструктуры - студенческого городка с жилым комплексом для преподавателей; технопарка – ресурсного центра для осуществления учебного процесса и научно-инновационных исследований.

ПАО «ЛУКОЙЛ» исходя из потребностей нефтегазодобывающих предприятий планирует осуществлять целевое направление на обучение абитуриентов со всей России, желающих работать в отрасли, с последующим приемом на работу выпускников НОЦ в организации Группы «ЛУКОЙЛ».

Изучение опыта ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в области создания эффективных форм стратегических партнёрств с образовательными организациями высшего образования позволит уйти от ранее действующих механизмов «спонсорского характера» при взаимодействии с университетами и создать принципиально новые подходы к формированию подлинно партнерских отношений.

Реализация и дальнейшее развитие эффективных форм стратегических партнерств на основе объединения ресурсов и возможностей нефтяной компании, ее научно-проектного комплекса, ведущих научных и образовательных отраслевых организаций, обеспечит достижение долгосрочных целей и выполнение задач, направленных на модернизацию профессионального образования и науки в нефтегазовом секторе.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Масюк Н.Н., Батурина О.А., Бушуева М.А. Стратегическое партнерство университетов с бизнес-средой: баланс взаимных интересов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://science.vvsu.ru/files/ED260D53-147A-4C7C-93F6-322F862C63BF>.
2. Pahl N, Richter A. International Strategic Alliances and Cross-Border Mergers & Acquisitions. - 2009, p.6.
3. Указ Президента РФ от 07.05.2018 N 204 (ред. от 19.07.2018) «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»: [Электронный ресурс] // СПС КонсультантПлюс: Законодательство: Версия Проф. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_297432/.

Цифровизация как инструмент повышения рентабельности освоения запасов
(Digitalization as an option to increase profitability development of reserves)

Анисимова Светлана Евгеньевна¹, Егорова Анна Павловна²

¹ К.э.н., доцент, ² Магистрант

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Промышленное освоение действующих месторождений нефти и газа приводит к истощению активов разрабатываемых регионов. Существует мощный добычной потенциал не востребуемых запасов, для вверения в оборот которых необходим анализ соответствия реальной отдачи сырьевой базы углеводородов ее потенциальным возможностям. Комплексное использование цифровых технологий позволяет повысить точность прогнозирования и рентабельность освоения запасов.

ABSTRACT

Industrial development of existing oil and gas fields leads to the depletion of assets of the developed regions. There is a great production potential of unclaimed reserves, which requires an analysis of the correspondence of the actual return of the raw material base of hydrocarbons to its potential capabilities. The integrated use of digital technologies makes it possible to increase the accuracy of forecasting and the profitability development of reserves.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Геолого-экономический аудит, не востребуемые запасы, трудноизвлекаемые запасы, Арктический шельф, цифровые технологии в нефтегазовом секторе

KEYWORDS

Geological and economic audit, unclaimed reserves, shale oil, Arctic shelf, digital technology in the oil and gas sector

На текущий период Россия имеет возможность полностью обеспечивать собственные потребности в нефти и газе, благодаря мощной сырьевой базе углеводородов (УВ). Но крупнейшие действующие активы разрабатываемых регионов истощаются, при этом по экспертным оценкам добычной потенциал не востребуемых запасов нефти может превышать 100 млн тонн в год. В таких условиях необходимо активно вовлекать в разработку малоизученные территории, такие как шельф Арктики, и трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), на освоение которых государством даются значительные налоговые послабления.

Чтобы иметь реальные представления о промышленной значимости не востребуемых запасов необходимо проводить геолого-экономический аудит (ГЭА) сырьевой базы УВ, с обязательным экономическим анализом ведущих факторов, оказывающих существенное влияние на рентабельность освоения запасов и геологической оценкой технологии промышленного освоения месторождений нефти и газа.

С момента начала действия санкционных ограничений на поставку в Россию оборудования и технологий для использования в арктических и глубоководных проектах российские компании вынужденно снизили свою активность в Арктике. Большой интерес в Арктическом регионе стало представлять развитие транспортных мощностей, в том числе через Северный морской путь (СМП).

Добыча ТРИЗ экономически представляется более выгодной, пусть и не менее технически сложной. На долю ТРИЗ приходится 27% от общего объема извлекаемой

нефти. Введенная в действие и гармонизированная с международными системами классификация запасов УВС призвана расширить ГЭА и обеспечить переход к механизму, основанному не только на геолого-экономической, но и на технико-экономической оценке возможности разработки запасов полезных ископаемых. Классификация ставит целью создать дополнительные условия для вовлечения трудноизвлекаемых запасов в оборот, чтобы забалансовые, считавшиеся неэффективными, запасы могли стать значительной частью сырьевой базы страны.

Важную роль в снижении затрат и повышении эффективности деятельности играет цифровизация процесса, начиная от разведки и до обустройства месторождения. Мониторинг, интегрированное моделирование нефтегазового производственного цикла, экранное планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) позволяют повысить процент подтверждения рентабельно извлекаемых запасов.

По оценкам специалистов цифровые технологии, улучшая эффективность геологоразведки и скорость внедрения методов увеличения нефтеотдачи и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, способны в течение 10 лет компенсировать объем добычи на истощенных многолетней эксплуатацией месторождениях. Это так же необходимо учесть при проведении оценки рентабельности объектов.

Результатом отчетов ГЭА должна стать обширная информация по локальным объектам, дающая полное представление об их сырьевом потенциале, детальной геолого-промысловой структуре, степени подготовленности объектов к промышленному освоению, необходимых объемах работ и денежных затрат, экономических показателях освоения, добычных возможностях запасов и ресурсов, с обязательным определением степени экономической устойчивости и минимальных рентабельных размеров при низких ценах на нефть и газ. Учитывая продолжительность процесса освоения, временные рамки аудита должны охватывать период не менее 3-5 лет.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Коньшев В.Н., Сергунин А.А.* Арктический регион: вопросы международного сотрудничества. Учеб.-метод. Материалы / В.Н. Коньшев, А.А. Сергунин . – М: Спецкнига. – 2015. – 72 с.
2. *Банько Юрий.* Линия жизни / Ю. Банько // Нефть России. – 2018. - №5. – с. 23 -28.
3. *Выгон Григорий.* Экономика в новой классификации запасов УВС: из прошлого в будущее / Г. Выгон // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. - №22. – с. 51 - 56.
4. *Донской Сергей.* Новая классификация как гармонизация отношений в недропользовании / С. Донской // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. - №22. – с. 47 - 50.
5. *Иванов С.Н., Анненкова Т.Е., Казанов О.В., Кушнарев П.И.* Новая классификация запасов и прогнозных ресурсов ТПИ и Положение о стадийности ГРР: проблемы, связанные введением в действие / С.Н. Иванов, Т.Е. Анненкова, О.В. Казанов, П.И. Кушнарев // Недропользование XXI век. – 2018. - №2(71). – с. 106 - 110.
6. *Назаров В.И.* Геолого-экономический аудит сырьевой базы углеводородов / В.И. Назаров // Минеральные ресурсы России. – 2014. - №2. – с. 44 - 49.
7. *Степанец Л.Ю., Акопян Э.А.,* Анализ развития и эффективность внедрения цифровизации в нефтегазовую отрасль / Л.Ю. Степанец, Э.А. Акопян // Инновационная наука. – 2018. - №7-8. – с. 69-72.
8. *Тихонов Сергей.* Шельф «под паром» / С. Тихонов // Нефтегазовая вертикаль. – 2018. - №8. – с. 12 - 18.
9. *Трофимова О.В.* Основные результаты деятельности ЭТС ГКЗ в 2019 г. / О.В. Трофимова // Недропользование XXI век. – 2020. - №2. – с. 166 - 171.

Разработка и оптимизация технологии окислительного обессеривания дизельной фракции
(Development and optimization of the technology of oxidative desulfurization of diesel fraction)

Баклашкина К.А.

Магистрант

НИ ТПУ

Научный руководитель: к.т.н., доцент Самборская М.А.

АННОТАЦИЯ

Разработана и оптимизирована технология окислительного обессеривания дизельной фракции, как перспективного способа подготовки топлива к процессу гидроочистки. Составлена математическая модель реактора и схема автоматизация блока обессеривания. Рассчитан материальный и энергетический баланс реактора, предложена его конструкция, выполнен проектный расчет.

ABSTRACT

The oxidative desulfurization technology, as a promising way for preliminary preparation diesel fraction to hydrotreatment process, has been developed and optimized. Reactor simulation and automation diagram of the desulfurization unit were compiled. The material and energy balances of the reactor were calculated, design of the reactor was carried out.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Оптимизация, дизельное топливо, окислительное обессеривание, десульфуризация, математическая модель, реактор

KEYWORDS

Optimization, diesel fuel, oxidative desulfurization, desulfurization, mathematical model, reactor

Дизельное топливо – один из самых востребованных нефтепродуктов на мировом рынке; общее производство дизельного топлива 5-го экологического класса стабильно растет: так с 11 по 17 марта 2020 года количество производимого топлива выросло на 3,4 % до 1471,3 тыс. т [1]. Спрос на дизельное топливо особенно высок на европейском и азиатском рынках. Экспорт в эти страны сдерживает несоответствие качества топлива экологическим требованиям, предъявляемым на этих территориях.

Содержание ароматических углеводородов в дизельном топливе жестко контролируется, так как именно эта группа соединений ответственна за большую часть несгорающих и твердых частиц в отработавших газах дизельных двигателей. Особое внимание уделяют содержанию полициклических углеводородов, так как они оказывают токсическое воздействие.

Содержание сернистых соединений в дизельной фракции составляет от 0.02 до 2.00 %мас. Существует условное деление сернистых соединений на активные и неактивные. К активным сернистым соединениям относятся такие соединения, как свободная сера, меркаптаны и сероводород, при контакте с металлом вызывают коррозию. Их наличие в нефтепродуктах недопустимо. Неактивные соединения представлены сульфидами, дисульфидами, тиофеном и их производными и составляют 70-80 % от общей массы соединений серы. Установлено, что любые сернистые соединения в дизельном топливе при попадании в ДВС становятся активными и, как

следствие, вызывают коррозию цилиндропоршневой группы. Сернистые соединения отравляют катализаторы в процессе переработки дизельного топлива, переходят в сернистый ангидрид при окислении дизельного топлива и отравляют окружающую среду.

Кроме сернистых соединений дизельная фракция содержит азотсодержащие соединения, которые представлены производными хинолина, индола, пиридина и карбазола. Данная группа соединений оказывает отравляющее воздействие на катализаторы гидроочистки топлива, поэтому предварительное снижение соединений азота положительно скажется на сроке службы катализатора и степени десульфуризации. Содержание азота в дизельной фракции составляет от 0.01-0.03% мас. Из литературных источников известно, что азотсодержащие соединения в нефтях подразделяются на основные, слабоосновные и нейтральные. Большинство публикаций связаны с изучением нейтральных азотсодержащих соединений, об основных соединениях информация ограничена.

Для достижения содержания серы менее 10 ppm требуется реконструкция традиционного процесса гидроочистки, которая позволит повысить степень конверсии сернистых соединений. Для этого нужно увеличение время контакта и расхода водорода, использование дорогостоящих катализаторов. Потребление водорода увеличивается с «утяжелением» прямогонных дизельных фракций. Отработанный катализатор гидроочистки представляет собой твердые отходы при утилизации которых происходят выбросы углекислого газа. Перечисленные факторы указывают на необходимость разработки более стабильной технологии облагораживания дизельного топлива, способной повысить эффективность гидроочистки.

Перспективной технологией, позволяющей снизить стоимость производства дизельного топлива с низким содержанием серы, является процесс окислительного обессеривания. Экономическая целесообразность его применения зависит от состава сырья и параметров проведения процесса. Технология окислительного обессеривания является альтернативой традиционной технологии гидродесульфуризации и предполагает отказ от водорода и снижение капитальных затрат. При проведении данного процесса с относительной легкостью происходит разделение углеводородной части и продуктов окисления соединений серы. Высокий потенциал метода связан с высоким уровнем десульфуризации и экономически ценными образующимися сульфоксидами и сульфонами. Наиболее популярным агентом является пероксид водорода, он является дешевым, экологичным и коммерчески доступным.

Достоинством процесса окислительного обессеривания перекисью водорода и муравьиной кислотой по сравнению с каталитической гидроочисткой в том, что трудно десульфорируемые дибензтиофена легко окисляются при атмосферном давлении и температуре не выше 100 °С до образования продуктов окисления, которые легко отделяются от дизельной фракции экстракцией или адсорбцией.

В большинстве работ по окислительному обессериванию представлены результаты окисления модельных смесей с использованием различных окислительных агентов, что не позволяет полноценно исследовать изменение группового и компонентного состава дизельной фракции [2-4].

Объектом исследования является технология обессеривания дизельной фракции.

Цель данной работы: разработка и оптимизация технологий обессеривания дизельной фракции с помощью окислительных агентов: перекиси водорода и муравьиной кислоты.

Процесс окислительного обессеривания изучен достаточно полно, но в настоящее время в промышленности не применяется. Мы предполагаем, что внедрение данного процесса в качестве предварительной стадии процесса гидроочистки, позволит

проводить процесс обессеривания более эффективно и экономически выгоднее (рисунок 1).

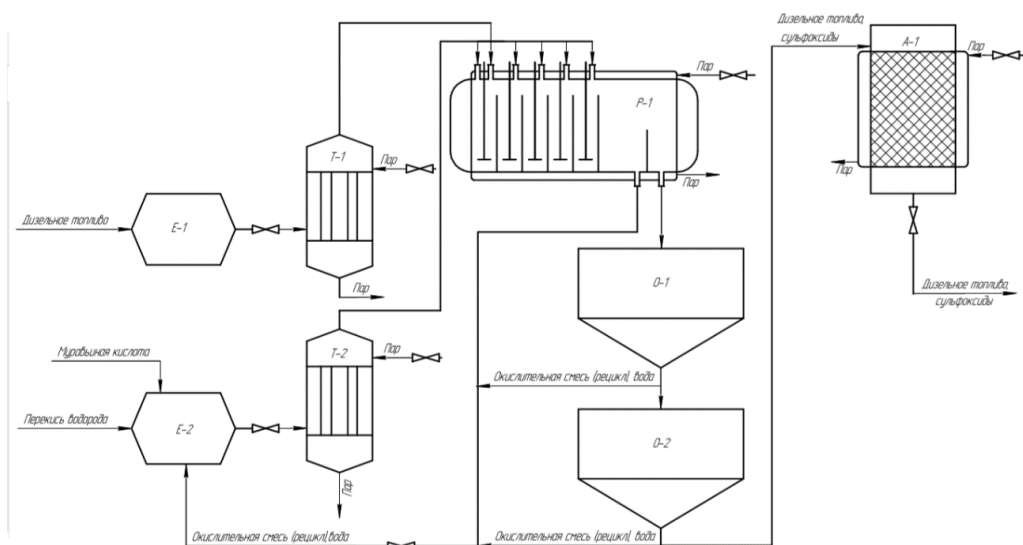


Рис. 1. Предполагаемая технологическая схема процесса

Дизельное топливо и окислительная смеси подаются из резервуаров (Е-1 и Е-2) в теплообменник (Т-1 и Т-2) для предварительного нагрева смеси. После подогрева до температуры ведения процесса смесь направляется в реактор (Р-1), где происходит химическое взаимодействие.

В отстойной зоне реактора происходит первичное отделение окислительной смеси от дизельного топлива и продуктов окисления. Окислительная смесь и вода направляется на рецикл. Концентрация компонентов окислительной смеси регулируется подачей свежих компонентов.

Дизельное топливо и продукты окисления поступают в первый отстойник (О-1), где происходит первичное разделение окислительной смеси от углеводородной части, затем во второй отстойник (О-2), где происходит окончательное разделение окислительной смеси от остальной части смеси, окислительная смесь и вода направляется на рецикл, а дизельное топливо и сульфоксиды переходят в адсорбер (А-1) для осушки и далее поступают на установку гидроочистки.

При определении оптимальных условий ведения процесса окислительного обессеривания были взяты за постоянные, такие показатели, как мольные отношения $S_{\text{общ}}:H_2O_2$ и $H_2O_2:HCOOH$. При поиске области оптимума процесса обессеривания экспериментально была исследована зависимость изменения степени конверсии серы от температура при постоянном времени ведения процесса (1800с).

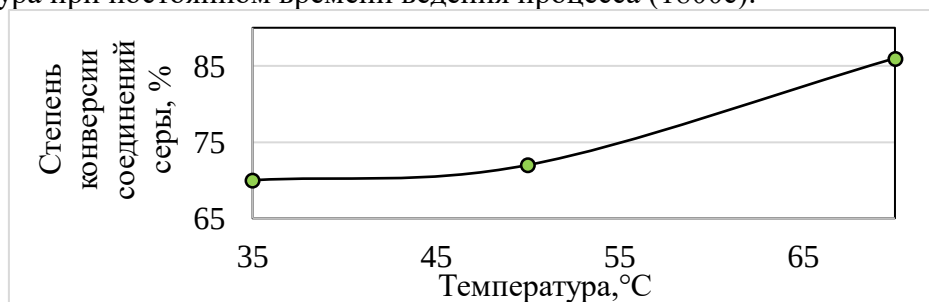


Рис. 2. Зависимость степени конверсии серы от температуры ведения процесса окислительного обессеривания

Из рисунка 2 можно судить о том, что скорость реакций окисления серы возрастает, сделано предположение о том, что изменяется групповой состав топлива. Выяснено, при увеличении температуры ведения процесса изменяется групповой состав, на примере образца №1 можно убедиться, что содержание полиароматических углеводородов снижается до 2,71 %мас., что соответствует требованиям по их содержанию в товарном дизельном топливе (таблица 1).

Таблица 1. -Изменение группового состава дизельного топлива

Образец	Содержание, % мас.			
	Насыщенные УВ	Моноаромати-ческие УВ	Биароматичес-кие УВ	Полиаромати-ческие УВ
№1	84,94	1,28	3,18	10,60
№ 1 после ОО (4 ч, 35 °С)	87,94	1,05	1,41	9,60
№ 1 после ОО (0,5 ч, 70 °С)	94,98	0,67	1,64	2,71

Далее был произведен расчет методом Бенсона термодинамических характеристик реакций, протекающих с соединениями серы в дизельном топливе в ходе окислительного обессеривания. Полученные данные (таблица 2) свидетельствуют о том, что реакции необратимые.

Таблица 2. - Термодинамические характеристики серосодержащих соединений

Реакция	H, кДж/кмоль	S, Дж/моль*К	K _p
$(\text{CH})_{32}(\text{CH}_2)_8\text{S} \rightarrow (\text{CH})_{32}(\text{CH}_2)_8\text{S=O}$	106.7	-387,2	2.29E+65
$(\text{CH})_{33}(\text{CH}_2)_5\text{S} \rightarrow (\text{CH})_{33}(\text{CH}_2)_5\text{S=O}$	-81295.6	-141,2	1.09E+64
$(\text{CH})_{34}(\text{CH}_2)_5\text{S} \rightarrow (\text{CH})_{34}(\text{CH}_2)_5\text{S=O}$	-129473.0	-141,8	1.17E+98
$(\text{C}_6\text{H}_4)_2\text{S} \rightarrow (\text{C}_6\text{H}_4)_2\text{S=O}$	-94764.0	-141,1	2.07E+62
$\text{CH}(\text{C}_6\text{H}_4)_3\text{S} \rightarrow \text{CH}(\text{C}_6\text{H}_4)_3\text{S=O}$	11422.0	-26,8	9.54E+21
$(\text{CH})_{32}(\text{C}_6\text{H}_4)_2\text{S} \rightarrow (\text{CH})_{32}(\text{C}_6\text{H}_4)_2\text{S=O}$	18145.6	-26,7	9.54E+21

При описании кинетики процесса окислительного обессеривания была составлена схема реакций протекающих в данном процессе. С учетом рассчитанных параметров была составлена математическая модель процесса:

$$\begin{aligned}\frac{\partial C_{C2BT}}{\partial \tau} &= -\frac{(C_{C2BT0} - C_{C2BT})}{\tau} - k_1 * C_{C2BT} \\ \frac{\partial C_{C3BT}}{\partial \tau} &= -\frac{(C_{C3BT0} - C_{C3BT})}{\tau} - k_2 * C_{C3BT} \\ &\dots \\ \frac{\partial C_{C2ДБТ}}{\partial \tau} &= -\frac{(C_{C2ДБТ0} - C_{C2ДБТ})}{\tau} - k_6 * C_{C2ДБТ} \\ \frac{\partial T}{\partial \tau} &= \frac{(T_0 - T_k)}{\tau} + \frac{k_i * C_i * Q_i * T_k * p}{c_p}\end{aligned}$$

При описании использовалась модель реактора идеального смешения. Начальные условия: $t=t_0$, $C_i=C_i^0$; $T=T_0$. Граничные условия: $t=t_k$, $C_i=C_i^k$; $T=T_k$. Основным целевым показателем выбрана минимальная степень конверсии, которая должна составлять более 85 % мас., так как это позволит при обессеривании дизельного топлива путем совмещения окислительного обессеривания и гидроочистки добиться топлива с требуемым содержанием серы.

При определении области исследования был построен график зависимости степени конверсии от времени контакта (рисунок 3). Была выбрана область поиска оптимума: температура от 35 до 80°C, время контакта от 1000 до 14400 с.

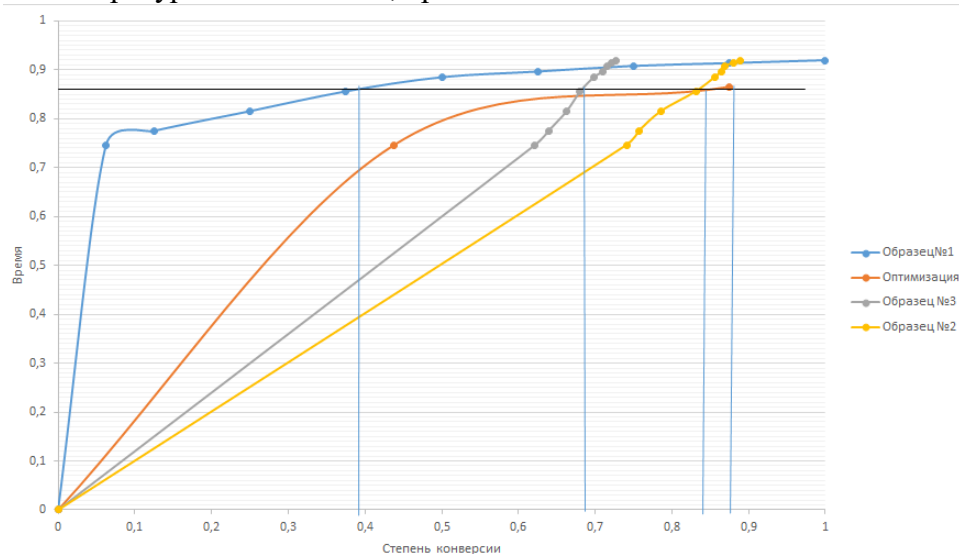


Рис. 3. Зависимость степени конверсии от времени контакта

Были проведены исследования степени конверсии на модели, для подбора оптимального времени ведения процесса. Экспериментально было сокращено количество окислительной смеси при выбранных оптимальных параметрах ведения процесса. В качестве первой точки эксперимента были выбраны параметры 1500 с и температура 75 °C, степень конверсии при этом 86% мас., что соответствует поставленным нами требованиям. На рисунке 4 представлена зависимость температуры от времени контакта, было определено, что реакции эндотермические.

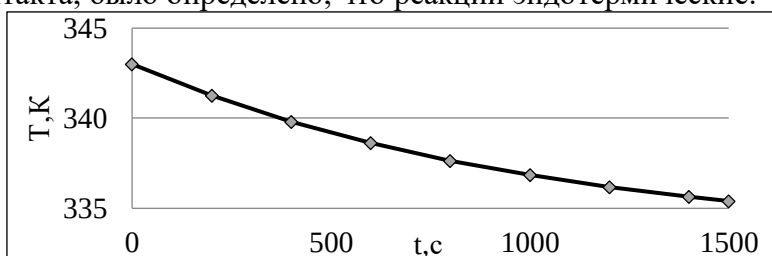


Рис. 4. Зависимость температуры от времени ведения процесса

Для подтверждения адекватности работы математической модели был рассчитан специальный критерий адекватности - коэффициент Фишера, рассчитанное значение должно быть меньше критического. Рассчитанное значение составляет 1,6, что меньше критического, которые равен 2,2, при уровне значимости 0,95.

Реактор представлен полым горизонтальным цилиндром, с целью обеспечить интенсивное перемешивание окислительной смеси и сырья (рисунок 5). В каждую секцию подводится окислительная смесь, избыток позволит поддерживать заданную степень конверсию серы. Дизельное топливо поступает в 1 секцию, образовавшееся эмульсия протекает из одной секции в другую. Отстойная часть обеспечивает разделение окислительной смеси от углеводородов. Через последнюю перегородку перетекает продукт окисления и дизельное топливо, поступающие на установку гидроочистки. Подвод тепла необходимого для проведения реакции с заданной степенью конверсии происходит через рубашку перегретым водяным паром.

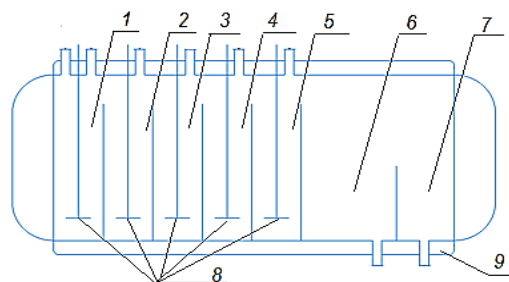


Рис. 5. Схема горизонтального каскадного реактора:
1-5 - секции реактора; 6, 7 - отстойные зоны; 8 - мешалки; 9 – рубашка

Принимаем производительность реактора $\Pi = 1,5$ млн т/г = 171233 кг/ч сырья, состав которого приводится в таблице 3.

Таблица 3. - Состав сырья

	С2БТ	СЗБТ	С4БТ	ДБТ	1ДБТ	2ДБТ	меркаптаны , сульфиды
Содержание, % мас.	0,0627	0,0401	0,0177	0,0313	0,0349	0,0131	1,5302
Расход, кг/ч	107	69	30	54	60	22	2620

	$C_{16}H_{15}N$	$C_{12,5}H_{27}$	Σ	H_2O_2	CH_2O_2	Окислительная смесь
Содержание, % мас.	0,543	97,727	100	41,7	58,3	100
Расход, кг/ч	930	167341	171233	4739,7	6635,6	11375,3

Отношение Сырье:Окислительная смесь равно 1:3,84. Количество окислительной смеси, которое необходимо подать в реактор составляет 383063,57 кг/ч. Принимаем, что в реакционной зоне 5 секций – последовательных и равных по размеру. Реактор совмещен с отстойной зоной для окислительной смеси. В таблице 4 приведено принятое в расчете снижение концентрации окислительной способности смеси по секциям реактора.

Таблица 4. - Снижение концентрации кислоты по секциям реактора

Секции	H_2O_2		CH_2O_2	
	Снижение	Средняя	Снижение	Средняя
1	1	29,5	1	79,5
2	1,5	28,25	1,5	78,25
3	1,5	26,75	1,5	76,75
4	1,5	25,25	1,5	75,25
5	1,5	23,75	1,5	73,75

Будем считать, что углеводороды и окислительную смесь загружаются в реактор также при температуре $T = 343$ К. В дальнейшем при расчете всех секций реактора будем считать, что углеводородная часть топлива, в реакцию не вступает, поэтому их количества в процессе остаются неизменными. Степень конверсии серо- и азотсодержащих соединений принимаем (%мас.):

С2БТ	СЗБТ	С4БТ	ДБТ	1ДБТ	2ДБТ	меркаптаны, сульфиды	$C_{15}H_{27}N$
63	63	13	63	63	13	97	17

Согласно схеме работы реактора (рисунок 5), во все 5 секций окислительная смесь поступает параллельными и равными потоками, а все сырье только поступает в 1 секцию, чтоб обеспечивать необходимое время контакта для наибольшей степени конверсии.

Все внешние и внутренние материальные потоки реактора, по ранее принятому условию, поэтому тепловую нагрузку секции, без ущерба для точности расчета, принимаем равной теплу, которое расходуется в процессе обессеривания (таблица 5).

Таблица 5.- Термодинамические величины

Реакции	ΔG , Дж/моль	ΔG , кДж/моль	ΔH , кДж/кг
2БТ	-377585.8	-377.6	-421.07
3БТ	-578235.1	-578.2	-621.92
4БТ	-367427.4	-367.4	-410.89
ДБТ	-129597.6	-129.6	-137.82
1ДБТ	-129597.6	-129.6	-137.82
2ДБТ	-129597.6	-129.6	-137.83
Меркаптаны, сульфиды	-424807.1	-424.8	-557.6
Азотсодержащие соединения	-1040000.0	-1040.0	-77.39
ΔH в зависимости от массового состава, кДж/кг			-964.81

Приняв, что тепло основной реакции составляет 80% тепловой нагрузки грузки секции Q_1 , составляет -4397,698 кВт. По найденным теплотам испарения чистых компонентов с помощью программного обеспечения Unisim по правилу аддитивности найдена теплота испарения смеси паров. Расчет сведен в таблица 6.

Таблица 6. - Расчет теплоты испарения

Компоненты	y_i , мольные доли	r , кДж/кмоль
С2БТ	0,003	61786,12
С3БТ	0,002	
С4БТ	0,001	
ДБТ	0,001	
1ДБТ	0,001	
2ДБТ	0,001	
Меркаптаны, сульфиды	0,109	49222,81
$C_{16}H_{15}N$	0,021	
Окислительная смесь свежая	0,009	
Окислительная смесь рецикл	0,714	
Сумма	$r'_m = 44154,63$ кДж/моль	

Количество паров углеводородов, образующихся в первой секции составляет 358,6 кмоль/ч. Примем одинаковую тепловую нагрузку для всех секций. Принята объемная скорость равной 10 ч^{-1} , тогда объем кислоты в секции равен $0,7 \text{ м}^3$.

Найдена продолжительность пребывания смеси углеводородов и окислительной смеси в 1 секции как отношение объема к объему смеси, поступающей в первую секцию, оно составляет 6 минут.

В реакционных аппаратах емкостного типа, если жидкая смесь реагирующих веществ не вспенивается, степень заполнения принята $\phi = 0,85$. Тогда полный объем первой секции составляет $24,1 \text{ м}^3$. Принимая длину секции $L=2,0 \text{ м}$, найден диаметр аппарата 3,9 м. Принимаем 4,0 м. Как указано выше, все пять реакционных секций аппарата будут иметь одинаковые размеры. Количество продуктов окисления, образующихся во второй секции, будет равно 10674 кг/ч. Количество окислительной смеси (ОС) не прореагировавшей равно 430,1 кг/ч. Материальный баланс представлен в таблица 7.

Таблица 7. - Материальный баланс установки

Потоки	Расход потока по секциям, кг/ч					Σ по реактору, кг/ч
	1	2	3	4	5	
Приход						
С2БТ	68	34	20	0	0	122
С3БТ	43	22	13	0	0	78
С4БТ	4	2	1	0	0	8

ДБТ	34	20	12	2	1	70
1ДБТ	38	26	19	4	2	88
2ДБТ	3	2	1	0	0	7
меркаптаны, сульфиды	2542	254	25	0	0	2821
C16H15N	158	79	0	0	0	237
ОС свежая	133	6	4	3	1	148
ОС рецикл	10105	10228	10248	10253	10256	51089
Σ	13127	10674	10345	10262	10260	54668
Расход						
C2BTs	34	11	25	0	0	70
C3BTs	22	7	11	0	0	39
C4BTs	2	1	1	0	0	3
ДБTs	14	8	10	1	1	35
1ДБTs	11	8	15	2	2	39
2ДБTs	1	1	1	0	0	3
меркаптаны, сульфиды	2287	203	23	0	0	2513
C16H15NO	79	74	0	0	0	153
ОС свежая	0	0	0	0	0	0
ОС рецикл	10228	10244	10253	10256	10257	51237
C2BT	34	20	0	0	0	54
C3BT	22	13	0	0	0	35
C4BT	2	1	0	0	0	4
ДБТ	20	12	2	1	0	36
1ДБТ	26	19	4	2	0	51
2ДБТ	2	1	0	0	0	4
Сульфоны меркаптанов, сульфидов	254	25	0	0	0	280
C ₁₆ H ₁₅ N	79	0	0	0	0	79
H ₂ O	10	25	1	0	0	36
Σ	13127	10674	10346	10262	10260	54669

Отстойная зона предназначена для разделения выходящих из 5 секции реактора продуктов окисления с дизельной фракцией от окислительной смеси.

Зная массовое содержание и плотность жидких компонентов, которые покидают 5 секцию, найдено объемное количество смеси, оно составит $R_{m5} = 234,7 \text{ м}^3/\text{ч}$. Принимая время отстоя 5 мин, объем зоны отстоя составляет $23,0 \text{ м}^3$, длина 7,3 м, тогда длина цилиндрической части -17,3 м, а объем реактора будет равен $217,6 \text{ м}^3$.

Перемешивание сырья и окислительной смеси осуществляется в проточном смесителе для создания турбулентного движения потоков. В нефтеперерабатывающей промышленности с этой целью используют трехлопастные мешалки (таблица 8)

Таблица 8.- Основные размеры мешалки

Наименование	Размеры
Диаметр емкости	4,0 м
Диаметр мешалки	1,0 м
Высота расположения мешалки над дном	0,75 м
Глубина погружения мешалки	3,0 м

Число лопастей мешалки примем 4. Основываясь на полученных данных, был рассчитан тепловой баланс реактора (таблица 9).

Таблица 9.-Тепловой баланс реактора

Приход	Q, кДж/ч	Расход	Q,кДж/ч
Тепло, вносимое в реактор	79158592,07	Тепло, выносимое продуктами	60072585,78
		Потери тепла в окружающую среду	19125382,67
Σ	79158592,07	Σ	79197968
		Δ	0,05 %

Подобран насос НКВ 360/80 ТУ 26-02-766-84, число оборотов насоса - 2950 об/мин, подача 360 м³/ч, а напор 80 м.

Коэффициент теплопередачи принимаем равным $K=1150 \text{ Вт/м}^2\cdot\text{К}$. Средняя расчетная температура составляет 374 К, определяется в зависимости от температуры пара и смеси дизельного топлива и окислительной смеси, поступающих в реактор. Тепло необходимое для разогрева смеси дизельного топлива и окислительной смеси равно 21988,5 кВт, площадь поверхности нагрева составляет 51.1м². Для этого требуется рубашка диаметром- 4,1 м. Теплота конденсации пара составляет 2351,8 кДж/кг. Массовый расход пара для подогрева составляет 6731,7 кг/час, а объемный расход 0,73 м³/час.

Выводы: Окисление дизельной фракции при помощи смеси муравьиной кислоты и пероксида водорода с последующей адсорбционной очисткой позволяет эффективно удалить сернистые соединения. Доказано что степень удаление сернистых соединений составляет до 92% масс. Выяснено, что в ходе процесса окислительного обессеривания протекают реакции деазотирования. Наибольшая степень конверсии азота составляет 30,4 %масс. Позволяет снизить содержание полиароматических углеводородов до значений требуемых в ГОСТ EN 12916. Окисление фракции с помощью окислительных агентов приводит к преимущественному окислению сернистых соединений и ароматических углеводородов, при этом степень удаления производных бензтиофена и дибензотиофена падает с ростом степени их замещенности. Показаны отличия в реакционной способности серосодержащих соединений в зависимости от степени замещенности. По мере снижения содержания серы в исходном образце снижается степень его обессеривания.

Установлено, что совмещение процессов окислительного обессеривания и гидроочистки является экономически эффективным. Показано, что предлагаемое решение позволит увеличить межрегенерационный цикл катализатора гидроочистки, снизить расход водорода, смягчить условия проведения процесса гидроочистки, из-за предварительного снижения содержания сернистых и азотсодержащих соединений, полициклических ароматических углеводородов.

Экспериментально показано, что конверсия серы при совмещении процесса окислительного обессеривания и гидроочистки гораздо выше, чем при проведении процессов по-отдельности, что подтверждает эффективность совмещения процессов.

Рассчитаны термодинамические характеристики сернистых соединений, для построения математической модели. Оптимизация позволила снизить время контакта до 1500 с и соотношение окислительной смеси в 10 раз при ведении процесса при 70°C и атмосферном давлении.

Предложена технологическая схема блока окислительного обессеривания. Рассчитан материальный и тепловой баланс реактора десульфуризации. Рассчитаны материальный и тепловой балансы, конструктивные размеры, составлена схема автоматизации и подобраны датчики контроля. Размеры реакционной части реактора

составляют: длина 1 секции -2 м, количество секций- 5, диаметр реактора- 4,0 м, диаметр рубашки-4,1 м. Для обеспечения высокой степени конверсии рассчитан расход подводимой окислительной смеси в секции и выбраны 4 трехлопастных мешалки. Для контроля за процессом десульфуризации в реакционной части реактора выбран датчик измерения температуры в реакторе, которая будет регулироваться за счет подвода пара в рубашку. В отстойной зоне будет контролироваться уровень окислительной смеси и дизельного топлива.

Выполнено при поддержке Фонда содействия инновациям.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Минэнерго России ведет мониторинг текущей ситуации на топливном рынке// Сайт Минэнерго 19.03.2020 (<https://minenergo.gov.ru/node/17308>) Просмотрено 03.05.2020.
2. Guoxian Yu, Shangxiang Lu, HuiChen, Zhongnan Zhu. Oxidative desulfurization of diesel fuels with hydrogen peroxide in the presence of activated carbon and formic acid // *Energy&Fuels*. 2005. V. 19. № 6. P. 447–452.
3. OmidEtemadi, TehFuYen. Selective Adsorption in Ultrasound_Assisted Oxidative Desulfurization Processfor Fuel Cell Reformer Applications // *Energy&Fuels*. 2007. V. 21. № 4. P. 2250–2257.
4. Ngo Yeung Chan, Ting_Yang Lin, Teh Fu Yen. Superoxides: Alternative Oxidants for the Oxidative Desulfurization Process // *Energy&Fuels*. 2008. V. 22. № 5. P. 3326–3328

Автономное электроснабжение удаленных вдольтрассовых потребителей
магистральных газопроводов
(Autonomous supply of electricity to remote in-haltrase users of main gas pipelines)

Батагов Виктор Васильевич

Инженер-энергетик

Управление технологического транспорта и специальной техники ООО «Газпром
трансгаз Ставрополь»

АННОТАЦИЯ

Предлагаются альтернативные схемы электроснабжения линейных (вдольтрассовых) потребителей, которые относятся к удаленным объектам «Газпром», на постоянном токе мощностью от 300 Вт до 5 кВт., имеющие в своем составе электроприемники первой категории, включая особую группу первой категории, которым необходимо функционировать зачастую в регионах со слабо развитой энергосистемой, при низком качестве электроэнергии. Для решения проблем в электроснабжении, для удаленных и труднодоступных объектов линейной части магистральных газопроводов, предлагается реализация возможных способов энергоэффективного применения систем электроснабжения на постоянном токе с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Обеспечение максимальной энергоэффективности, при использовании ВИЭ, должно осуществляться без дополнительных промежуточных преобразований электроэнергии, преимущественно на постоянном токе, с минимальными затратами электроэнергии на собственные нужды.

ABSTRACT

Alternative power supply schemes are offered to fast-line customers who belong to a remote Gazprom facilities at direct current with a capacity of 300 kW to 5 kW, which include power consumers of the 1 st category, which often need to function in regions with an underdeveloped power system with low quality of electricity. To solve problems in power supply for remote and hard-to-reach objects of the linear part of the main gas pipelines, it is proposed to implement possible methods of energy efficient use of DC power supply systems using renewable energy sources. Ensuring maximum energy efficiency when using renewable energy sources should be carried out without additional intermediate electricity converters, mainly on direct current with minimal electricity consumption for own needs.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Вдольтрассовые потребители, возобновляемые источники энергии, постоянный и переменный ток, энергоэффективность, энергонезависимость.

KEYWORDS

Along the route consumers, renewable energy sources, DC and AC, energy efficiency, energy independence.

Линейные (вдольтрассовые) потребители, в большинстве своем, относятся к удаленным объектам ПАО «Газпром». Такие объекты имеют сравнительно небольшой уровень потребляемой мощности, как правило, до 5 кВт, исключением являются ГРС, где установленная мощность электроприемников может составлять от 1,5 до 25 кВт и более. К основным линейным (вдольтрассовым) потребителям относятся:

- установки электрохимической защиты МГ (ЭХЗ);
- контролируемые пункты линейной телемеханики (КП ТМ);

- газоизмерительные станции (ГИС);
- узлы запуска (приема) очистных устройств (УПЗОУ, УПОУ);
- газораспределительные станции (пункты) (ГРС, ГРП);
- узлы редуцирования газа (УРГ);
- дома операторов (ДО), дома линейных обходчиков (ДЛО), вертолетные площадки и др.

Проблемы электроснабжения и способ решения.

Вдольтрассовые объекты имеют в своем составе электроприемники первой категории, включая особую группу первой категории, которым необходимо функционировать зачастую в регионах со слабо развитой энергосистемой, при низком качестве электроэнергии. Например, при питании вдольтрассовых потребителей от сельских электрических сетей и даже отсутствующей энергетической инфраструктуры.

Рассмотрим категории надежности электроснабжения вышеуказанных линейных (вдольтрассовых) потребителей, согласно изменениям и дополнениям к действующему СТО Газпром 2-6.2-149-2007 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром» от 15.01.2015.

Таблица 1. – Категории надежности электроснабжения к действующему СТО Газпром 2-6.2-149-2007.

Обозначения	Наименование объекта электроснабжения (технологических объектов, комплексов электроприемников и электроприемников)	Категория технологических объектов, комплексов электроприемников и электроприемников по надежности электроснабжения	Количество независимых источников питания по ПУЭ	Рекомендуемые независимые источники питания	
				ОИП и РИП	АИЭ
ЭП	КП ТМ	1	2	Ввод (0,4 кВ), ИБП или АИП, ИБП	-
ЭП	САУ ГРС/КП ТМ ГРС	1	2	Ввод (0,4 кВ), ИБП или АИП, ИБП	-
ЭП	Установки ЭХЗ	3	1	ЛЭП (0,4-20 кВ) или АИП	-
КЭ	Площадки линейной ТПА	3	1	ЛЭП (0,4-20 кВ) или АИП	-
КЭ	Узел редуцирования газа	3	1	ЛЭП (0,4-20 кВ) или АИП	-
ТО	ГИС на границе балансовой принадлежности газотранспортных организаций ПАО «Газпром»	2	2	ЛЭП (0,4-20 кВ) АИП	-
ТО	ГРС с отбором газа более 50 тыс. м ³ /ч для городов, промышленных организаций, объектов энергетики	2	2	ЛЭП (0,4-20 кВ) АИП	-
ЭП	Щит КИП и А узлов приема внутритрубных устройств трубопроводов	1	2	Ввод (0,4 кВ) ИБП	-
ЭП	Одоризационная установка	3	1	Ввод (0,4 кВ)	-
ЭП	Блок подогревателя газа	3	1	Ввод (0,4 кВ)	-

Данные таблицы дают основание для разработки систем электроснабжения с применением автономных источников электроэнергии на основе ВИЭ, что способствует проводимой политики энергосбережения Российской Федерации при организации автономного электроснабжения.

В настоящее время существуют следующие проблемы в электроснабжении:

1. Электроснабжение в условиях отсутствия или слабого развития энергетической инфраструктуры, что характерно для удаленных и труднодоступных объектов.
2. Невозможность и высокая стоимость подключения к электрическим сетям, сопряженная с необходимостью строительства подстанций и ЛЭП.
3. Не соответствие категории по надежности электроснабжения потребителей линейной части магистральных газопроводов (изменения и дополнения от 15.01.2015г.) к действующему СТО Газпром 2-6.2-149-2007 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром».

Система автономного электроснабжения.

В данной статье предлагается реализация, на удаленных объектах ПАО «Газпром», возможных способов энергоэффективного применения систем электроснабжения.

Для энергосбережения, при организации автономного электроснабжения, отдается предпочтение возобновляемым источникам электроэнергии (ВИЭ), солнечным модулям – СМ и ветроэнергетическим установкам – ВЭУ.

Для исключения перерывов в электроснабжении, при отсутствии электроэнергии от ВИЭ, используются аккумуляторные батареи (АБ).

Основным источником питания (ОИП) для всех электроприемников на объекте целесообразно применять комбинацию СМ и ВЭУ. В отдельных случаях для электроприемников малой мощности (до 300 Вт), например, для линейных КП ТМ, в качестве ОИП могут применяться только СМ.

Для обеспечения максимальной энергоэффективности, при использовании ВИЭ, электроснабжение потребителей должно осуществляться без дополнительных промежуточных преобразований электроэнергии, преимущественно на постоянном токе, с минимальными затратами электроэнергии на собственные нужды.

В Изобильненском ЛПУМГ, согласно предложению по телемеханизации г-да “Мирное – Изобильный”, требуется предусмотреть установку оборудования телемеханики на следующих участках газопровода:

- 1.КП телемеханики 174 км – камера приема и запуска поршня;
- 2.КП телемеханики 152 км - линейный кран;
- 3.КП телемеханики 121 км - линейный кран;
- 4.КП телемеханики 94 км;
- 5.КП ГРС Кировский, Стрельников.

Рассмотрим энергоэффективность электроснабжения на примере потребителя КП ТМ 121 км г-да “Мирное – Изобильный”. Этот объект с высокзатратным подключением к сети электроснабжения от ВЛ, так как его удаленность до ближайшей ВЛ составляет 9 км.

На объекте предусматривается установка следующего оборудования телемеханики:

- а) управление линейным краном 121, 121.1, 121.2;
- б) сигнализация прохождения поршня и состояние положения кранов 121, 121.1, 121.2, 121.3;
- в) сигнализация ограждения калиток и ворот крановой площадки 121, двери блок-бокса и площадки КП ТМ;
- г) давление до крана 121, после крана 121;
- д) температура грунта и температура газа за 121 краном;
- е) телемеханизация станции катодной защиты;
- ж) давление газа в резервной емкости;
- з) установка датчика прохождения поршня после 121 крана.

Электроснабжение оборудования телемеханики КП ТМ 121 км возможно как на постоянном, так и на переменном токе. Согласно расчетам, потребляемая мощность КП ТМ с малым потреблением, на постоянном токе в режиме ожидания 5Вт, в режиме

управления краном 15Вт. При сравнении с КП ТМ, работающей на переменном токе, потребляемая мощность составляет в режиме ожидания 60Вт, в режиме управления краном 500Вт.

Для обеспечения бесперебойного питания на переменном токе КП ТМ в своем составе имеет:

- 1.Солнечные модули (Helios H3A-250P 4 шт).
- 2.Гибридный инвертор (Lobo Solar мощностью не менее 1000 Вт).
- 3.Аккумуляторная батарея (Лиотех LT–LYP2 240 7шт).

Расчет генерации электроэнергии для места расположения КП ТМ 121 км:

Номинальная мощность СМ: 1000 Вт.

Размер батареи: 24 В, 240 Ач.

Потребление в день: 1500 Вт.

Количество дней, использованных для расчета: 1827

Процент дней с полностью заряженной батареей: 86%

Процент дней, когда батарея полностью разрядилась: 0%

E d: Среднее производство энергии в день (Вт.ч/сут).

F f: Процент дней, когда батарея стала полной (%).

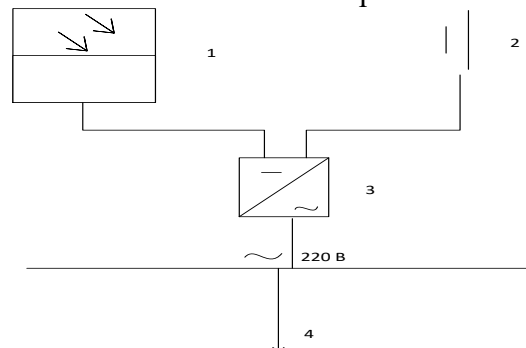
F e: Процент дней, когда батарея разрядилась (%).

Таблица 2. – Ожидаемое количество электроэнергии на переменном токе.

Месяц	E d	F f	F e
январь	1512	62	0
февраль	1503	82	0
март	1501	88	0
апрель	1499	93	0
май	1500	92	0
июнь	1497	93	0
июль	1496	95	0
август	1506	99	0
сентябрь	1496	97	0
октябрь	1499	89	0
ноябрь	1501	80	0
декабрь	1474	56	0
Год	1499		

По данным таблицы видно, что оборудование удовлетворяет требованиям для бесперебойного питания КП ТМ на переменном токе.

Схема 1. - Система электроснабжения на переменном токе.



Алгоритм работы оборудования на переменном токе.

В качестве основного источника питания используются солнечные модули (1) суммарной пиковой мощностью 1000 Вт (4 фотоэлемента по 250 Вт), которые

подключены к входам гибридного инвертора (3), предназначенного для преобразования постоянного тока в переменный, а также для заряда АБ (2).

В качестве резервного источника питания (РИП) в данной схеме используется аккумуляторная батарея (2). Аккумуляторная батарея подключается к питанию электроприемников после того, как окажется недостаточной мощность, поступающая от ВИЭ.

При обеспечении питания электроприемников и зарядки АБ, через преобразователь, происходит потеря энергии. Потери составляют 4 – 9 % на инверторе от энергии, которая поступает от СМ или аккумуляторной батареи, так как КПД преобразователей составляет 96 – 91 %.

Рассмотрим КП ТМ 121 км с малым потреблением на постоянном токе.

Значительное уменьшение электропотребления КП достигается за счёт использования малопотребляющих модулей и модулей, которые позволяют работать в импульсном режиме с энергоёмкими устройствами и оборудованием.

Для обеспечения бесперебойного питания на постоянном токе КП ТМ в своем составе имеет:

1. Солнечные модули (JA Solar мощностью 150 Вт, 24 В).
2. Контроллер заряда АБ (EpSolar 10 А, 24 В).
3. Аккумуляторная батарея (LT-LYP 24).

Номинальная мощность СМ: 150 Вт.

Размер батареи: 24 В, 170 Ач.

Потребление в день: 150 Вт.

Расчет генерации электроэнергии для места расположения КП ТМ 121 км

Количество дней, использованных для расчета: 1827

Процент дней с полностью заряженной батареей: 96%

Процент дней, когда батарея полностью разрядилась: 0%

В таблице показано количество электроэнергии, которое можно ожидать в каждом месяце с учетом вышеприведенного оборудования.

E d: Среднее производство энергии в день (Вт.ч/сут).

F f: Процент дней, когда батарея стала полной (%).

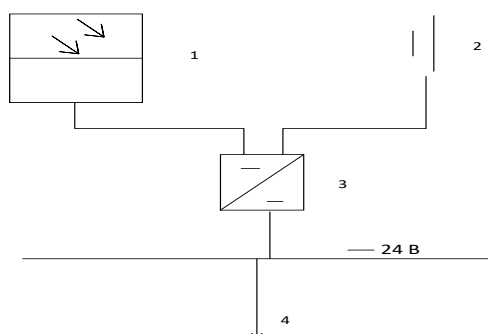
F e: Процент дней, когда батарея разрядилась (%).

Таблица 3. – Ожидаемое количество электроэнергии на постоянном токе.

Месяц	E d	F f	F e
январь	149	86	0
февраль	150	96	0
март	150	97	0
апрель	149	99	0
май	150	97	0
июнь	149	99	0
июль	150	99	0
август	150	100	0
сентябрь	149	99	0
октябрь	149	97	0
ноябрь	149	97	0
декабрь	149	81	0
Год	149,9		

По данным таблицы видно, что оборудование удовлетворяет требованиям для бесперебойного питания КП ТМ на постоянном токе.

Схема 2. - Система электроснабжения на постоянном токе.



Алгоритм работы оборудования АИП.

В качестве основного источника питания используется солнечный модуль (1) суммарной пиковой мощностью 150 Вт (1 фотоэлемент 150 Вт), который подключен к входам конвертора (стабилизатора) со встроенным контроллером заряда, предназначенного для согласования СМ с электроприемниками (4) по напряжению, контроллер заряда обеспечивает оптимальный режим зарядки аккумуляторной батареи.

Необходимый уровень резервирования системы можно достичь за счет использования аккумуляторных батарей большой энергоемкости. В качестве такой батареи предлагается использовать литий-ионные аккумуляторные батареи (ЛИА).

Данный выбор обусловлен следующими факторами:

- повышенный ресурс циклов заряд/разряд (>3000 при разряде не ниже 20 %);
- повышенная удельная энергоемкость (в 3 раза по сравнению со свинцово-кислотными батареями);
- существенно более высокий (по сравнению с герметизированными свинцово-кислотными аккумуляторами) КПД в цикле заряд/разряд, что обуславливает более высокий КПД системы в целом;
- более широкий температурный диапазон работы (от минус 40 °С до плюс 50 °С при разряде и от минус 10 °С до плюс 50 °С при заряде).

Данное решение позволяет разместить в ограниченном пространстве шкафа (контейнера) ЛИА с требуемым временем резервирования, при полном отсутствии внешних источников электроснабжения. В случае разряда до критического уровня, можно произвести очень быстрый заряд до 2 ч, когда для полной зарядки традиционных АКБ необходимо 8-12 часов. Рассматривается ЛИА производства ООО «Лиотех».

В качестве солнечного модуля предлагается использование солнечной батареи компании ООО «JA Solar» г. Санкт-Петербург.

Установка солнечных батарей производится на крыше блок-бокса или на отдельной мачте

1. Панель собрана из поликристаллических солнечных элементов.
2. Рама из атмосферостойкого сплава алюминия, предназначенная для эксплуатации вне помещений. Материал рамы — анодированный алюминий.
3. Текстурированное закалённое стекло (специальная серия для солнечных модулей). Светопроницаемость закалённого стекла: 97%.
4. Оптимальная температура без потери мощности: до +45°С.
5. Рабочий диапазон: от -50°С до +90°С.
6. 24В DC-система.

Заказать блок-бокс для системы автономного электроснабжения КП ТМ можем в ООО ТПК «ТехСистема» Республика Татарстан г. Альметьевск. Блок-бокс аппаратурный (БА).

Блок аппаратурный (блок автоматики) предназначен для размещения аппаратуры контроля и управления технологическими процессами, а также аппаратуры питания, связи и пожарной сигнализации не требующих постоянного обслуживающего персонала. Все устройства блок-бокса аппаратурного обеспечивают надежную и устойчивую работу смонтированного оборудования в условиях воздействия следующих климатических факторов:

1. Рабочая температура окружающей среды: от минус 30°C до плюс 50°C;
2. Высота над уровнем моря не более 1000 м;
3. Среднесуточная относительная влажность воздуха до 80 %, при плюс 15°C.

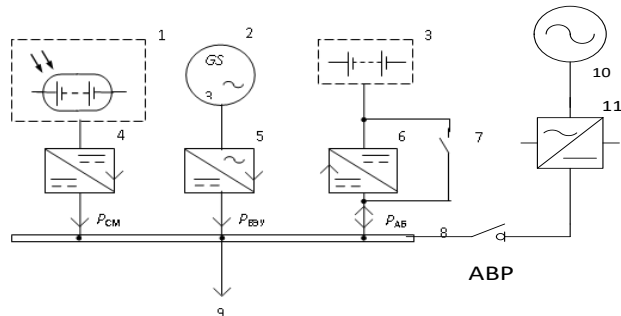
Блок-бкс аппаратурный по желанию заказчика оборудуется охранно-пожарной сигнализацией, системой поддержания микроклимата, приточно-вытяжной вентиляцией, возможна установка автоматической системы порошкового или газового пожаротушения.

Конструкция блок-бокса имеет каркасно-панельное исполнение. Каркас выполнен из металлического профиля, стены, кровля изготовлены из панелей типа "сэндвич" с утеплителем (негорючий материал на базальтовой основе), пол металлический рифленый.

В альтернативную схему электроснабжения удаленных (вдольтрассовых) объектов мощностью более 300 Вт целесообразно включить совместно с СМ и ветроэнергетическую установку (ВЭУ), на схеме под номером 2.

При мощности потребителя, которая составляет от 2 до 5 кВт и при отсутствии электроснабжения от ВИЭ, которое прогнозируется на значительное время, в состав оборудования объекта целесообразно включить аварийный источник питания традиционного типа дизель или бензо-генератор, на схеме под номером 10.

Схема 3. – Альтернативная схема электроснабжения.



В качестве ветрогенераторной установки оптимального типа, соответствующей индивидуальным потребностям каждого вдольтрассового потребителя, предлагается использование продукции ООО НПО «Чистая энергия» г. Саратов.

ООО НПО «Чистая энергия» выпускает высокоавтоматизированные ВЭУ, которые отличаются высоким КПД, долгим сроком службы.

В обязательный объем автоматизации входят:

- ограничение частоты вращения ветроколеса на заданном уровне при высоких скоростях ветра;
- автоматическая ориентация ветроколеса по направлению ветра (при ветроагрегате с горизонтально-осевым ветродвигателем);
- защита электрических цепей ВЭУ от токов короткого замыкания и перегрузок;
- автоматическое включение на параллельную работу, при достижении минимальной рабочей скорости ветра, при соблюдении ограничений по току включения;
- автоматическое отключение и останов ВЭУ при снижении скорости ветра ниже минимальной, выходе из строя токосъемного устройства или при предельно допустимом закручивании кабеля;

- возможность дистанционного управления ВЭУ;
- автоматическое отключение и останов ВЭУ при скорости ветра выше максимальной рабочей скорости, а также при возникновении недопустимо высокого уровня вибраций основных частей ветроагрегата;
- автоматический пуск в работу (страгивание и разгон до синхронной частоты вращения).

В процессе эксплуатации выпускаемые установки допускают воздействия:

- дождя интенсивностью 3 мм/мин;
- снега, росы, инея, града и гололеда;
- соляного тумана и плесневых грибов;
- воздуха запыленностью не более 2,5 г/м;
- ветра скоростью при двухминутном порыве не менее 50 м/с;
- температуры воздуха, не менее минус 50 °С;

Базовая комплектация: Мачта – 1 шт. Тросы мачты (растяжки) – 1 комплект. Генератор – 1 шт. Ротор – 1 шт. Лопасти – 1 комплект. Штанги – 1 комплект. Крепёж (монтажный комплект) – 1 шт. Контроллер – 1 шт. Технический паспорт – 1 шт.

Должно быть предусмотрено контейнерное исполнение АИП.

Для холодного запуска в зимнее время должна быть предусмотрена система предварительного нагрева оборудования контейнера. В состав блок-контейнера должны входить следующие системы жизнеобеспечения:

- система освещения (светодиодное);
- система кондиционирования;
- охранно-пожарная сигнализация;
- установка автоматической системы пожаротушения.

Экономический расчет предлагаемого решения.

Стоимость затрат на СМР при сооружении 1 км ВЛ 10 кВ на ж/б опорах составляет 1600 т.р. На подключение потребителя КП ТМ 121 км г-да “Мирное – Изобильный” при удалении на 9 км от ВЛ составит 14 400 т.р.

Сводная таблица стоимостных затрат на СМР при сооружении АИП на основе ВИЭ на переменном токе, для КП ТМ 121 км г-да “Мирное – Изобильный” 500 Вт установленной мощности.

Таблица 4. – Стоимость затрат при сооружении АИП на переменном токе.

№ п/п	Вид затрат	Общая стоимость тыс.руб.
1.	Солнечная панель Helios H3A-250P 4 шт	48,4
2.	Мачта для СМ 2 шт	20,6
3.	Закладная для опоры 2 шт	6,8
4.	Гибридный инвертор (Lobo Solar мощностью не менее 1000 Вт	13,8
5.	Аккумуляторы Лиотех LT-LYP2 240 7 шт.	170
6.	Блок-контейнер 9м2	180
7.	Основные затраты	440
8.	Прочие затраты (административно-хозяйственные издержки, организация работ на площадках и др. 30%.)	132
9.	Итого	572

Сводная таблица стоимостных затрат на СМР при сооружении АИП на основе ВИЭ на постоянном токе, для КП ТМ 121 км г-да “Мирное – Изобильный” 15 Вт установленной мощности.

Таблица 5. – Стоимость затрат при сооружении АИП на постоянном токе.

№ п/п	Вид затрат	Общая стоимость тыс.руб.
1.	Солнечная панель Perlight Solar 150 Вт, 24 В	10,5

2.	Мачта для СМ	9,4
3.	Закладная для опоры	3,1
4.	Конвертер (контроллер заряда)	4,2
5.	Аккумуляторы Лиотех LT-LYP170 7 шт.	120
6.	Блок-контейнер 9м2	180
7.	Основные затраты	327,2
8.	Прочие затраты (административно-хозяйственные издержки, организация работ на площадках и др. 30%.)	98,16
9.	Итого	425,36

Используя сводные таблиц 3 и 4 стоимостных затрат на СМР при сооружении ВЛ и АИП, можно сказать, что АИП на основе ВИЭ на постоянном токе, для электроснабжения удаленных (вдольтрассовых) потребителей магистральных газопроводов, более целесообразен, так как обладает преимуществом технико-экономической и финансовой приемлемостью (особенно если потребитель в труднодоступной рельефной местности, где стоимость затрат на СМР и работы по обслуживанию ВЛ вырастает в разы.

Разработка систем электроснабжения линейных потребителей, на основе ВИЭ, должна производиться с учетом местоположения объекта, состава и мощности его электроприемников, а также уровня развития энергетической инфраструктуры в данном районе или регионе.

Основное достоинство использования оборудования на постоянном токе, при использовании ВИЭ, для электроснабжения потребителей без дополнительных промежуточных преобразований электроэнергии - это отсутствие потерь на преобразование (до 10%). Так же нет необходимости в синхронизации и поддержании устойчивой параллельной работы с сетью переменного тока. Такая система электроснабжения линейных потребителей гарантированно обеспечит энергонезависимость, окажет положительное влияние на экологическую обстановку в зоне присутствия ПАО «Газпром» и повышение надежности функционирования единой системы газоснабжения (ЕСГ).

ЛИТЕРАТУРА:

1. Правила устройства электроустановок. Приказ Минэнерго России от 20.05.2003. № 187. Введены в действие с 01.10.2003.
2. СТО Газпром 2-6.2-149-2007. Изменения и дополнения от 15.01.2015.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003. № 6. Введены в действие с 01.07.2003.
4. *Самородов И.Б.* Предварительный расчет комплекта основного оборудования солнечных энергосистем для питания удаленных нагрузок, ООО НТК «Солнечный центр», 2018 г.

Развитие инновационного потенциала персонала организации нефтегазового
инжиниринга
(Development of the innovative potential of personnel of an oil and gas engineering
company)

Бачинина Юлия Петровна¹, Леонович Алёна², Бачинин Михаил Константинович³

¹Ведущий специалист, ²Магистрант, ³Студент

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ^{2,3} РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Охарактеризованы современные условия ведения международного энергетического бизнеса. Выявлены основные факторы, оказывающие влияние на деятельность нефтегазодобывающих компаний. Определены условия обеспечения устойчивости и развития компаний и роль инноваций в данном процессе. Уточнено понятие «инновационный потенциал персонала». Предложены подходы к оценке инновационного потенциала персонала и инновационной активности персонала. Даны рекомендации по развитию инновационного потенциала.

ABSTRACT

The article describes the current conditions for conducting international energy business. The main factors influencing the activities of oil and gas companies are identified. The conditions for ensuring the sustainability and development of companies and the role of innovation in this process are defined. The concept of "innovative potential of personnel" has been clarified. Approaches to assessing the innovative potential of personnel and innovative activity of personnel are proposed. Recommendations for the development of innovative potential are given.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Энергетический бизнес, организация нефтегазового инжиниринга, инновации, инновационный потенциал персонала.

KEYWORDS

Energy business, oil and gas engineering company, innovations, innovative potential of personnel.

В настоящее время мировое сообщество переживает эпоху глобальных преобразований, затрагивающих практически все сферы жизнедеятельности человека. Изменения касаются экономики, политики, права, бытовой и социально-культурной жизни общества. Однако наибольшему, революционному изменению подвержены сферы производственной деятельности человека, что обусловлено ускорением научно-технического прогресса, массированным внедрением цифровых технологий и всплеску инновационной активности общества, поддерживаемого соревновательным характером политики национальных правительств в области активизации инноваций.

Выстраивая вектор своего развития в соответствии с мировыми трендами, транснациональные корпорации уже адаптировали свои технологические стратегии, выбрав ориентиром в долгосрочном периоде инновации. Инновации, повышение производительности труда и оптимизация затрат текущей деятельности являются в настоящее время основополагающими факторами устойчивого развития компаний и обеспечения их конкурентоспособности на мировом рынке. Ключом, который позволит достичь заявленных стратегических целей и позволит обеспечить преимущества в

напряжённой конкурентной борьбе, является инновационный потенциал персонала компании.

Как показывает практика, любой хозяйствующий субъект стремится к стабильному экономическому росту, обеспечиваемому развитием инновационной среды и инновационного потенциала трудового коллектива. Через инновационный потенциал персонала проходит развитие компании и ее подразделений, особенно тех, которые ориентированы на научно-проектную и инжиниринговую деятельность, в основу деятельности которых заложен творческий процесс. От состояния инновационного потенциала хозяйствующего субъекта и его персонала зависят выбор и реализация инновационной стратегии, обуславливающей успех реализации любого нововведения. Данное утверждение справедливо для компаний различных сфер деятельности, в том числе для предприятий энергетического бизнеса, переживающих в данное время достаточно сложный период.

Ухудшение геологических условий добычи углеводородов, истощение запасов и ресурсов, усложнение условий ведения бизнеса на фоне влияния геополитических факторов, военные операции и политическая нестабильность на территории стран, добывающих углеводороды, резкие колебания цены на нефть на мировом рынке, активизация процессов по развитию альтернативных источников энергии, значительное снижение спроса на энергоресурсы на фоне общемировой пандемии – это не исчерпывающий перечень характеристик, описывающих условия, в которых приходится функционировать нефтегазодобывающим компаниям. Поддержание стабильного положения нефтегазодобывающих компаний, которые зачастую являются не только крупными хозяйствующими субъектами, обеспечивающим рабочими местами многотысячные трудовые коллективы, но и играют не последнюю роль в формировании государственного бюджета, требует от них солидного «запаса прочности». Хорошей, стабильной работой по ранее созданным технологиям и на ранее созданной ресурсной, технико-технологической и кадровой базе в условиях нестабильной внешней среды обеспечить требуемый «запас прочности», к сожалению, уже невозможно. Требуются новые, динамичные подходы, методы, инструменты, нестандартные решения, которые позволят опередить конкурентов, найти новые способы ведения бизнеса, повысить кадровый потенциал, обеспечить финансовую независимость и устойчивость компании. Именно таким драйвером обеспечения устойчивости и развития, как показывает практика, являются инновации.

Следует отметить, что вектор инновационных систем прежде всего направлен на поиск, обоснование и реализацию новых идей, и не подразумевает под собой повторение и создание чего-либо ранее существующего.

Как известно, нефтяная отрасль с каждым годом становится все более наукоёмкой, что, в свою очередь, требует больших вложений ресурсов, как финансовых, так и интеллектуальных. Вертикально-интегрированные компании нефтяной промышленности реализуют большое количество инновационных проектов одновременно в upstream, midstream и downstream, что увеличивает вероятность успешного осуществления новаторских идей для усовершенствования производства.

Инновационная деятельность (НИОКР и внедрение их результатов в производство) является одной из основных сфер деятельности любой организации. Задачей НИОКР является создание новых продуктов/услуг, которые будут являться основой производственной деятельности организации в будущем. При проведении НИОКР должны учитываться производственная культура, традиции, организация, инфраструктура, технологический уровень, кадровый потенциал и т.д. Решающую роль в этом процессе играет формирование, качество и степень реализации инновационного

потенциала экономических систем на основе генерации новых знаний, технологий и их ускоренного освоения в производстве. Именно поэтому инновационный потенциал персонала выступает основой подобного успеха.

Вопросам исследования инновационного потенциала персонала посвящено значительное количество работ российских и зарубежных ученых. Каждый из изучавших проблему развития инновационного потенциала персонала (ИПП) дает свои дефиниции этого термина. Так, в исследованиях Лега К.А. инновационный потенциал персонала определяется как мера его (персонала) готовности к реализации комплекса задач, обеспечивающих функционирование предприятия в условиях инновационной деятельности, а также способность выполнять инновационные преобразования. Достаточно схожим по своему содержанию является определение Горшенина В.П., формирующее понятие «инновационный потенциал персонала» как интегрирующую совокупность инновационных способностей и возможностей персонала осуществлять устойчивое развитие организации на основе научно-технического прогресса. По мнению Левина М.И., инновационный потенциал персонала – это совокупность научно-технических, финансово-экономических, производственных, социальных и образовательных возможностей экономической системы, которые позволяют при заданных хозяйственных условиях осуществлять инновационную деятельность, направленную на модернизацию как самой экономической системы, так и надсистемы высшего уровня, в состав которой она входит. Ряд других российских ученых понимают под ИПП характеристику субъекта, описывающую его возможности, готовность и способность осуществлять инновации и вести инновационную деятельность с достижением максимально возможных для него результатов за счет совокупности аккумулированных ресурсов и опыта, обеспеченных условий и факторов, а также особенностей организации и управления.

Проанализировав основные подходы ученых и практиков к определению и пониманию сущности инновационного потенциала персонала, определив «узкие места» в предложенных определениях, авторами было уточнено понятие «инновационный потенциал персонала». Так, в авторской трактовке и далее в работе предлагается рассматривать инновационный потенциал персонала как синергетическую возможность трудового коллектива генерировать и реализовывать инновации.

По нашему мнению, ИПП обусловлен оптимальным сочетанием следующих факторов:

- совокупностью психологических (творческое начало в человеке, умение работать в условиях многозадачности, заинтересованность в новизне и успешности своего предприятия, стрессоустойчивость) и социальных характеристик личности (определенный уровень образования, опыт работы в аналогичной сфере и т.д.);
- способностями и предрасположенностью работника к генерации и реализации инновационных идей в научной и опытно-конструкторской деятельности;
- готовностью к организационным изменениям внутри компании, следовательно, к внедрению и продвижению успешных инноваций в любой среде.

Главной отличительной особенностью персонала является то, что люди наделены интеллектом, и, в отличие от машин, их участие в производственном процессе носит не механический, а сознательный и эмоциональный характер. Поскольку только человек обладает творческими, предпринимательскими способностями, то, в отличие от других ресурсов, продуктивность этих способностей не имеет видимых пределов. Именно в человеческих ресурсах скрыты наибольшие резервы для повышения эффективности функционирования корпорации.

Как отмечают эксперты, согласно сложившейся в российских нефтяных компаниях практике, обучение и развитие персонала является следствием консолидации стратегических инициатив функциональных подразделений компании и четко соответствует программе стратегического развития организации. Вместе с тем, в силу своей оперативности обучение и развитие персонала выступает достаточно динамичным и гибким инструментом реализации кадровой стратегии, способным учесть угрозы и возможности, сформированные под влиянием разнообразных глобальных и частных факторов.

Соглашаясь с данными утверждениями следует отметить, что персонал является одним из целевых ресурсов предприятия, и вклад в его развитие, а, именно в выбор или формирование оптимальной методики оценки, разработку инструментария развития и поддержания ИПП помогут компаниям в эффективной реализации стратегии развития, продвижении на рынке и обеспечении конкурентоспособности.

Развитию инновационного потенциала персонала организации нефтегазового инжиниринга, на наш взгляд, должна предшествовать работа по его оценке.

В настоящее время большинство корпораций имеют в своем арсенале множество различных инструментов, направленных на исследование и анализ персонала, его возможностей и поведенческих характеристик. Зачастую, в качестве таких инструментов выбираются тесты, как наиболее универсальные и удобные способы изучения: методики оценки когнитивных (познавательных, интеллектуальных) способностей; методики оценки психомоторных способностей и навыков (на точность восприятия, силу, скорость и т.д.); методики психологической и психофизиологической диагностики функциональных и эмоциональных состояний работника; методики оценки профессиональных знаний и уровня усвоения должностных обязанностей; методики решения ситуационных задач; методики оценки управленческого потенциала; социально-психологические и социологические методики. Однако оценка инновационного потенциала только на стандартных методиках, по-нашему мнению, не может быть основана.

Оценка инновационного потенциала персонала – очень трудоемкая и кропотливая работа, направленная на выявление отдельных индивидуумов трудовом коллективе, которые могут стать «ядром» инновационно-активного малого коллектива работников, проводником инноваций в организации, либо, в силу специфики личности, остаться в роли «индивидуального инноватора», не распространяя синергетический эффект на других работников. Методика оценки, на наш взгляд, должна быть разработана с учетом принципов комплексности и системности, состоять из набора различных инструментов, направленных на оценку психологических и социальных характеристик; способностей и предрасположенностей индивидуума к генерации инновационных идей; готовность (несопротивление) к организационным изменениям.

По мнению экспертов, инновации рождаются и реализуются тогда, когда люди используют свой инновационный интеллект. Исходя из этого, можно предположить, что инновационный потенциал персонала следует оценивать через призму оценки степени развитости его инновационного интеллекта.

В комплекс оценочных средств инновационного потенциала рекомендуется включать ряд вопросов, с помощью которых работник может:

- раскрыть инновационный интеллект (через вопросы логико-математического, творческого, личностного, социального, пространственного и прочего характера);
- продемонстрировать корпоративные компетенции и свою инновационность при решении производственных задач;

– показать эмоциональный интеллект через способность решения задач в критических условиях и условиях сильного стресса.

Выявление «инноваторов» - это еще одна проблемная область, которую необходимо решать организациям, нацеленным на развитие ИПП. Основываясь на результатах работы одной из организаций нефтегазового инжиниринга (дочерней структуры крупнейшей российской энергетической компании), следует отметить положительный опыт в выявлении инноваторов путем проведения конкурсов научных работ; специализированного тестирования на инновационные способности работников; организации комплексных мероприятий для молодых работников, ориентированных на раскрытие творческого потенциала и выработки нестандартных решений производственных задач.

В целях получения общей информации об инновационном потенциале персонала любой компании, в том числе научно-проектных комплексов нефтегазовых компаний, авторами может быть рекомендована оценка через призму инновационной активности персонала.

Набор показателей для оценки инновационной активности, по мнению авторов, будет зависеть от специфики деятельности исследуемой организации, он будет уникален. Вместе с тем, можно рекомендовать определенный набор общих показателей, которые составят базу для данного исследования (табл.1), которая впоследствии может быть дополнена специализированным уникальным блоком.

Таблица 1 – Предлагаемая система базовых показателей для оценки инновационной активности персонала организации нефтегазового инжиниринга

Наименование показателя	Условное обозначение, экономический смысл
1	2
Показатель вовлеченности персонала в инновационную деятельность компании	d_{II}^{IIA} - доля инновационно-активного персонала (персонала, участвующего в инновационной деятельности компании) в общей численности за отчетный период, доли ед. (в том числе по категориям, профессиям, квалификации, стажу, возрасту)
Показатель материального стимулирования инновационной активности персонала (1)	d_{KI}^{IIA} - доля затрат на материальное поощрение инновационной активности персонала в кадровых издержках в отчетном периоде, доли ед.
Показатель материального стимулирования инновационной активности персонала (2)	d_{OT}^{IIA} - доля дохода от инновационной деятельности в структуре затрат на оплату труда персонала, доли ед. (в том числе по категориям, профессиям, квалификации, стажу, возрасту)
Количество инновационных решений, разработанных персоналом компании	IP – количество инновационных решений (рацпредложений), подготовленных при участии сотрудников хозяйствующего субъекта за отчетный период, единиц.
Показатель востребованности инновационных предложений персонала	d_{IP}^{II} - доля инновационных решений, принятых к реализации в отчетном году в субъекте хозяйствования относительно подготовленных, доли ед.

Исследование данных показателей по отдельным подразделениям научно-проектного комплекса, проведение сравнительного анализа как в периоде, так и в динамике (возможно проведение бенчмаркинга с аналогичными организациями, функционирующими на рынке), позволит сделать вывод об активности персонала в сфере генерирования идей и создания инноваций.

Результаты оценки инновационного потенциала предприятия и инновационной активности персонала, по нашему мнению, составят основу для развития и дальнейшего поддержания персонала.

Говоря о развитии инновационного потенциала персонала, следует отметить, что для каждой организации процесс развития ИПП также будет очень специфичен, а набор инструментов будет содержать (по аналогии с оценкой) как общий, так и специализированный блоки.

Анализируя практику в сфере развития ИПП одной из российских организаций нефтегазового инжиниринга, можно рекомендовать как имеющие положительные результаты следующие инструменты:

- проведение для персонала специально разработанных курсов по развитию инженерно-технического творчества;
- научение выработке нестандартных решений стандартных производственных проблем;
- организацию комплексных мероприятий, направленных на командную работу (в том числе работу в мультидисциплинарных командах);
- отработку применения экспертных методов для принятия решений, в том числе в формате хакатонов;
- организацию проектной работы на основе гибкой методологии типа agile.

Таким образом, формирование системной работы по выявлению и оценке талантливых работников (управление талантами), определение инновационного потенциала персонала и инновационной активности персонала, формирование системы мотивации к активизации инновационной деятельности отдельного работника и трудового коллектива в целом, выработка оптимальной программы и выбор эффективных инструментов развития инновационного потенциала предприятия – это очень трудоемкий процесс, требующий значительных финансовых ресурсов и подготовленных для данной работы высококвалифицированных специалистов. Вместе с тем, развитие ИПП – это большие перспективы для создания новых идей, преимуществ для компании и одно из важнейших условий формирования прочного экономического и технико-технологического фундамента компании.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Андропова И.В., Бачинина Ю.П. Проблемы и инновационные подходы к обучению персонала нефтегазодобывающих компаний. В кн.: Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации. Тезисы III НПК с международным участием / отв. ред. В.К. Тянь, СамГТУ. – 2018, с.188
2. Виноградов Д.В., Бачинина Ю.П. Перспективные направления повышения инновационной активности предприятия нефтепродуктообеспечения. – В сб. Новые технологии – нефтегазовому региону. Материалы Международной НПК, ТИУ. – 2016, с.256.
3. Лега К.А. Формирование механизма управления инновационным потенциалом персонала корпорации: Дис. ... канд. экон. наук. Челябинск, 2008. 194 с.
4. Москаленко А.А. Новый подход к развитию инновационного персонала нефтяных компаний // Управление экономическими системами: электронный научный журнал, №11 (105). – 2017, с. 24.
5. Пихтовников Ю.В. Роль развития персонала корпорации в комплексной системе управления человеческими ресурсами // Вестник университета, ГУУ, №21. – 2014, с. 141.

Увеличение выпуска реактивного топлива в ПАО «Славнефть-ЯНОС» в 2017-2019 гг.
(Increase of jet fuel production at PJSC «Slavneft-YANOS» in 2017-2019)

Борисанов Дмитрий Владимирович
Начальник исследовательской лаборатории
ПАО «Славнефть-ЯНОС»

АННОТАЦИЯ

Рассмотрены наиболее возможные тенденции изменения конъюнктуры рынка продуктов нефтепереработки. Безусловно, реактивное топливо является самым высокомаржинальным продуктом современного НПЗ. Фракции 140-200 °C определены как оптимальные для увеличения производства ТС-1 и аргументирована необходимость их полного вовлечения в ТС-1. По результатам математических расчетов в программе Petro-SIM и последующего проведения опытных пробегов подтверждено увеличение отбора керосина. Описаны преимущества процесса гидродемеркаптанизации (ГДМ) в технологии производства, переходе сырья в товарный продукт и простоте обслуживания. Результатом работы является рост производства ТС-1 с 1,2 млн. тонн в 2016 г. до 1,76 млн. тонн в 2018 г. и выход ПАО «Славнефть-ЯНОС» в лидеры по производству ТС-1 в России.

ABSTRACT

The most possible trends in the market conditions for oil products are reviewed. Certainly, jet fuel is the highest-margin product of a modern refinery. Fractions 140-200 °C are defined as optimal for increasing the production of TS-1 and are justified by the need for their full involvement in TS-1. According to the results of mathematical calculations in the Petro-SIM software and subsequent pilot runs, an increase in kerosene extraction was confirmed. The advantages of the hydrodemercaptanization process (HDM) in production technology, the transfer of feed to a commercial product and easy maintenance are described. The result of the work is the growth of TS-1 production from 1.2 million tons in 2016 to 1.76 million tons in 2018 and PJSC «Slavneft-YANOS» becoming the leader in the production of TS-1 in Russia.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Реактивное топливо, ТС-1, гидродемеркаптанизация, дизельное топливо.

KEYWORDS

Jet fuel, TS-1, hydrodemercaptanization, diesel fuel.

В мае 2018 г. Президент РФ подписал указ «О национальных целях и стратегических задачах развития РФ до 2024 г.». Во исполнение указа был принят «Комплексный план Правительства РФ по модернизации магистральной инфраструктуры до 2024 г.». В соответствии с этими документами авиационная подвижность населения должна вырасти на треть – с 0,7 до 0,95 полетов на 1 человека в год, соответственно на треть должно вырасти потребление реактивного топлива. Летом 2019 г. принят ФЗ-255, который предусматривает возвращение акцизов на реактивное топливо. Таким образом, руководство страны делает все возможное для увеличения авиационных перевозок.

Тем временем в Европе возрастают риски снижения потребления дизельного топлива (ДТ): во многие европейские города запрещается въезд автомобилей с дизельными двигателями, тем самым в сознание европейцев внедряется мысль о вредности дизельных двигателей.

Между тем, экспорт ДТ из РФ в Европу составляет порядка 50 млн. т/год, и если потребление ДТ в Европе снизится, в России возникнет перепроизводство. Ситуация осложняется еще и тем, что на многих НПЗ запланировано строительство комплексов глубокой переработки нефти, которые существенно увеличивают выпуск ДТ.

Маржинальность

Средние цены Санкт-Петербургской биржи за 2018 г. на все массовые продукты нефтепереработки составляют порядка 48 тыс. руб./т, при этом акциз на ТС-1 составляет 2,8 тыс. руб./т, на ДТЛ – 8,5 тыс. руб./т, на бензин – 13,1 тыс. руб./т. Таким образом цены без акцизов составляют для ТС-1 – 42 тыс. руб./т, для ДТЛ – 38 тыс. руб./т, для бензина – 35 тыс. руб./т. В случае использования передовых технологий, весь прямогонный керосин превращается в ТС-1, выход товарного ДТЛ на установках гидроочистки составляет 98 % от прямогонного продукта, а выход товарного компонента бензина на установках риформинга составляет только 89 % от прямогонного.

Таким образом, реактивное топливо является самым высокомаржинальным продуктом современного НПЗ, а увеличение его выпуска за счет ДТЛ выглядит актуальной задачей.

Возможность увеличения выпуска ТС-1 за счет бензина и ДТ

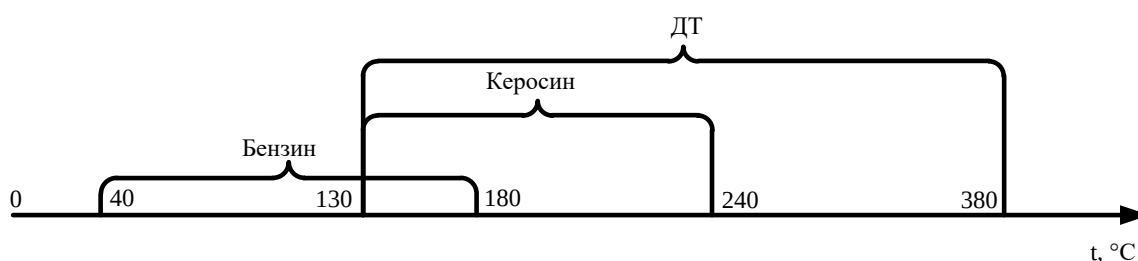


Рисунок 1. Фракционный состав основных продуктов нефтеперегонки

На рисунке 1 представлен фракционный состав основных продуктов нефтеперегонки: бензин, ДТ и керосин. Бензин выкипает в пределах 40-180 °С, ДТ – при 130-380 °С. Для керосина температура выкипания находится в пределах 130-240 °С. Как мы видим, фракция 130-180 °С может быть вовлечена и в бензин, и в реактивное топливо, и в ДТ. Фракция 130-240 °С может быть вовлечена как в реактивное топливо, так и в ДТ. Таким образом, существует теоретическая возможность увеличения выпуска ТС-1 как за счет бензина, так и за счет ДТ.

Мероприятия для увеличения выпуска ТС-1

В 2017 г. новым руководством предприятия была поставлена задача увеличения маржинальности производства за счет увеличения выпуска ТС-1.

Для этого нужно было решить две задачи:

- Увеличение отбора прямогонной керосиновой фракции;
- Очистка прямогонного керосина от меркаптанов с получением компонента товарного ТС-1.

Для оценки возможности увеличения отбора керосиновой фракции на установках АВТ нефть была разогнана на установке AUTOMAXX 9100 по ASTM D 2892 на узкие фракции, которые были проанализированы на основные показатели, исходя из требований ГОСТ (температура начала кристаллизации, кинематическая вязкость, температура вспышки). Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Свойства узких фракций реактивного топлива

	Сод-е в нефти, % масс.	Плотность при 20°C, кг/м ³	Темп-ра начала кристаллизации, °C	Кинематич. вязкость при 20 °C, сСт	Температура вспышки, °C
Норма	-	Не менее 780	Не выше -60°C	Не ниже 1,3	Не ниже +28
110-130	2,48	746,81	ниже -72	0,78	ниже 10
130-140	1,25	757,95	ниже -72	0,86	20
140-150	1,32	758,98	ниже -72	0,96	28
150-160	1,37	768,93	ниже -72	1,03	35
160-170	1,45	776,38	-68	1,15	43
170-180	1,37	781,55	-63	1,28	51
180-190	1,71	788,39	-60	1,43	57
190-200	1,31	795,01	-53	1,60	65
200-210	1,36	802,51	-43,5	1,83	74
210-220	1,43	805,16	-41	2,09	81
220-230	1,66	813,53	-39	2,33	85
230-240	1,61	816,97	-33	2,73	95
240-250	1,68	823,57	-27	3,14	103
250-260	1,79	829,07	-24	3,57	110

Из данных таблицы 1 видно, что фракции, выкипающие в пределах 110-140 °C, имеют температуру вспышки существенно ниже 28 °C и могут быть вовлечены в реактивное топливо в ограниченных количествах. Фракции, выкипающие в пределах 140-200 °C (выделены жирным шрифтом), соответствуют требованиям реактивному топливу по всем показателям и должны вовлекаться в ТС-1 в полном объеме. Фракции 200-230 °C (выделены курсивом) имеют температуру начала кристаллизации порядка -40 °C при норме не выше -60 °C и могут вовлекаться в ТС-1 лишь частично. Фракции 230-250 °C (выделены жирным курсивом) имеют температуру начала кристаллизации порядка -33 °C и могут вовлекаться лишь в незначительном количестве.

Фракции 140-180 °C, помимо соответствия требованиям к реактивному топливу, являются оптимальным сырьем каталитического риформинга и при их вовлечении в керосин необходимо разрабатывать компенсирующие мероприятия для производства товарного бензина.

Оценка возможности установок первичной переработки нефти по увеличению выпуска реактивного топлива

Для оценки возможности установок АВТ по увеличению выпуска реактивного топлива была составлена математическая модель их атмосферных блоков в программе Petro-SIM. Скриншот модели приведен на рисунке 2. Безусловно, программа Petro-SIM не может адекватно оценить низкотемпературные свойства и ряд других показателей реактивного топлива, однако, при внесении в нее данных по свойствам узких фракций (приведены в таблице 1), такая возможность появилась. По результатам расчетов была поставлена обоснованная задача для установок АВТ по увеличению отбора керосина. Были проведены опытные пробеги, которые полностью подтвердили правильность поставленной задачи, в результате отбор керосина вырос в среднем на 2,0 % (таблица 2).

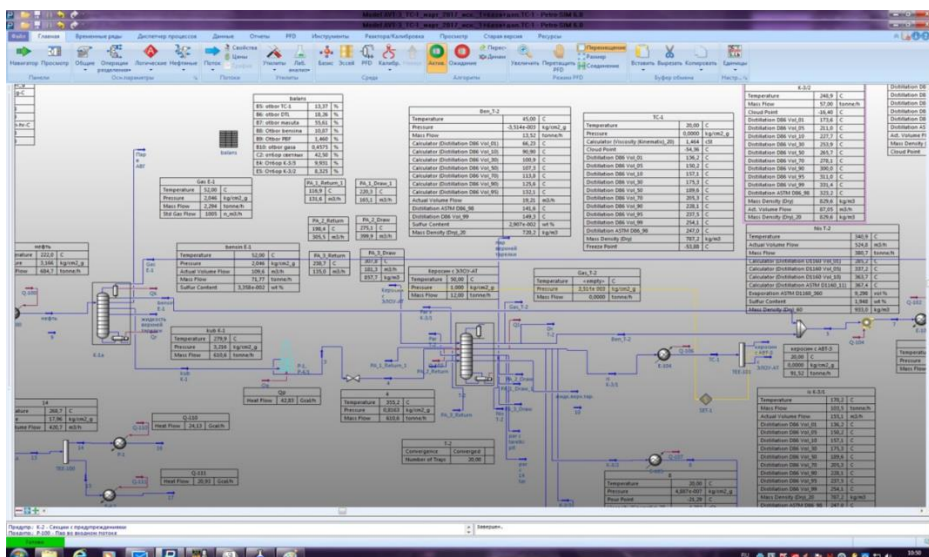


Рисунок 2. Скриншот колонны К-2 на АВТ-3

Таблица 2. Результаты опытных пробегов по увеличению выпуска топлива ТС-1

Установка	Отбор, % масс. (июль-сентябрь 2017)	Отбор, % масс. (июль-сентябрь 2018)	Т _{кр} (не выше минус 60 °С)
АВТ-3	9,76	11,53	-60
АВТ-4	8,33	10,73	-60
ЭЛОУ-АТ-4	7,62	10,4	-60

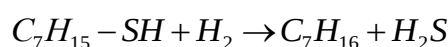
Необходимо отметить, что при увеличении отбора керосина на установках АВТ, падает оборот светлых нефтепродуктов на 0,32 %. Это происходит из-за необходимости «проваливания» фракций, выкипающих свыше 360 °С из дизельного топлива в мазут для обеспечения требований по 95 % точке выкипания. Однако, в силу ряда причин, общий отбор по предприятию даже несколько вырастает:

- при применении процесса гидродемеркаптанизации реактивного топлива в него переходят 99,9 % прямогонного керосина, на гидроочистке в дизельное топливо переходит 98 %, на риформинге в товарный бензин переходит 89 % прямогонного компонента. Таким образом, увеличивая выпуск ТС-1 вместо бензина и дизельного топлива, мы получаем товарный продукт вместо газа;

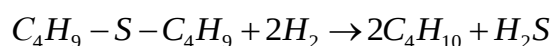
- содержание серы в бензине и дизельном топливе не более 10 ppm – практически отсутствие, содержание серы в реактивном топливе 0,2 %, что в 200 раз выше. Мы получаем товарный керосин вместо низкомаржинальной серы. Отметим, что содержание серы в западном реактивном топливе Jet A-1 не более 0,25 %, что выше, чем в ТС-1. Поэтому перспектива увеличения нормы по содержанию серы в ТС-1 не просматривается.

Дополнительно полученный керосин нужно было очистить от меркаптанов с получением товарного ТС-1. В этих целях наше предприятие более 20 лет использует передовую технологию гидродемеркаптанизации керосина.

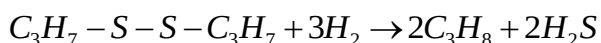
Меркаптаны



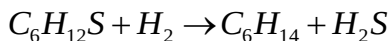
Сульфиды



Дисульфиды



Циклосульфиды



Тиофены, бензотиофены и дибензотиофены

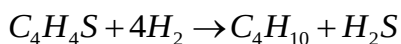
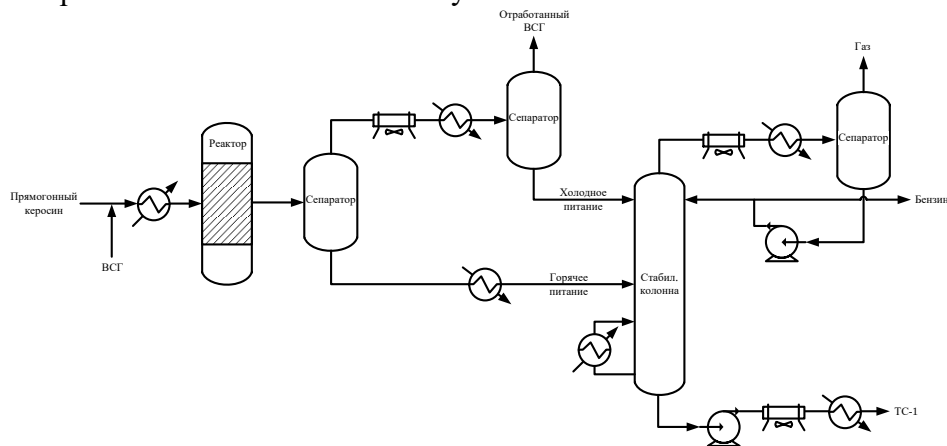


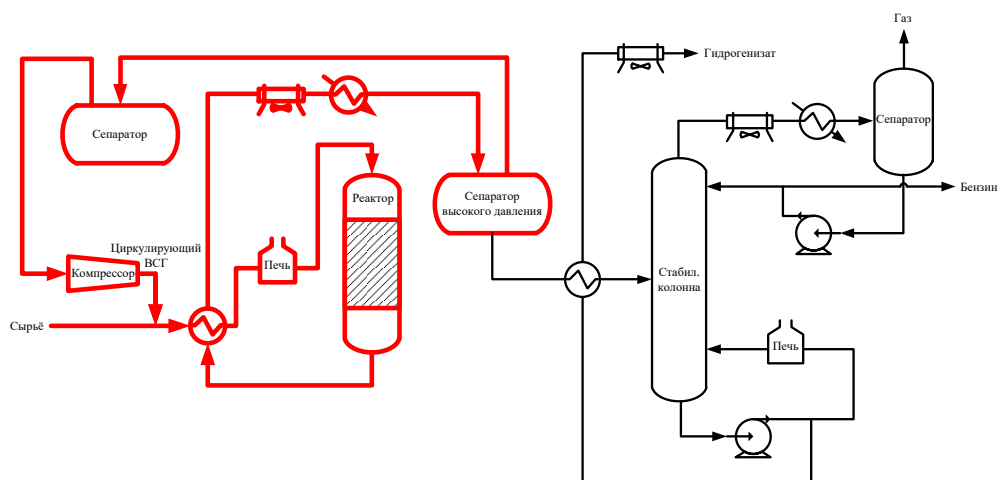
Рисунок 3. Основные реакции, протекающие при гидроочистке и гидродемеркаптанизации

На рисунке 3 представлен химизм процесса. Реакции гидрирования меркаптанов (выделены жирным шрифтом) протекают как при гидроочистке, так и при гидродемеркаптанизации. Реакции гидрирования остальных соединений протекают только при гидроочистке, при этом содержание сернистых соединений резко падает, соответственно падает и смазывающая способность реактивного топлива, и при гидроочистке требуется ввод смазывающих присадок в ТС-1. При гидродемеркаптанизации гидрируются только меркаптаны, общая сера падает на 15-20 %, ввод смазочных присадок не требуется.

На рисунке 4 представлено сравнение технологических схем ГДМ и гидроочистки. На блоке ГДМ отсутствует оборудование для высокого давления и печь (выделено жирной линией). Температура процесса ГДМ не выше 250 °С, давление не выше 10 атм., у гидроочистки параметры существенно жестче. Мягкие условия проведения ГДМ позволяют обеспечить 3-летний пробег установки производительностью 100 т/ч при расходе водородсодержащего газа (ВСГ) порядка 1000 нм³/ч, что позволяет проводить процесс ГДМ без циркулирующего компрессора. Используется неочищенный ВСГ с установок каталитического риформинга. Большинство аварийных остановок объектов происходит как раз из-за циркулирующих компрессоров – сложных агрегатов с множеством блокировок, поэтому отсутствие компрессора в схеме ГДМ повышает ее надежность. Оба блока ГДМ нашего предприятия были смонтированы за время капитального ремонта и эксплуатируются без увеличения численности персонала. Обслуживающий персонал считают блоки ГДМ самыми беспроблемными блоками своей установки.



Блок ГДМ



Установка гидроочистки

Рисунок 4. Сравнение схем гидроочистки и ГДМ

Для обеспечения очистки дополнительного количества прямогонной керосиновой фракции выполнен большой объем работы совместно АО «ВНИИ НП» и 25 ГосНИИ МО РФ, была изменена технология производства ТС-1, усовершенствован процесс ГДМ с получением трех патентов:

- Способ ГДМ керосиновых фракций № 2691760;
- Способ ГДМ керосиновых фракций № 2691761;
- Способ переработки нефти № 2664653.

В результате проделанной работы производство ТС-1 на нашем предприятии выросло с 1,2 млн. тонн в 2016 до 1,76 млн. тонн в 2018 г., что позволило нашему предприятию выйти в лидеры по производству ТС-1, несколько обогнав Омский НПЗ. На рисунке 5 представлены данные о выпуске ТС-1 в ПАО «Славнефть-ЯНОС» за 2015-2018 гг., а на рисунке 6 – о выпуске ТС-1 на ведущих НПЗ РФ (по данным ООО «ИНФОТЭК»).

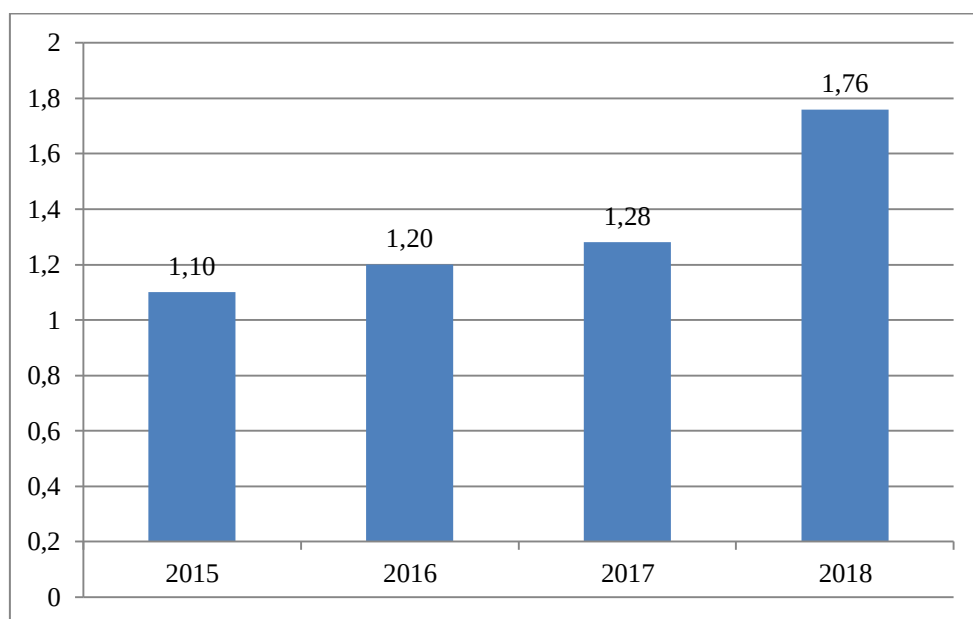


Рисунок 5. Выпуск ТС-1, млн. тонн

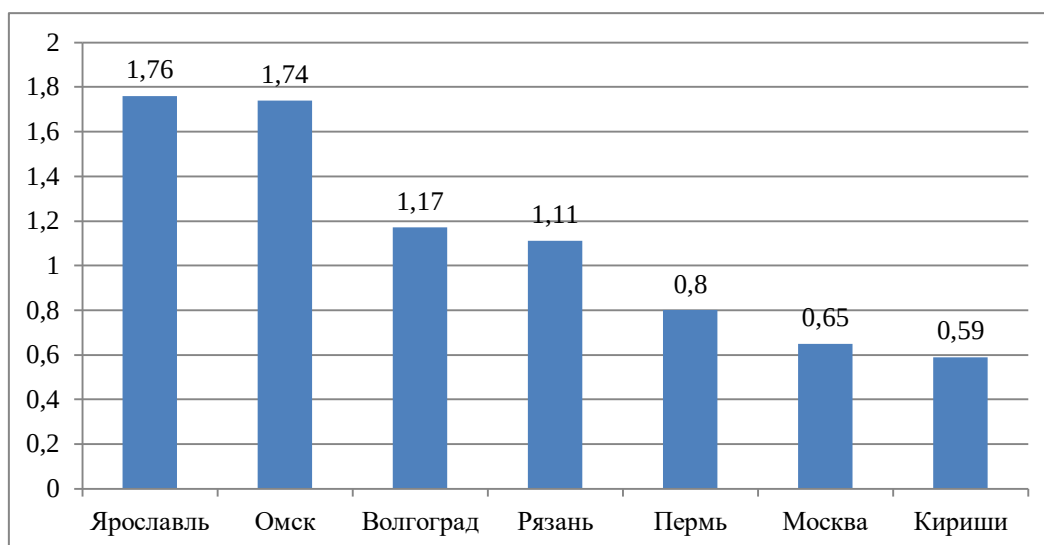


Рисунок 6. Выпуск ТС-1 на ведущих НПЗ РФ за 2018 год, млн. тонн

Отметим, что производительность Омского НПЗ в 1,5 раза выше, содержание светлых фракций в нефти существенно выше, а содержание серы существенно ниже, что позволяет направлять в товар прямогонный керосин без очистки. Однако мы сумели создать эффективный тандем первичной переработки нефти и гидродемеркаптанзации реактивного топлива, что позволило выйти в лидеры производства.

Актуальные проблемы производственного менеджмента в нефтеперерабатывающей промышленности

(Actual problems of production management in the oil refining industry)

Бурыкина Екатерина Валерьевна¹, Томова Асет Башировна²

¹ Старший преподаватель, ² Доцент, кандидат экономических наук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Статья посвящена проблемам повышения технологического уровня производства на нефтеперерабатывающих заводах в России. Отмечается, что повышение показателей глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов для нефтеперерабатывающей отрасли остается актуальной. Приведен ряд проблем замедляющих темпы проведения модернизации в нефтепереработке: санкции, отток инвестиций, волатильность рубля и др. Отмечается, что нехватка современных технологий также является одной из проблем развития нефтеперерабатывающей промышленности. Анализируются результаты технологической модернизации на примере Московского нефтеперерабатывающего завода. Представлена характеристика катализаторного рынка и перспективы его развития. Подчеркнута необходимость решения проблем импортозамещения в нефтеперерабатывающей промышленности.

ABSTRACT

The article is devoted to the problems of increasing the technological level of production at oil refineries in Russia. It is noted that increasing the indicators of the depth of oil refining and the yield of light oil products for the oil refining industry remains relevant. A number of problems that slow down the pace of modernization in oil refining are given: sanctions, outflow of investments, ruble volatility, etc. It is noted that the lack of modern technology is also one of the problems in the development of the oil refining industry. The results of technological modernization are analyzed on the example of the Moscow oil refinery. The characteristics of the catalyst market and the prospects for its development are presented. The necessity of solving the problems of import substitution in the oil refining industry is emphasized.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефтеперерабатывающий завод, выход светлых нефтепродуктов, глубина переработки нефти, рынок катализаторов, технологическая модернизация.

KEY WORDS

Oil refinery, yield of light petroleum products, oil refining depth, catalyst market, technological modernization.

Главная ценность нефти – разные углеводороды, носители потенциальной энергии, каждый из которых может быть преобразован в тот или иной полезный продукт. Поэтому нефть – это своеобразный полуфабрикат, ценность которого заключается в получаемых из него продуктах. На современных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) сырую нефть на начальной стадии переработки разделяют на пять фракций (газ; бензиновая, керосиновая и дизельная фракции – светлые нефтепродукты; мазут – тяжёлые нефтяные остатки). Современный нефтеперерабатывающий завод – несколько сложных последовательных технологических цепочек, каждая из которых заканчивается производством определенного компонента товарного топлива или других нефтепродуктов. Каждое звено цепочки – технологическая установка – имеет определенное назначение. Завершающим звеном является смешение компонентов в

необходимых пропорциях для обеспечения соответствия всем техническим и экологическим требованиям (рисунок 1).

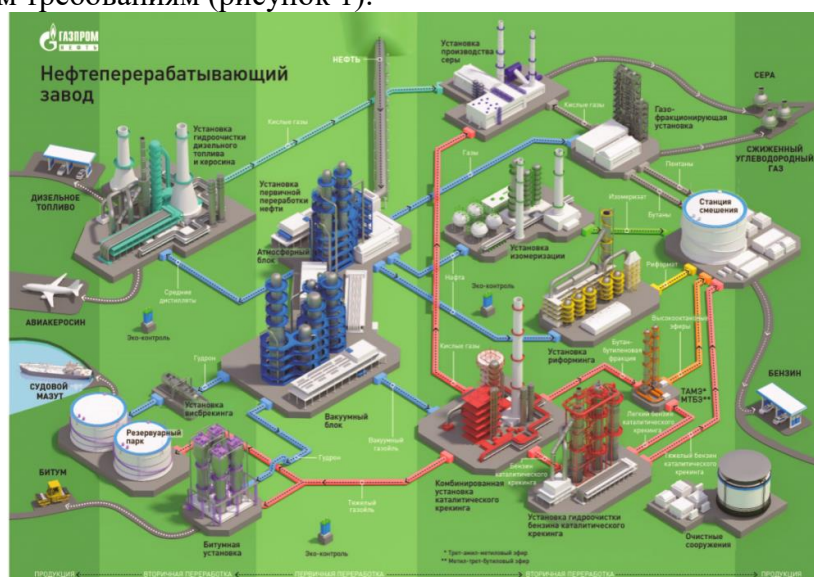


Рисунок 1 – Производственная структура нефтеперерабатывающего завода

Важнейшим показателем технологического совершенства НПЗ является выход светлых нефтепродуктов, которые пользуются на рынке наибольшим спросом и имеют максимальную цену. Чем больше светлых нефтепродуктов сможет произвести завод из тонны нефти, тем большую прибыль он в итоге получит. Глубина переработки нефти – показатель, характеризующий эффективность использования сырья. [6]

На нефтеперерабатывающих заводах России отмечается положительная динамика этих показателей (таблица 1), но они не достигли мирового уровня, обеспечивающего конкурентоспособность нефтеперерабатывающей промышленности.

Таблица 1. - Динамика показателей технологического совершенства и эффективности использования сырья на НПЗ [составлено авторами]

Показатели	Ед.изм.	Период			
		2016	2017	2018	2019
Глубина переработки	%	76	80	83	82
Выход светлых нефтепродуктов, всего	%	57,7	54,5	59,1	58,6
в т.ч.	%				
бензин	%	24,2	20,5	23,8	21,9
керосин	%	6,6	6,9	6,2	6,7
ДТ и СМТ	%	26,9	27,1	29,1	30

В последние годы в развитии нефтеперерабатывающей промышленности России наблюдается положительная тенденция. На НПЗ ведется строительство и ввод в эксплуатацию новых комплексов глубокой переработки нефти, повышается качество выпускаемых моторных топлив. По данным Центрального диспетчерского управления ТЭК общий объем первичной переработки нефтяного сырья на НПЗ России в 2018 году увеличился на 2,5% (или на 7 млн т) по сравнению с 2017 годом и составил 286,9 млн тонн. С 2014 года по 2018 год производство топочного мазута в России снизилось на 41%. В 2016 году Россия начала выпускать топливо, отвечающее стандарту «Евро-5». Глубина переработки нефти по итогам 2018 года составила 83,4%, в 2017 году этот показатель не превышал 81,3%, а в 2010 – 70,9%. В США глубина переработки нефти составляет 90-95%, в странах-членах ОПЕК – 85%, в Европе – 85-90%. Проблема увеличения глубины переработки нефти в России остается актуальной. Выход светлых нефтепродуктов в России увеличился с 55,7% в 2010 году до 62,2% в 2018 году. Рост

связан с проведением модернизации НПЗ в последние годы. В период с 2011 года по 2017 год, по данным Минэнерго России, отремонтированы и введены в эксплуатацию 78 установок вторичной переработки. До 2027 года нефтяные компании взяли на себя обязательства по модернизации 127 установок вторичной переработки нефти. Так, например, в 2011 году «Газпром нефть» начала масштабную модернизацию Московского НПЗ стоимостью более 250 млрд рублей для достижения лучших стандартов производства и экологической безопасности (рисунок 2). Задача технологической модернизации — адаптировать производство под новые требования рынка к качеству продукции, увеличить глубину переработки нефти, повысить энергоэффективность.



Рисунок 2 – Программа экологической модернизации Московского нефтеперерабатывающего завода

Первый этап модернизации (2011 - 2015 годы). Первоочередной целью «Газпром нефти» стала подготовка завода к переходу на самые высокие экологические стандарты производимого моторного топлива. Московский нефтеперерабатывающий завод (МНПЗ) полностью перешел на выпуск топлива экологического класса Евро-5 в 2013 году. Это стало возможным благодаря запуску двух новых установок: изомеризации легкой нефти с предварительной гидроочисткой сырья и гидроочистки бензина каталитического крекинга. Первая позволила перерабатывать легкую нефть в низкосернистый высокооктановый компонент бензинов. Вторая — эффективно удалять серу из бензина каталитического крекинга почти без потерь в октановых характеристиках. Также была реконструирована установка гидроочистки дизельного топлива ЛЧ-24-2000, что позволило дополнительно снизить в гидроочищенном продукте содержание серы. Летом 2015 года была введена в эксплуатацию новая газотракционированная установка (ГТУ-2). На новом объекте стала возможной четкая ректификация сероочищенных углеводородных газов, образующихся в качестве побочных продуктов на установках завода. МНПЗ смог выпускать востребованные индивидуальные топливные газы (пропан, бутан, изобутан), а также более качественный газовый бензин. Объем капитальных затрат на модернизацию с учетом проектов экологической направленности на первом этапе составил более 74 млрд рублей.

Второй этап модернизации (2016 - 2020 годы). Задача второго этапа — улучшение операционной и экологической эффективности производства с некоторым увеличением объемов переработки и дальнейшим улучшением качества производимой продукции. Ключевой проект второго этапа - строительство новой комбинированной установки переработки нефти «Евро+» (рисунок 3). Установка заменила 5 объектов предыдущего

поколения (так называемое «малое технологическое кольцо» 60-х годов постройки), а также позволило сократить воздействие на окружающую среду на 11%, увеличить производство топлива, в том числе в 2 раза повысить выпуск авиакеросина; создать новые высокотехнологичные рабочие места для москвичей.



Рисунок 3 – Высокотехнологическая установка переработки нефти «Евро+»

Еще одной группой мероприятий является модернизация систем отгрузки продукции. К ним относится реконструкция газораспределительной станции, строительство эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт, строительство автоматизированной эстакады тактового налива нефтепродуктов в железнодорожный транспорт.

В 2017 году на предприятии введен в эксплуатацию инновационный комплекс очистки сточных вод «Биосфера», не имеющий аналогов в отечественной нефтепереработке. Это позволило повысить эффективность очистки сточных вод до 99,9% и перейти на замкнутый цикл водопотребления. Благодаря новому комплексу МНПЗ более чем в два с половиной раза сократил потребление речной воды и в три раза — объем сточных вод, снизив нагрузку на городские очистные сооружения.[4]

Основным видом деятельности Московского НПЗ является переработка нефти и производство качественного топлива.

Основные виды продукции МНПЗ:

- бензин и дизельное топливо Евро-5
- авиационный керосин, судовое топливо
- полимеры для производства окон ПВХ, труб, упаковки
- сжиженный газ для коммунально-бытовой сферы, нефтехимии и дальнейшего производства пластиков, синтетических каучуков
- битум для дорожных работ
- гранулированная сера для производства удобрений

Основные характеристики МНПЗ:

- Объем переработки — 11 млн тонн нефти в год
- Производство топлива Евро-5 — 100%
- Технологических объектов — более 30
- Общая численность сотрудников — 2100 человек
- Площадь предприятия — 286 га

Основные производственные показатели МНПЗ в 2018 ГОДУ:

- Объем переработки — 10,5 млн тонн
- Глубина переработки — 83%
- Выход светлых нефтепродуктов — 60%
- Выпуск высокооктанового бензина Евро-5 — 2,5 млн тонн
- Выпуск дизельного топлива Евро-5 — 2,1 млн тонн
- Выпуск авиационного керосина — 0,6 млн тонн
- Выпуск инновационного дорожного битума — 1,4 млн тонн. [4]

До 2016 года модернизация в нефтеперерабатывающей промышленности была направлена в основном на улучшение качества получаемой продукции. Затем началась реализация второго этапа модернизации, направленная на углубление процессов переработки нефти. В результате этих мер ожидалось, что производство бензина к 2020 году возрастет до 41,4 млн т, дизельного топлива — до 90 млн т, а глубина переработки достигнет 85%. Более совершенные с технической точки зрения и экологически безопасные процессы безотходной переработки углеводородного сырья позволяют значительно повысить глубину нефтепереработки, а значит и количество получаемых с единицы сырья нефтепродуктов. Для повышения технологического уровня российским НПЗ нужны значительные финансовые вложения. Однако в сложившейся экономической ситуации предприятия испытывают ряд сложностей, которые замедляют темпы модернизации. Ситуация в нефтепереработке осложняется санкциями, оттоком инвестиций и волатильностью рубля. Проблема устаревших мощностей отечественных НПЗ возникла из-за отсутствия инвестиционной привлекательности отрасли. В последние годы цены на нефть являются относительно низкими, что снижает маржу нефтепереработки. В итоге российские НПЗ сейчас работают с отрицательной маржинальностью. В свою очередь это приводит к сокращению инвестиций и увеличению сроков окупаемости проектов. Недостаток современных технологий также является одной из проблем развития нефтеперерабатывающей промышленности. В настоящее время на территории нашей страны работают 32 крупных нефтеперерабатывающих завода суммарной установленной мощностью 310,4 млн т в год. При этом российская переработка нефти остаётся неконкурентоспособной в технологическом плане по сравнению с продукцией ведущих западных стран. Для российских НПЗ характерны относительно низкая глубина переработки и высокий уровень зависимости от зарубежных технологий.

Существует еще одна проблема — конкурентоспособность предприятий, удаленных от источников сырья и рынков сбыта. В основном это относится к заводам Восточной Сибири и Дальнего Востока, которые поставляют нефтепродукты на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Строительство нефтеперерабатывающих предприятий в нашей стране велось в четыре этапа в соответствии с поставками горюче-смазочных материалов, а также продуктов нефтехимии в конкретные районы РСФСР и в республики СССР. Эти факторы и предопределили картину расположения нефтеперерабатывающих мощностей на территории современного российского государства. [3]

Нефтеперерабатывающие заводы в царской России были размещены преимущественно на Кавказе (Баку, Грозный). В СССР при размещении НПЗ учитывались такие факторы как:

- повышение плотности потребления и равномерное распределение нефтепереработки по территории страны;
- близость НПЗ к потребителям для обеспечения надежного снабжения потребителей и сокращения затрат на транспортировку;
- развитие нефтепереработки в окраинных и отдаленных районах страны с целью их гармоничного развития;

- обеспечение энергетической безопасности государства.

После распада СССР проявились региональные диспропорции в размещении добычи и переработки нефти, производстве и потреблении нефтепродуктов. Диспропорции масштабов производства и потребления нефтепродуктов, в частности, концентрации мощностей и объемов производства наблюдались в Урало-Поволжском регионе. В период 1994–2003 гг. диспропорции в региональной структуре перерабатывающих мощностей, производства и потребления нефтепродуктов сохранялись, а неблагоприятное положение ряда регионов даже ухудшилось. Такие диспропорции должны учитываться при разработке программ модернизации, реконструкции и расширения действующих заводов. Новые НПЗ надо создавать в федеральных округах с повышенной потребностью в нефтепродуктах с целью ликвидации региональных диспропорций (Дальневосточный, Северо-Западный, Южный, Уральский). Возможно строительство НПЗ ближе к границе для экспорта нефтепродуктов.

Еще одной проблемой для отрасли стало возникновение десятков малотоннажных нефтеперерабатывающих заводов (мини-НПЗ) с упрощенной схемой переработки. В 1990-е годы началось активное проектирование и строительство мини-НПЗ. Мини-НПЗ представляют собой установки небольшой мощности (от 10 тыс. т/год до 500 тыс. т/год по перерабатываемой нефти). Технологические схемы мини-НПЗ представлены простейшим (атмосферная перегонка) и более сложным вариантами (перегонка плюс риформинг; атмосферная перегонка, вакуумная перегонка, риформинг, гидроочистка). Положительные стороны Мини-НПЗ: упрощенные технологические схемы, блочно-модульный тип оборудования и быстрое изготовление, небольшой штат обслуживания, возможность строительства в отдаленных районах, где имеются запасы и организована добыча нефти, но есть потребность завозить нефтепродукты. Первые мини-НПЗ были построены в отдаленных нефтедобывающих районах (гг. Стрежевой, Когалым и др., в Западной Сибири, близ Норильска и в Якутии) в регионах, дефицитных по моторным топливам (близ Махачкалы). Построены мини-НПЗ в Татарстане (близ Альметьевска), в Ульяновске, в республике Марий-Эл. Однако есть проблемы мини-НПЗ: малая глубина переработки, невысокое качество получаемых нефтепродуктов и необходимость их облагораживания, невозможность полного соблюдения правил по охране окружающей среды, относительно более высокие (по сравнению с обычными НПЗ) показатели себестоимости продукции и удельных капитальных затрат. Мини-НПЗ, расположенные в отдаленных районах на расстоянии свыше 1000 км от ближайшего НПЗ, конкурируют по показателю себестоимости получаемой продукции с привозными моторными топливами. Мини-НПЗ, попавшие в «зону влияния» ближайшего крупного НПЗ, в большинстве случаев оказываются неконкурентоспособными. В случае принятия более жесткого законодательства по охране окружающей среды в части качественных характеристик моторных топлив, могут возникнуть сложности со сбытом отдельных видов продукции мини-НПЗ. [2]

Бензин – один из продуктов перегонки нефти. Однако бензин прямой перегонки имеет очень низкое октановое число (50-60), эффективность прямой перегонки крайне низка – выход бензина составляет порядка 20%. Поэтому для производства бензина используют гораздо более эффективные вторичные процессы — каталитический крекинг и каталитический риформинг. Все вторичные процессы нефтепереработки проходят в присутствии катализаторов. [5]

Бензин каткрекинга, и риформаты по своим характеристикам, химическому составу не соответствуют требованиям, предъявляемым к топливу для современных автомобилей. Поэтому они смешиваются (компаундируются) с различными высокооктановыми компонентами. Один из таких компонентов — алкилат. Сегодня

используются две технологии производства алкилата — сернокислотное и фтористоводородное алкилирование. Эти процессы эффективны, однако небезопасны. Катализаторами в них выступают, соответственно, фтористый водород и серная кислота, работа с которыми требует соблюдения особых мер промышленной безопасности. Проблема повышения безопасности технологических процессов особенно актуальна для нефтеперерабатывающих производств, расположенных в городской черте, к таким относятся, например, все НПЗ «Газпром нефти». На базе Московского нефтеперерабатывающего завода (МНПЗ) компании специалисты «Газпром нефти» совместно с учеными Института нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева (ИНХС РАН) разрабатывают уникальную технологию твердокислотного алкилирования с применением безопасного катализатора на основе цеолита. В рамках проекта уже создан катализатор с достаточным для организации производственного процесса временем активной работы порядка суток. Сейчас новые катализаторы проходят опытно-промышленные испытания на установке мощностью 300 тонн алкилата в год. [4]

Долгие годы отечественные НПЗ были вынуждены импортировать катализаторы и до сих пор до 50% внутреннего рынка катализаторов каткрекинга и 100% рынка катализаторов гидроочистки дизельного топлива, вакуумного газойля и гидрокрекинга заняты зарубежными поставщиками. Ожидается, что реализация проекта «Газпром нефти» по строительству мощного современного завода катализаторов снимет катализаторную зависимость российской нефтепереработки от иностранных производителей. Планируется, что новый катализаторный завод «Газпром нефти» заработает в конце 2021 года и заменит действующее производство. Согласно проекту, ежегодно в Омске будут производить 15 тыс. тонн катализаторов каталитического крекинга, используемых в процессе выпуска компонентов высокооктановых бензинов и сырья для нефтехимии. А также 6 тыс. тонн катализаторов гидропрессов (4 тыс. тонн катализаторов гидроочистки и 2 тыс. тонн — гидрокрекинга), необходимых для увеличения глубины переработки нефти и производства дизельного топлива стандарта «Евро-5». Кроме этого, на заводе будут созданы мощности для реактивации 2 тыс. тонн катализаторов гидроочистки дизельного топлива в год. Рецепт всех катализаторов, которые будет выпускать Омский нефтеперерабатывающий завод (ОНПЗ), разработана российскими учеными и предполагает использование отечественного сырья. «Газпром нефть» инвестирует в этот проект более 30 млрд. рублей. В 2015 году Министерство энергетики РФ присвоило этому проекту статус национального. В 2019 году в рамках специального инвестиционного контракта проект поддержало Министерство промышленности и торговли РФ.

До сих пор российский рынок катализаторов характеризовался как импортозависимый. При этом в 2018 году его емкость оценивалась в \$95 млн. в год. В 2012–2018 годах доля импортной продукции в различных сегментах составляла 87–96%. В России нет промышленного производства катализаторов гидроочистки дизельного топлива и гидрокрекинга. Лучше обстоит дело с катализаторами каталитического крекинга.

В советские времена на Омском нефтеперерабатывающем заводе построено свое катализаторное производство, которое в сотрудничестве с Центром новых химических технологий Института катализа Сибирского отделения Российской академии наук обеспечивает производство высокоэффективных катализаторов каталитического крекинга. Мощность ОНПЗ составляет 3000 тонн катализаторов в год. Кроме того, в Ишимбае организовано производство катализаторов каткрекинга по технологии японских разработчиков. Благодаря обоим заводам доля иностранных поставщиков катализаторов каткрекинга сокращается: в 2018 году в общем объеме потребления этой продукции она составляла 37%. Запуск нового катализаторного производства в Омске не

только решит задачу импортозамещения, но сделает «Газпром нефть» одним из ведущих производителей катализаторов, выпускающих конкурентоспособную на мировых рынках продукцию.

Высока доля потребностей в катализаторах в Северной Америке и странах АТР (таблица 2). Этим определяются перспективы развития катализаторного рынка России.

Таблица 2. - Спрос на катализаторы для нефтепереработки по регионам, 2018 год [1]

Регион	Доля, %
Северная Америка	39
АТР	26
Западная Европа	13
Ближний Восток	6
Восточная Европа	5
Центральная и Южная Америка	4
Африка	1
Другие	6

Производством катализаторов будет определяться развитие процессов каткрекинга и гидропроцессов в нефтеперерабатывающей промышленности. В мировом спросе на катализаторы преобладают направления каткрекинга и гидропроцессы (таблица 3).

Таблица 3. - Мировой спрос на катализаторы для нефтепереработки по направлениям, 2018 год [1]

Направление	Доля, %
Каткрекинг	47
Гидропроцессы	36
Алкилирование	9
Риформинг	5
прочее	3

По оценкам «Газпром нефти», до 2025 года потребность в катализаторах каталитического крекинга и гидропроцессов в России будет только увеличиваться. Это вызвано ужесточением экологических требований к моторным топливам: автомобильным бензинам, дизельному и судовому топливу. В результате повышается ответственность нефтеперерабатывающих заводов за качество товарных нефтепродуктов, что требует увеличивать глубину переработки нефти за счет внедрения новых технологических процессов. Ожидается быстрый рост в сегменте катализаторов гидрокрекинга и катализаторов гидроочистки (таблица 4).

Таблица 4. - Прогноз потребления катализаторов для нефтепереработки в РФ, тыс. т/год [1]

	2018	2021	2025
Каталитический крекинг	11,3	14,0	14,2
Гидроочистка	4,0	4,2	4,7
Гидрокрекинг	0,9 ¹	1,3	2,1

Все это требует наращивания мощностей процессов вторичной переработки нефти (таблица 5).

Таблица 5. - Мощности вторичных процессов нефтепереработки в РФ, млн. т/год [1]

	2018	2021	2025
Каталитический крекинг	21,3	24,0	25,5
Гидроочистка	172,1	191,0	222,5
Гидрокрекинг	19,8	28,7	45,4

¹ Среднегодовое потребление за 4 года

Требования к катализаторам для нефтепереработки как на мировом, так и на российском рынке, высокие: работать с широким спектром сырья и выдавать на выходе максимально возможное качество нефтепродуктов. В сфере производства катализаторов гидроочистки специальные требования зависят от целей технологического процесса. Катализатор для гидроочистки нефти должен максимально удалять примеси серы, хлора, натрия, кремния и мышьяка, а катализатор для гидроочистки керосина должен быть ориентирован на деароматизацию и улучшение высоты не коптящего пламени. Есть в этом сегменте и общие требования: все катализаторы должны иметь длительный межрегенерационный пробег, низкое потребление водорода, быть способными к полному восстановлению активности и обеспечивать переработку высокосернистого и вторичного сырья. Наиболее масштабным в среднесрочной перспективе сегментом рынка катализаторов останется сегмент катализаторов каталитического крекинга: в 2025 году потребность российских НПЗ в них вырастет по сравнению с 2018 годом на 24% — до 14,2 тыс. тонн в год. Потребность нефтеперерабатывающей отрасли России в катализаторах гидрокрекинга будет увеличиваться более быстрыми темпами, что связано с модернизацией ряда крупных отечественных НПЗ. Так, если в 2018 году мощности процессов гидрокрекинга на НПЗ в России составляли 19,8 млн тонн в год, то к 2025 году этот показатель увеличится на 60% — до 45,4 млн тонн в год. Катализаторы «Газпром нефти», планируемые к выпуску на новом производстве, отвечают всем требованиям рынка. Все новинки, созданные специалистами компании в сотрудничестве с ведущими научно-исследовательскими институтами, апробируются в промышленной эксплуатации на установках нефтеперерабатывающих заводов в Омске и Москве. В их числе — катализатор олигомеризации легких олефинов, катализаторы каткрекинга семейства «Селектум», оптимизирующие выход бензиновых фракций и повышающие октановое число, катализатор изодепарафинизации дизельных топлив.

Сегодня использование лучших катализаторов — один из немногих способов увеличить эффективность нефтепереработки в целом. Поэтому в «Газпром нефти» работают постоянно над совершенствованием рецептур выпускаемых катализаторов, а новое производство позволит обеспечить высококачественной отечественной продукцией не только собственные НПЗ компании, но и всю отрасль. [1]

Таким образом, наличие нерешенных проблем в нефтеперерабатывающей промышленности, требует решения задач достижения мировых уровней по показателям глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов, дальнейшей технологической модернизации нефтеперерабатывающих заводов, развития производства катализаторов, повышения конкурентоспособности и инвестиционной привлекательности нефтеперерабатывающих предприятий, пропорционального размещения производительных сил в нефтегазовой промышленности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Вильде О., Катализаторы на старте. Журнал «Сибирская нефть» №9/166, ноябрь, 2019.
2. Брагинский О.Б., Нефтегазовый комплекс мира – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006, 640 с.
3. Зуев А., Тенденции российской нефтеперерабатывающей отрасли. ТЭК России №1, январь, 2019.
4. Официальный сайт Московского нефтеперерабатывающего завода <https://mnpz.gazprom-neft.ru>
5. <https://www.gazprom-neft.ru/technologies/oil-refining>
6. <https://ria.ru/ips/oil-refining>

Особенности организационно-экономического механизма управления
инновационной деятельностью при разработке шельфовых нефтегазовых
месторождений

(Features of the organizational-economic mechanism of innovation management in the
development of offshore oil and gas fields)

Ганчаров Сергей Анатольевич¹, Новикова Анна Сергеевна²,
Еременко Ольга Владимировна³

¹Ведущий специалист, ²Студент, ³Доцент, к.э.н.

¹ООО «Газпром флот», ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

³РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, филиал в г. Оренбурге
Научный руководитель: к.э.н., профессор Шпаков В.А.

АННОТАЦИЯ

В условиях чрезмерной турбулентности мирового углеводородного рынка и факторов внешнего окружения российской экономики, действия режима секторальных санкций и развития технологий ВИЭ, актуальными становятся вопросы обеспечения устойчивости развития нефтегазовых компаний, формирующих основу федерального бюджета и оказывающих ключевое влияние на показатели социально-экономического развития в регионах их присутствия. В свою очередь, рост степени выработанности традиционных запасов, ухудшение ФЕС коллекторов, структуры запасов в сторону увеличения доли ТИЗ предполагают переход к разработке морских нефтегазовых месторождений. Успешность подобного смещения напрямую зависит от эффективности организационно-экономического механизма управления инновационной деятельностью (ОЭМУИД), направленного на масштабный и быстрый возврат вложенных в шельфовые проекты средств за счет интеллектуализации моделирования и решения технических проблем в режиме реального времени. Формирование такого ОЭМ позволит повысить интегрированный коэффициент активоотдачи недропользователей; обеспечит наиболее рациональный и экологически безопасный вариант освоения запасов шельфа; создаст условия скорого развития новых центров российской нефтегазодобычи и т.д. В статье авторами изучены особенности ОЭМУИД и предпринята попытка совершенствования организационных основ механизма с учетом условий оффшорного недропользования, предложены отдельные формулировки.

ABSTRACT

In of unpredictability the global hydrocarbon market and factors of external environment the Russian economy, actions of the regime of sectoral sanctions and the development of technologies of renewable energy, relevant sustainability issues development of oil and gas companies, which form the basis of the Federal budget and providing a key influence on the socio-economic development in the regions of their presence. In turn, the growth of the degree of depletion of traditional stocks, the deterioration of reservoir properties of collectors, the structure of the reserves in the increasing of the share of hard-to-involve the transition to the development of offshore oil and gas fields. The success of such a shift depends directly on the effectiveness of the organizational-economic mechanism for managing innovation activities (OEMMIA), aimed at large-scale and rapid return of funds invested in offshore projects through the intellectualization of modeling and solving technical problems in real time. In the article, the authors studied the features of OEMMIA and an attempt was made to improve the organizational basis of the mechanism taking into account the conditions of offshore subsoil use, and proposed separate formulations.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Организационно-экономический механизм управления инновационной деятельностью; интеллектуализация оффшорного недропользования; жизненный цикл нефтегазовой платформы.

KEYWORDS

Organizational and economic mechanism for managing innovation activities; intellectualization of offshore subsurface use; life cycle of the oil and gas platform.

Анализ современной ситуации позволяет говорить об отсутствии системного подхода в управлении инновационной деятельностью нефтегазовых компаний в рамках оффшорных месторождений, обусловленного непроработанностью методологической базы, нерешенностью методических проблем оценки целесообразности использования нововведений, неразвитостью отечественного нефтегазового машиностроения и др. Это неприемлемо в условиях заявленного Правительством Российской Федерации перехода к цифровой экономике [1], в том числе, в ходе освоения и эксплуатации углеводородных запасов шельфа – гаранта энергетической безопасности России на ближайшие десятилетия, составляющих по предварительной оценке запасов только северных морей (Баренцового, Печорского и Карского) порядка 8,86 млрд. т.у.т. [2]. Все эти обстоятельства обусловили необходимость скорейшего освоения углеводородных ресурсов шельфа путем создания действенного ОЭМУИД, базирующегося на концепции интеллектуализации нефтегазодобычи и специфических особенностях морских нефтегазовых комплексов.

В статье авторы под ОЭМУИД понимают совокупность организационно-экономических элементов, функций, методов управления, регулирования и координирования инновационно-инвестиционной деятельности нефтегазовой компании, направленных на моделирование, разработку и внедрение научно-технических разработок, повышающих эффективность освоения и эксплуатации шельфовых месторождений, а также решающих социально-экологические проблемы прибрежных территорий. При изучении ОЭМУИД мы исходим из взаимосвязи двух блоков механизма, а именно: организационного и экономического (рис. 1).

В организационный механизм включены такие составляющие, как: функции управления инновационной деятельностью (начиная с анализа и прогнозирования, заканчивая контролем и учетом результатов внедрения новых технологий), создание производственных структур; координирование усилий участников процесса НТР; информационное обеспечение процесса при использовании цифровых технологий; организационные инновации при создании кластерных образований, технологических платформ, производственной и сервисной инфраструктуры, транспортно-логистических цепочек производства и внедрения инноваций, межотраслевого взаимодействия участников процесса; ресурсное обеспечение научно-технических разработок (НТР).

Экономический механизм, в свою очередь, включает экономических отношения между участниками инновационной деятельности; инструменты, направленные на оптимизацию фискальной и кредитной нагрузки на участников проектов, их господдержку, реализацию социальной ответственности; повышение эффективности взаимодействия, стимулирование и т.д.

Состав и содержание элементов ОЭМУИД зависит от воздействия на процесс разработки месторождения традиционных внешних факторов окружающей среды и внутренних, отражающих особенности разработки шельфовых месторождений (геологические, геоморфологические и гидрометеорологические (ветровая и волновая

нагрузка на оборудование, подводные течения, колебание уровня моря, льдонасыщенность морского покрова, состав воды и т.д.)).



Рисунок1 Состав элементов ОЗМУИД при освоении шельфовых месторождений и задачи его совершенствования

Что касается традиционных внешних факторов, то мы согласны с мнением А.А. Конопляника, выделившего среди них пять ключевых, а именно [7]:

- нормативно-правовое обеспечение;
- стимулы для разработки и внедрения новых технологий освоения шельфа;
- возможности создания инновационных кластеров;
- сложность в управлении экологическими рисками;
- недостаточная эффективность технологий добычи шельфового сырья по сравнению с традиционными, а иногда и альтернативными энергоносителями.

Данные факторы приводят к усложнению техники и технологии освоения шельфовых месторождений, росту рисков и затрат. Поэтому огромную значимость приобретают НТР, направленные на оптимизацию затрат, прежде всего, в разведке и бурении в межледовый период, и имеющие перспективы с точки зрения цифровизации экономики. При этом, объектом управления с использованием средств диджитализации становятся затраты, зависящие от времени бурения (их удельный вес в структуре сметной себестоимости строительства скважин на шельфе составляет в среднем по России 56-59%), в то время как затраты, зависящие от длины скважины (на шельфе производится горизонтальное бурение), требуют внедрения масштабных технологических инноваций [9]. Таким образом, потенциал инноваций по сокращению затрат значителен и является одним из показателей их результативности на шельфе.

В этой связи, особый интерес имеют НТР в области создания интегрированных систем анализа данных о производительности бурения, объединяющих данные каротажа, литологических измерений и фактических параметров бурения [4] (рис. 2).

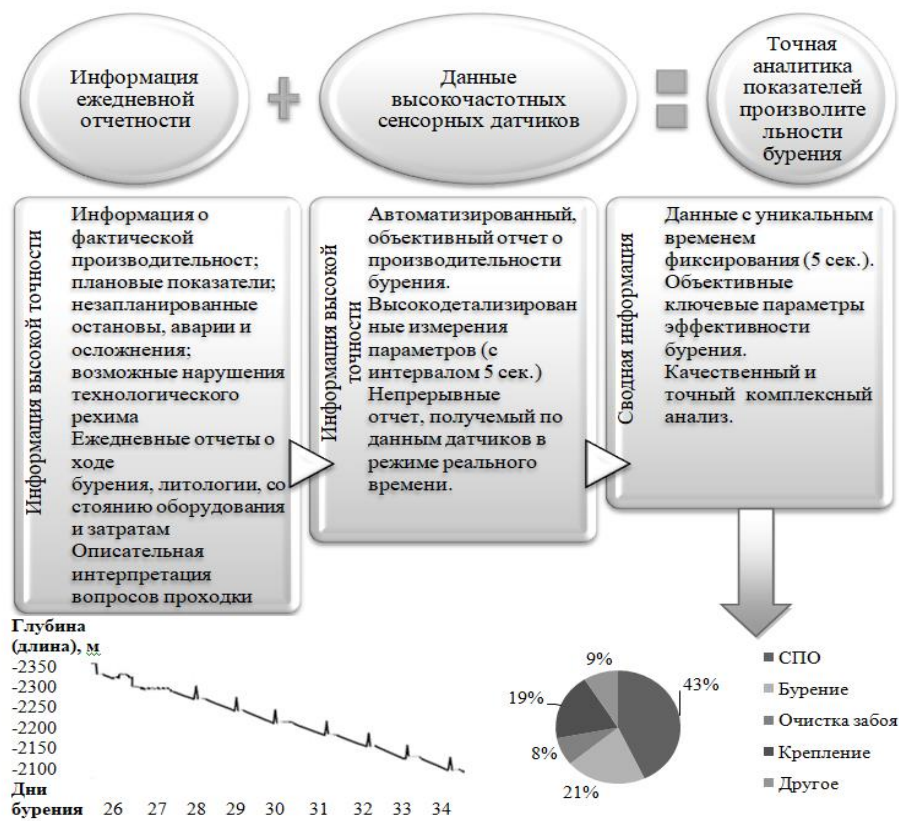


Рисунок 2. Состав интегрированной системы анализа данных о производительности бурения скважин на шельфе

На кривой отражено непроизводительное время бурения, полученное основным датчиком системы и позволяющего рассчитать отклонение от плановых показателей и реализовать мероприятия, позволяющие устранить это отклонение. Подобные системы обеспечивают сокращение НПВ в пределах 8-11%; выявляют потенциал потерянного времени и ожидаемых проблем; позволяют оптимизировать в режиме on-line параметры бурения (например, угол кривления); повышают операционную эффективность [6].

Еще одной особенностью работы на шельфе, накладывающей отпечаток на ОЭМУИД, является отличие модели разработки оффшорного месторождения от традиционной. Дело в том, что в ней используется понятие «жизненного цикла платформы», не используемое в существующих методиках оценки эффективности НТР [10].

Платформы совместно с сетью подводных эксплуатационных и разведочных скважин, трубопроводов, искусственных островов, буровых и технологических судов составляют оффшорную нефтегазовую систему. Ее центральным элементом, безусловно, считается один из пяти применяемых видов шельфовых нефтегазовых промыслов (надземный, надводный, подводный, подземный или комбинированный). В частности, в рамках надземных объектов ведется бурение ННС, засыпка и осушение морского дна; на надводных – все ключевые промысловые операции. Поэтому, при формулировке ОЭМУИД следует принимать во внимание достоинства и недостатки каждого вида промыслов, частично отраженные в таблице 1.

Таблица 1. – Особенности различных видов шельфовых промыслов [5]

Вид промысла	Достоинства	Недостатки
Наземный	Имеет меньшую стоимость в связи с отсутствием необходимости строительства в море стальных, железобетонных платформ, ЛЭП, ПС и подводных трубопроводов; упрощает технологию бурения скважин; условия труда и проживания буровиков и эксплуатирующего персонала; повышает степень безопасности труда и минимизирует риск загрязнения морской среды	Не позволяет освоить удаленные от берега залежи УВС; располагается исключительно в «спокойных» бухтах; требует для обустройства больших запасов камня и грунта; отличается сложностью и капиталоемкостью ограждающей дамбы; предполагает высокий риск затопления
Подземный	Исключает трудности, связанные с суровыми условиями (ледовой обстановкой, штормами, волнами и т.д.); отличается средними капитальными затратами; предполагает строительство трубопроводов на суше; использование стандартного бурового и технологического оборудования; минимизирует возможность загрязнения моря и воздуха	Требует наличия мощных пластов плотных глин, обладающих низкой водопроницаемостью; системной вентиляции; выполнения технологических операций в замкнутом пространстве; сопровождается зачастую непригодными для работы и отдыха персонала условиями; существует риск разрушения объектов
Надводный	Все работы выполняются независимо от погоды; отсутствует потребность в подводных трубопроводах за счет использования эстакад; используется крупноблочное и интегральное строительство с учетом возможности расширения палубы, обеспечивающие высокую надежность конструкции	Не целесообразны для использования в сложных ледовых условиях; отличаются высокой скоростью коррозии эстакад и стальных элементов платформы; низкой сопротивляемостью динамическим нагрузкам, возрастающей при увеличении глубины; трудностью использования ПБУ, ППБУ, БС

Резюмируя вышеизложенное, стоит сказать, что на шельфе востребована уникальная техника, позволяющая вести механизированную добычу углеводородов даже зимой. Наиболее целесообразными способами добычи являются: газлифтный, с применением ЭЦН и струйных насосов, чьи сравнительные характеристики приведены на рисунке 3. Информация, представленная на рисунке, позволяет утверждать, что:

- газлифтный способ наиболее эффективен в условиях повышенного газового фактора и высокого давления насыщения; обеспечивает возможности регулирования дебита скважин путем изменения объема закачки газа; позволяет быстро осуществить переход на фонтанирование; отличается уникальностью конструкции скважин (короткий (500-800 м) вертикальный и длинный (до 12 км) наклонный; позволяет без остановок спускать инструменты для подземных ремонтов через лифтовую колонну на забой;

- применение ЭЦН и струйных насосов отличается более высокими капитальными и операционными затратами, необходимостью применения подъемных установок для спуска ЭЦН в скважину, низкой надежностью.



Рисунок 3. Основные параметры различных способов оффшорной добычи УВС

Сложные условия шельфа обуславливают также инновации в области мониторинга и управления разработкой месторождения. К таковым стоит отнести устьевые и внутрискважинные датчики давления и температуры, установленные на всех действующих скважинах в рамках Программы «Цифровой шельф» [1].

Таким образом, наиболее обобщенную группировку специфических внутренних факторов, влияющих на ОЭМУИД при освоении шельфовых месторождений УВС, можно представить в виде двух категорий (рис. 4): технические факторы и экономические.

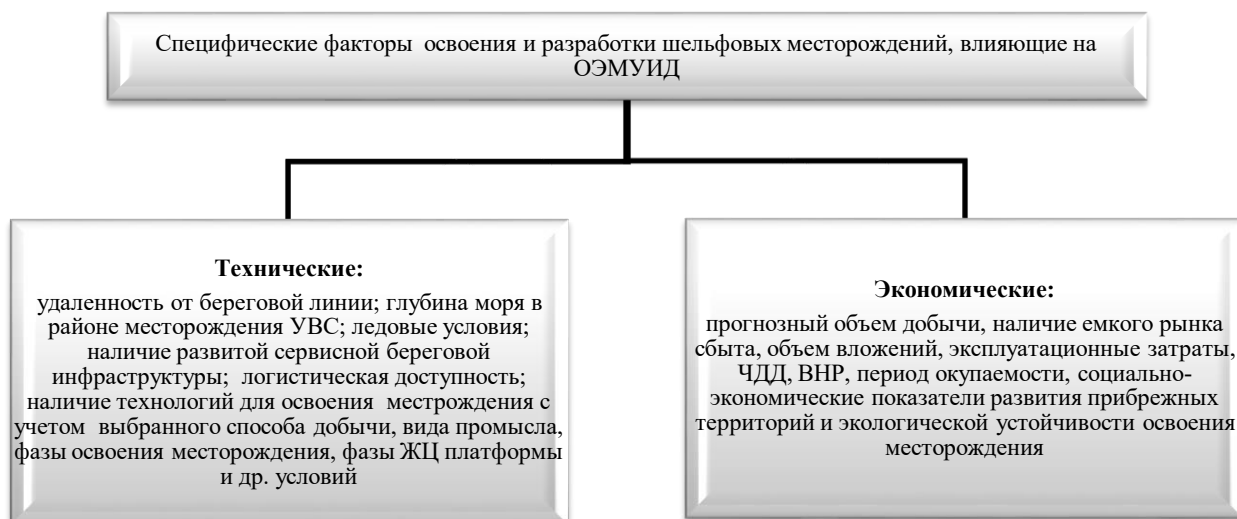


Рисунок 4. Специфические факторы оффшорного недропользования, оказывающие влияние на ОЭМУИД

Все эти факторы должны быть учтены в ходе формирования ОЭМ управления инновационной деятельностью при освоении шельфовых месторождений УВС, основными направлениями которой должны стать [3]:

- подбор параметров режима бурения, сопровождение услуг по поставке и отработке долот, бурильных головок и керноприемных снарядов;
- бурение скважин; подбор рецептур буровых растворов; крепление скважин колоннами различного назначения; применение тампонажных материалов и химических реагентов, обеспечивающих надежное и качественное выполнение операций по спуску и цементированию колонн;
- строительство наклонно-направленных скважин и боковых стволов;
- ликвидация осложнений, инцидентов (аварий) с высококвалифицированным сопровождением и применением новых эффективных технологий;
- выполнение работ по освоению скважин, КРС с научно-техническим сопровождением и консультированием.

Эти технологии достаточно широко освещены в современной литературе, поэтому мы решили остановиться на изучении форм их успешного практического внедрения в условиях шельфового недропользования. К таковым следует отнести региональные кластеры, объединяющие в себе все бизнес-процессы морского нефтегазового комплекса (рис. 5).



Рисунок 5. Бизнес-процессы освоения шельфового месторождения

Кластеры являются эффективной формой производственно-экономической интеграции предприятий региона, позволяющей повысить эффективность ОЭМУИД при освоении шельфа; создающей возможности объединения науки и производства; запускающей процесс формирования мультипликативных эффектов; способствующей динамичному развитию энергетической, логистической и сервисной инфраструктуры прибрежной территории [4]. Кластерные образования гармонизируют отношения между недропользователями, представителями частного бизнеса и государства. Основными целями их создания в рамках морского НГК являются:

- 1) вовлечение представителей частного бизнеса в создание и производство НТР, средств интеллектуализации освоения шельфа;
- 2) создание необходимой инфраструктуры ОЭМУИД, которая отвечает требованиям эффективной разработки шельфовых месторождений;
- 3) новые рабочие места и формирование мультипликативных экономических эффектов;
- 4) стимулирование и поддержка инноваций при использовании государственно-частного партнерства;
- 5) привлечение инвесторов в НТР по освоению шельфа;
- 6) социально-экономическое развитие прибрежной территории морского НГК, создающее условия повышения качества жизни местного населения.

Для достижения обозначенных целей кластер морского НГК должен включать следующие подкластеры:

- скважинных технологий - объединяет компании, которые специализируются на буровых и внутрискважинных работах;
- создателей и поставщиков подводного оборудования;
- морского судоходства – судостроение, эксплуатация и обслуживание морских судов, ППБП, БС и т.д.;
- производителей бурового оборудования;
- высоких технологий;
- региональных поставщиков.

К последним стоит отнести и транспортно-логистические компании, имеющие колоссальное значение в сложных природно-климатических условиях, характеризующихся удаленностью от промышленно развитых центров. В этом случае кластер решает задачу, связанную с организацией непрерывных поставок различных материалов для НТР на морском шельфе [8].

Еще одной важной особенностью кластера является межотраслевое управление НТР, фундаментом которого становится выработка единой стратегии развития для всех участников интеграционного объединения при соблюдении экологических принципов, являющихся приоритетными в ОЭМУИД. Среди них важнейшими являются такие принципы, как [10]:

- не превышение темпов потребления возобновляемых ресурсов над темпами их восстановления;
- отставание темпов потребления невозобновляемых ресурсов от темпов поиска их заменителей;
- принятие во внимание способностей ОС поглощать и перерабатывать объемы загрязнения отходами недропользования.

Также среди главных принципов модернизируемого ОЭМУИД следует выделить:

- принцип учета специфики участков континентального шельфа при реализации мер транспортной безопасности;
- сезонности ГРП на шельфе;
- гармонизации международных и национальных требований в сфере производственной и транспортной безопасности;
- упрощения порядка таможенного контроля при перемещении ТМЦ для НТР на шельфе и порядка их транспортировки морскими судами;
- снятия ограничений для применения льготного режима в отношении сложных шельфовых инноваций;
- разделения лицензионных участков по пластам между структурными подразделениями компании.

Использование всей совокупности обозначенных особенностей и принципов позволит сформировать действенный ОЭМУИД, обеспечить развитие отечественных шельфовых технологий, сделает морской нефтегазовый комплекс инвестиционно-привлекательным.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации», утвержденная протоколом заседания президиума Совета при Президенте Российской Федерации по стратегическому развитию и национальным проектам от 4.06.2019 г. № 7. - [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://digital.gov.ru/uploaded/files/natsionalnaya-programma-tsifrovaya-ekonomika-rossijskoj-federatsii_NcN2nOO.pdf
2. *Богоявленский В.И.*, Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов /В.И. Богоявленский // Научные труды Вольного экономического общества России. № 3/2014, С. 12 – 18.

3. *Ганчаров С.А.*, Инновационные подходы в управлении процессом строительства скважин // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Оренбургский филиал. Нефтегазовое производство – основа научно-технического прогресса и экономической стабильности. Материалы научно-практической конференции / под общ. ред. д.и.н., проф. Горшенина С.Г. – Саратов: Амирит, 2020, С. 380-387.
4. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.*, Состояние и перспективы освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа России - [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/538351-sostoyanie-i-perspektivy-osvoeniya-uglevodorodnykh-resursov-arkticheskogo-shelfa-rossii/>
5. *Еременко О.В.*, Эффективность развития ресурсного потенциала нефтегазодобывающего предприятия инновационным методом интеллектуальных скважинных систем. // Интеллект. Инновации. Инвестиции. 2012, № 2, С.24-27.
6. *Eremenko O.V., Novikova A.S.*, Improvement of technologies as a basis for effective development of Mature field / Geonature 2019: 6-th scientific conference / Tyumen, Russia, 2019.
7. *Конопляник А.А.*, Пять факторов освоения шельфа // Нефть России, 2013, №1 - [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://neftrossii.ru/content/pyat-faktorov-osvoeniya-shelfa>
8. *Телегина Е.А.*, Безопасность России. Правовые, социально экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (нефтяной комплекс России) / А.М. Мастепанов, Е.А. Телегина, Ю.К. Шафраник, А.А. Арбатов, К.С. Басниев и др., М., 2000, 432 с.
9. *Novikova A.S., Eremenko O.V.*, Intellectualization tools that increase the efficiency of oil and gas condensate field development / Youth Technical Sessions Proceedings / Proceedings of the VI Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum / UK, London, 2019, Pp, 190-197.
10. *Novikova A.S., Eremenko O.V.*, Innovations that increase environmental-economic sustainability of the Russian subsoil users / 19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2019 / Sofia, Bulgaria, 2019, Pp. 445-450.

Анализ рынка нефти Канады
(Canada's oil market analysis)
Голованова Александра Евгеньевна
Доцент, к.э.н.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

На мировом нефтяном рынке крупнейшими производителями нефти являются Россия, США и страны картеля ОПЕК во главе с Саудовской Аравией. Однако есть ряд государств, которые добывают значительные объемы нефти, но СМИ обычно обходят их вниманием. Канада является третьей страной в мире по запасам нефти (опережают ее - Венесуэла и Саудовская Аравия). Объем нефтяных запасов этой страны эксперты оценивают примерно в 180 млрд. баррелей, которые добываются частными нефтяными компаниями.

ABSTRACT

In the world oil market, the largest oil producers are Russia, the United States, and the OPEC cartel countries led by Saudi Arabia. However, there are a number of states that produce significant volumes of oil, but the media usually ignore them. Canada is the third country in the world in terms of oil reserves (ahead of Venezuela and Saudi Arabia). Experts estimate the country's oil reserves at about 180 billion barrels produced by private oil companies.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Рынок нефти, Канада, импорт и экспорт нефти

KEYWORDS

Oil market, Canada, oil imports and exports

По состоянию на конец 2018 года, Канада занимала третье место в мире по извлекаемым запасам нефти (10% от мировых, или 166,7 млрд. баррелей), однако добывала лишь 5% от общемирового производства (4,6 млн. б/с). Практически все запасы нефти страны (96%, или 162,5 млрд. баррелей) сосредоточены в нефтеносных песках, при этом в настоящее время из битума добывается около 64% всей канадской нефти – примерно 2,91 млн. б/с [4]. В таблице 1 приведены данные по доказанным запасам нефти в Северной Америке.

Таблица 1 – Доказанные запасы нефти в Северной Америке

Итого доказанные запасы нефти, млрд. баррелей

Страна	На конец 1998 года	На конец 2008 года	На конец 2017 года	На конец 2018 года, млрд. бар.	На конец 2018 года млрд. т	Итого % от мира
Канада	49,8	176,3	168,9	167,8	27,1	9,7%
Мексика	21,6	11,9	7,7	7,7	7,1	0,4%
США	28,6	28,4	61,2	61,2	7,3	3,5%
Итого Северная Америка	100,0	216,6	237,8	236,7	41,5	13,7%

Источник: составлено автором на основании данных [1, с. 14].

Провинция Альберта – основной нефтеперерабатывающий регион. Данный регион обеспечивает сырьем более 80% всего производства Канады.

Объем капитальных инвестиций в нефтеносные пески на сегодняшний день оцениваются в 313 млрд. канадских долларов, в том числе в прошлом году – в 10,4 млрд. долларов. Больше половины канадской нефти добывают пять крупнейших компаний: Suncor, Canadian Natural Resources Limited, Imperial Oil, Husky и Cenovus [4].

Экспорт нефти Канады составляет 80%. Основная часть экспортируемой нефти поступает на рынок США. Нефтеперерабатывающие заводы Канады имеют свои особенности по переработке нефти. Поэтому Канада импортирует нефть из Норвегии, Саудовской Аравии, Azerbaijan и США в малых количествах.

Таблица 2 – Добыча нефти в Северной Америке

Итого добыча в млн. тонн

Страна	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Итого % от мира
Канада	153	153	160	170	183	195	209	216	218	235	256	5,7%
Мексика	157	147	146	145	144	142	137	128	121	110	102	2,3%
США	302	322	333	315	394	447	523	567	542	574	669	15,0%
Итого Северная Америка	612	622	639	630	721	784	870	910	881	919	1 027	23,0%

Источник: составлено автором на основании данных [1, с. 17]

В таблице 2 представлена добыча нефти в каждой из трех стран Северной Америки: Канаде, Мексике, США. На 2018 год добыча нефти в Канаде составила 256 млн. т.

Одной из основных проблем, с которой в последние годы сталкивается канадская нефтедобывающая отрасль, являются серьезные инфраструктурные ограничения по транспортировке нефти, которые неизбежно приводят к сокращению производства, снижению капитальных расходов сектора и уходу с рынка ряда мировых компаний. Добыча нефти из битумных песков за последнюю декаду 2018 года выросла вдвое, и пропускные мощности попросту не успевают за такими темпами, особенно с учетом неоднозначной политики либерального правительства страны в этой сфере, которая ориентируется, в первую очередь, на экологическую составляющую проектов [4].

США являются крупнейшим потребителем нефти в странах Северной Америки. И потребление нефти в США увеличилось с 2008 года по 2018 год на 17 млн. т нефтяного эквивалента.

Таблица 3 – Потребление нефти в Северной Америке

Итого потребление в млн. тонн нефтяного эквивалента (называется ТНЭ, считается по теплотворности продукта, принята за 0,825)

Страна	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Итого % от мира
Канада	106	100	107	110	108	108	110	107	109	109	110	2,4%
Мексика	96	93	93	95	96	94	90	89	89	86	83	1,8%
США	903	861	878	862	544	860	866	885	893	902	920	19,7%
Итого Северная Америка	1105	1053	1078	1068	748	1061	1065	1080	1091	1097	1113	23,9%

Справочно РФ

Страна	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Итого % от мира
Россия	138	133	138	147	150	150	157	149	153	152	152	3,3%

Источник: составлено автором на основании данных [1, с.21]

Потребление нефти на территории Канады на протяжении последней декады колеблется приблизительно на одном уровне (рис. 1). Статистика показывает потребление нефти в Канаде с 1990 по 2018 год. В 2018 году страна потребила около 110 млн. т нефтяного эквивалента.

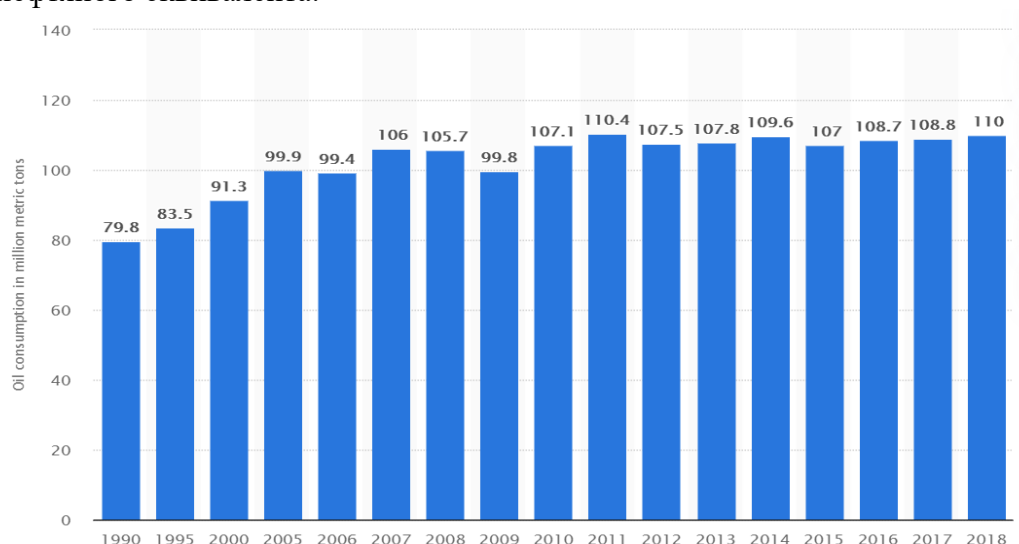


Рисунок 1 – Потребление нефти в Канаде 1990-2018 гг.

Источник: [2]

На промышленный сектор приходится почти 30% спроса на нефть в Канаде. В Канаде имеются относительно крупные горнодобывающие, нефтегазодобывающие и производственные сектора, которые, как правило, интенсивно используют нефть. Наконец, на коммерческий и сельскохозяйственный секторы приходится 9% спроса на нефть, тогда как на жилой сектор приходится 2%.

В промышленном секторе увеличилось потребление энергии в горнодобывающей промышленности и добыче нефти и газа (+ 9,2%), лесоводстве и лесозаготовительной и вспомогательной деятельности (+ 3,3%) и обрабатывающей промышленности (+ 3,1%). Потребление энергии снизилось в строительстве (-1,1%).

Розничные продажи насосов по-прежнему составляли наибольшую долю потребления энергии в транспортном секторе (62,4%), за ними следовали

автомобильный транспорт и городской транзит (14,1%), авиакомпании (10,9%), трубопроводы (6,7%), железные дороги (3,4%) и морской (2,5%).

Нефтепродукты (38,6%) были основным источником энергии, потребляемой в Канаде в 2018 году, за ними следуют природный газ (35,4%) и электричество (22,4%) [3].

По мнению некоторых экспертов, для поддержания уровня добычи в Альберте на уровне 1,5 млн. баррелей в день, как и в 2019 году, производителям необходимо, чтобы цена West Texas Intermediate была намного выше \$20 за баррель, включая дополнительные \$2-5 для поддержания капитальных затрат [5].

Канадским нефтяникам необходима помощь со стороны государства, поскольку сейчас им приходится выживать в условиях низких цен, нехватки экспортных мощностей и неблагоприятного инвестиционного климата.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Statistical Review of World Energy. - URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> (дата обращения - 1.06.2020 г.).
2. Oil consumption in Canada 1990 to 2018. - URL: <https://www.statista.com/statistics/264824/oil-consumption-in-canada/#statistic> Container (дата обращения - 2.06.2020 г.).
3. Energy supply and demand, 2018. - URL: <https://www150.statcan.gc.ca/n1/daily-quotidien/191209/dq191209e-eng.htm> (дата обращения - 2.06.2020 г.).
4. Карьгина Е. Американские горки: обзор нефтяных рынков Северной Америки. — URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/top-3-neftedobyvaiushchikh-stran-prokotorye-vse-zabyli> (дата обращения - 2.06.2020 г.).
5. Alberta oilsands struggling as Western Canadian Select plunges to \$5 per barrel - URL: <https://globalnews.ca/news/6765546/alberta-oilsands-struggling-as-western-canadian-select-plunges-to-5-per-barrel/> (Дата обращения - 4.06.2020 г.).

Эволюция аналитического обеспечения комплексной безопасности
(Evolution of analytical support of integrated security processes)

Гриняев Сергей Николаевич¹, Медведев Дмитрий Андреевич²,

Правиков Дмитрий Игоревич³

¹Декан, ²Доцент, ³Директор НОЦ НИАТ
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В статье рассматриваются вопросы развития систем аналитического обеспечения принятия решений в сфере обеспечения безопасности от комплексных угроз. Авторами исследуется гибридная природа современных угроз безопасности и выявляются последствия для деятельности в сфере обеспечения безопасности. В работе проведен анализ тенденций и выявлены перспективы совершенствования аналитического процесса с помощью внедрения технологий искусственного интеллекта. Наряду с преимуществами описаны возможные уязвимости, характерные для аналитики нового типа (Аналитики 4.0).

ABSTRACT

The article concerned with the development of analytical decision support systems in the field of security from complex threats. The authors study the hybrid nature of modern security threats and identify the implications for security activities. The paper analyzes the trends and identifies the prospects for improving the analytical process using the introduction of artificial intelligence technologies. Along with the advantages, possible vulnerabilities are described that could characterized new type of analytics (Analysts 4.0).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Комплексная безопасность, аналитическое обеспечение, искусственный интеллект, гибридные угрозы

KEYWORDS

Integrated security, analytical support, artificial intelligence, hybrid threats

Формирующаяся информационная цифровая среда создает предпосылки для изменения доминирующих социально-экономических моделей. И если для индустриального этапа развития характерны централизация и концентрация производства, то для информационного (постиндустриального) этапа конкурентным преимуществом становится гибкая децентрализованная организация управленческих процессов в социально-экономической сфере.

Нелинейность, сложность и метастабильность как ключевые характеристики развития современных процессов накладывают особые ограничения на интеллектуальную деятельность аналитика. Как отмечают апологеты глобального информационного общества, управлять социально-экономическими процессами эффективно могут только институционализированные субъекты, которые обладают большей информацией и имеют возможность регулировать поток и каналы ее распространения [1].

Сложившаяся система подходов (технологий) в обеспечении безопасности промышленных предприятий нацелена на выявление конкретных угроз и нейтрализацию последствий, связанных с их реализацией. При этом, как можно видеть на целом ряде примеров, комплексные атаки, основанные на реализации связанной последовательности угроз различной природы, практически не выявляются сотрудниками служб безопасности низового уровня или же выявляются слишком

поздно. В этом смысле эпоха борьбы с терроризмом сослужила недобрую службу, когда в массовое сознание была внедрена идея узкой и целенаправленной реализации угрозы в виде поражения компонентов защищаемой социотехнической системы, будь то люди или элементы инфраструктуры.

С развитием киберпространства ситуация в сфере обеспечения безопасности значительно изменилась. Актуальной стала угроза либо непосредственного воздействия на социотехническую систему через захват ее управления, либо воздействие на ее управление с результатами, выгодными противнику. Возникло понятие когнитивного воздействия [военной акции]. В принципе, террористический акт также имеет целью когнитивное воздействие, но его воздействие доступно для восприятия массовым сознанием. В современном мире большинству обывателей недоступно восприятие угроз, направленных на управление социотехническими системами, поэтому данный вид воздействия при условии отказа от прямого вооруженного конфликта может считаться наиболее эффективным.

В условиях возросшей динамики социально-экономических, военно-политических и иных процессов, объекты управления все чаще подвергаются угрозам, которые носят гибридный, комплексный, многовекторный характер (политико-экономические санкции, «технологическая изоляция», инициирование кибератак и др.). Характерной чертой таких угроз является то, что они зарождаются в одной сфере, а реализуются в другой или нескольких сферах обеспечения безопасности. Это приводит к качественному изменению подходов к интеллектуально-аналитическому обеспечению безопасности.

В первую очередь, это проявляется в переходе к комплексному пониманию вопросов безопасности. Сепаратное рассмотрение исключительно экономических, политических или иных аспектов угроз приводит к ограниченному восприятию масштабов, характера и ущерба при реализации угрозы, сложности прогнозирования и разработки комплексных мер противодействия. Так, например, защита информации до недавних пор рассматривалась как отдельное направление обеспечения безопасности, не связанное с обеспечением устойчивости и качества управления в системе в целом.

Следовательно, изменяется и организационная структура обеспечения безопасности. Инструменты обеспечения комплексной безопасности интегрируются в процессы на всех уровнях функционирования и развития объекта. Кроме этого, комплексная безопасность включает в себя и обеспечение защищенности интеллектуально-аналитических процессов мониторинга, подготовки и принятия решений.

При этом появление новых угроз для различных видов безопасности, безусловно, связано с усложнением механизмов управления. Так, например, использование в системах управления «цифровых двойников» приводит к появлению нового, ранее неидентифицированного вида угроз безопасности [2]. При этом новые угрозы выходят за рамки классической триады «конфиденциальность, целостность, доступность». В частности, возникает комплексная угроза несоответствия модели объекту (прототипу).

Необходимо отметить, что при построении сверхбольших информационных систем мы сталкиваемся с рядом сложностей. В частности, что в случае объединения двух (или более) информационных систем сложность результирующей системы растет не в арифметической, а в геометрической прогрессии. Данный подход можно распространить и на проблемы цифровизации экономики.

Пусть, например, у нас существует некое производство, процесс, обеспечивающий выпуск деталей в соответствии с конструкторской документацией. Данное производство характеризуется n контролируемыми параметрами, задача поддержания значений которых в заданных границах возложена на операторов.

Организаторы производства решили повысить его эффективность и ввели автоматизированную систему управления, которая как система характеризуется m параметрами. Тогда внедрение приведет к тому, что надо будет не только контролировать параметры результирующей системы, но и возможное взаимное влияние этих параметров друг на друга.

Более того, даже для лиц, принимающих решение, реакция на данный вид угрозы возможна только в случае поступления сведений о начале ее реализации, что, как было отмечено, возможно только с применением систем поддержки принятия решений, обладающих элементами искусственного интеллекта. Как отмечают специалисты по информационной безопасности, гонка за сокращением времени от начала телекоммуникационной атаки до момента ее выявления и нейтрализации привела к тому, что из процедуры определения факта атаки был исключен человек. Только из протоколов можно узнать о состоявшейся атаке и реагировании на нее со стороны внедренного в системы защиты искусственного интеллекта.

Иными словами, мы говорим о новом этапе развития аналитического обеспечения комплексной безопасности объектов, который характеризуется значительным ростом объема данных и мощностей технических средств по их анализу.

Развитие алгоритмов позволило перейти на новый уровень абстракции — попытаться убрать из контура подготовки управленческих решений человека, работавшего с данными, и сделать его ответственным лишь за настройку самих алгоритмов. Прогресс подошел к черте, где человек-аналитик, непосредственно работающий с данными, уступает свое место машине. Он остается на свойственном его характеристикам стратегическом уровне, выполняя задачи по настройке, или «обучению», новых алгоритмов анализа данных.

Аналитика становится неотъемлемой частью процедуры принятия тактических решений. Аналитика вписана, интегрирована в управленческий цикл на каждом из этапов, способствуя его ускорению, но не замедлению, как в аналитике классического типа, когда для подготовки взвешенного решения требовалась длительная подготовительная и интеллектуально трудоемкая работа аналитика-человека.

Тем не менее, несмотря на очевидные преимущества, у рассматриваемых технологий есть явные ограничения.

Несмотря на похожее строение машинной и человеческой нейросети, признаками нашей центральной нервной системы они не обладают. Компьютерные нейронные сети, по сути, все те же вспомогательные программы.

Зависимость от данных. Алгоритмы реализации нейросетей требуют возможно большего объема обучающих данных для точного выполнения своих задач. К сожалению, для решения многих проблем недостаточно качественных данных обучения для создания рабочих моделей.

Так, по некоторым оценкам, до 2010 г. не существовало базы данных, достаточно большой для того, чтобы качественно обучить нейросети решать определенные задачи, в основном связанные с распознаванием и классификацией изображений. Однако с появлением общедоступной базы типа ImageNet (15 миллионов изображений в 22 тысячах категорий) эта проблема нашла относительно приемлемое решение.

Начиная с лета 2018 г. в Европейском союзе разработчики и поставщики решений автоматизированных компьютерных систем обязаны объяснять пользователям, как работает система и по какому принципу принимаются решения. Проблема в том, что это не всегда возможно сделать даже разработчику. Да, объяснять базовые принципы работы нейросетей можно, но вот то, что там происходит во время обработки сложной информации, мало кто может точно рассказать. Даже создатели таких систем не могут объяснить все «от и до», поскольку процессы, протекающие в нейросети во время

обработки информации, сложные и отличаются от привычных человеку. Никогда прежде человек не строил машины, принцип работы которых не до конца понятен самим создателям и резко отличается от способа обработки информации, используемого человеком.

Непредсказуемость. Нейронные сети обучаются и функционируют не до конца изученным образом. Отсутствие предсказуемости делает чрезвычайно трудным устранение и исправление ошибок в алгоритмах работы нейросетей.

Алгоритмическая зависимость. Эта проблема состоит в том, что данные в обучающей выборке могут содержать скрытые или явные (преднамеренные и непреднамеренные) ошибки или недоработки и алгоритмы получают их «в наследство». Например, алгоритм распознавания лиц, обученный в основном на фотографиях белых людей, будет работать менее точно на людях с другим цветом кожи.

Отсутствие обобщения. Нейросетевые алгоритмы глубокого обучения хорошо подходят для выполнения целенаправленных задач, но плохо обобщают свои знания и, соответственно, плохо подходят для решения поисковых задач. В отличие от людей, конкретную нейросеть можно обучить только под решение конкретной задачи. И две обученных на разных примерах сети будут способны к решению только заведомо узкого круга задач. Создать «универсальный решатель» пока невозможно. Кроме того, глубокое обучение плохо справляется с обработкой данных, которые отклоняются от его учебных примеров. К тому же искусственный интеллект пока не способен отделять правду от вымысла и бороться с дезинформацией. Также он не способен распознавать, к примеру, эмоции в социальных сетях.

Развитие систем искусственного интеллекта, автономных машин и механизмов, разного рода киберфизических систем вместе со стремительным развитием аппаратных и программных возможностей обработки сверхбольших массивов информации привело к тому, что интервал времени от получения информации, ее обработки и выдачи вариантов решения сократился в десятки и сотни раз.

Но, самое главное, машина оказалась готовой заменить человека на самом ответственном рубеже — на рубеже принятия решений. И этот факт сам по себе внес колоссальные изменения в аналитическую деятельность, поскольку информация должна была накапливаться и готовиться не для человека, принимающего решения, а для машины. И собираться она должна также машиной с ее скоростями и в удобном для нее виде.

В ряде случаев уже сегодня машина не позволяет человеку принять вредные, на ее взгляд, решения, чем характеризуется, например, развитие современной авиации. Это и есть зарождение Аналитики нового типа – Аналитики 4.0. Особенности этого и предыдущих этапов аналитики подробно описаны в труде «Основы теории киберпространства. Эволюция аналитического обеспечения управления» [3]. Основные характеристики Аналитики 4.0:

- продолжающийся рост объемов данных;
- рост и совершенствование аппаратно-программных средств работы с данными;
- человек уже не нужен ни в контуре подготовки вариантов решения, ни в контуре принятия решений.

Сегодня, бросая ретроспективный взгляд на прошлое информационно-аналитической деятельности, а также анализируя последствия принятия решений, можно с уверенностью сказать, что готовить информацию для лица, принимающего решения, нужно так, чтобы не было возможности на ее основе принимать опасные решения. Более того, необходимо выявлять слабые места технологий анализа данных с тем, чтобы не допустить использование аналитической деятельности в качестве деструктивного средства, способного нанести косвенный ущерб фактически любой системе.

Чем меньше «человеческого фактора» в аналитике, тем чувствительнее вопросы, связанные с доверием, доверием человека машине и, что более важно, — доверием машины машине.

Суть методов Аналитики 4.0 сводится к тому, что в качестве аналитика выступает самообучающаяся адаптивная информационная система, которая в океанах данных выявляет те массивы данных, которые необходимы для подготовки вариантов решения конкретной задачи.

При этом сами варианты решений отрабатываются также машиной. В такой системе человеку остаются лишь функции потребителя и наблюдателя за происходящими процессами.

Человек полностью исключается из контура анализа информации и принятия решений. Да, собственно, если бы он и остался, то времени на анализ и оценку вариантов у него все равно бы уже не было.

Главным образом, Аналитика 4.0 — это принятие решений в реальном масштабе времени. Единственное участие человека-аналитика сводится к настройке системы базовых аксиом, тех самых «законов робототехники» А. Азимова, согласно которым и строго в рамках которых выполняются соответствующие алгоритмы.

Таким образом, несмотря на очевидные преимущества, применение систем искусственного интеллекта в контуре государственного и военного управления и обеспечения комплексной защищенности предприятий влечет за собой появление принципиально новых угроз, ввиду отстранения человека от выработки вариантов решений, от анализа и подготовки данных к принятию решений, а в перспективе – от самого принятия решения.

Необходимо отметить, что теоретико-концептуальное изучение вопросов аналитического обеспечения безопасности в условиях интенсивной цифровизации и использования средств искусственного интеллекта, а также формирование соответствующей модели представляется многоаспектной научной задачей. На текущем этапе можно констатировать становление соответствующей теории, как и формирование основ теории комплексной безопасности, которая развивается усилиями профессорско-преподавательского и научного состава факультета комплексной безопасности ТЭК Губкинского университета.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Королев В.И., Шевченко А.В., Тутов В.Б.* Показатель безопасности внедрения информационных технологий (к обоснованию устойчивости цифрового суверенитета России) // Информационные войны. 2019. №1. 80-85
2. *Grinyaev S.N., Medvedev D.A., Pravikov D.I., Samarin I.V., Shcherbakov A.Y.* Problems and methods of creation of ultra-large information systems (as exemplified by the data of the federal service for state registration, cadastre and cartography) // Asia Life Sciences. 2019. № 1 S21. pp. 249-261
3. *Гриняев С.Н., Медведев Д.А., Правиков Д.И.* Основы общей теории киберпространства. Эволюция аналитического обеспечения управления / РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. — М.: АНО ЦСОиП, 2020. 142 с.

Влияние тяжелой смолы пиролиза на процесс окисления нефтяного гудрона
(Influence of heavy pyrolysis resin on the process of oil tar oxidation)

Грушова Евгения Ивановна¹, Станько Марина Викторовна², Трусов Кирилл Игоревич³

¹Профессор, ²Магистрант, ³Аспирант

УО «Белорусский государственный технологический университет»

АННОТАЦИЯ

Исследован процесс окисления нефтяного гудрона в присутствии побочного продукта пиролиза углеводородного сырья – тяжелой смолы пиролиза. Показано, что добавка, содержащая непредельные углеводороды, может оказывать существенное влияние на свойства битума. Процесс окисления осуществлялся при температуре 200 °С и содержании смолы в сырье не более 10 мас.%. Методом ИК-спектromетрии исследован структурно-групповой состав продуктов окисления. Установлено, что в продуктах окисления практически не меняется соотношение полизамещенных ароматических структур к общему содержанию ароматических фракций. Однако несколько возрастает содержание С=О групп, степень разветвленности. Выявленные изменения положительно влияют на температуру размягчения и пенетрацию битума.

ABSTRACT

The process of oxidation of oil tar in the presence of a by-product of pyrolysis of hydrocarbon raw materials-heavy pyrolysis resin. It is shown that an additive containing unsaturated hydrocarbons can have a significant effect on the properties of bitumen. The oxidation process was carried out at a temperature of 200 °C and the resin content in the raw material was no more than 10 wt.%. the structural and group composition of the oxidation products was studied by IR spectrometry. It was found that the ratio of polysubstituted aromatic structures to the total content of aromatic fractions practically does not change in the oxidation products. However, the content of C=O groups and the degree of branching increases somewhat. The detected changes have a positive effect on the softening temperature and bitumen penetration.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Гудрон, добавка-модификатор, тяжелая смола пиролиза, окисление, окисленный битум.

KEYWORDS

Tar, modifier additive, heavy pyrolysis resin, oxidation, oxidized bitumen.

Пиролиз углеводородного сырья – это основной процесс получения самых распространенных мономеров для производства карбоцепных полимеров – этилена и пропилена. Однако при пиролизе как газообразного, так и жидкого углеводородного сырья наряду с целевыми продуктами образуется до 6 % жидкого продукта – тяжелой смолы пиролиза (ТСП) [1,2]. В смоле содержится много ароматических углеводородов, в том числе и с ненасыщенными связями, и она является ценным сырьем для получения темной нефтеполимерной смолы (пиропласта) и технического углерода. Тем не менее из-за относительно небольших объемов выработки ТСП используется часто как компонент котельного топлива, что нерационально как с экономической, так и экологической точек зрения.

Возможно применение ТСП в качестве компонента сырьевой смеси для производства перекисленного битума с целью положительного влияния на динамику процесса окисления. Такой прием позволяет увеличить производительность установки

по товарному компаундированному битуму более чем в 2 раза [3]. Но при этом энергетические затраты на производство возрастают и сложно обеспечить повышение сдвиговой устойчивости и деформативности [4].

Известно [2], что при температурах 200 – 280 °С и давлении до 0,98 МПа возможна термическая полимеризация ТСП. При этом выход нефтеполимерной смолы при полимеризации непредельных соединений ТСП не превышает 40%. Использование иницирующих добавок позволяет снизить температуру полимеризации до 70 – 130 °С, а применение каталитических комплексов на основе $AlCl_3$ и $TiCl_4$ обеспечивает выход полимерной смолы более 50 % при температуре не выше 90 °С и длительности процесса не более 3 часов. При этом в реакции полимеризации вступают преимущественно дициклопентадиен, норборнен, метилстирол, метилинден. Наличие серы в ТСП (~300 ppm) приводит к образованию в олигомерах сульфидных мостиков за счет присутствия в реакциях полимеризации бирадикалов серы.

Учитывая потенциальную реакционную способность ряда компонентов ТСП в реакциях полимеризации, представляло интерес исследовать влияние ненасыщенных соединений ТСП на процесс формирования структурного каркаса нефтяного битума при окислении гудрона, протекающий при относительно низкой температуре.

В данной работе исследовалось влияние на процесс окисления нефтяного гудрона добавки тяжелой смолы пиролиза, получаемой на заводе «Полимир» ОАО «Нафтан». Основные свойства добавки модификатора представлены в таблице 1.

Таблица 1. – Основные свойства тяжелой смолы пиролиза

Наименование показателя	Значение
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,045
Вязкость кинематическая при 50 °С, мм ² /с	15,6
Температура перегонки 3 % объема, °С	195
Доля отгона при 340 °С, мас. %	56,5
Массовая доля воды, %	0,12
Массовая доля механических примесей, %	0,0089
Содержание серы, мас. %	0,037
Йодное число, г I ₂ /100 г	58,8

Добавку ТСП вводили в количестве 1, 2 и 10 мас.% в прямогонный гудрон (таблица 2), получаемый в ОАО «Нафтан» при вакуумной перегонке мазута.

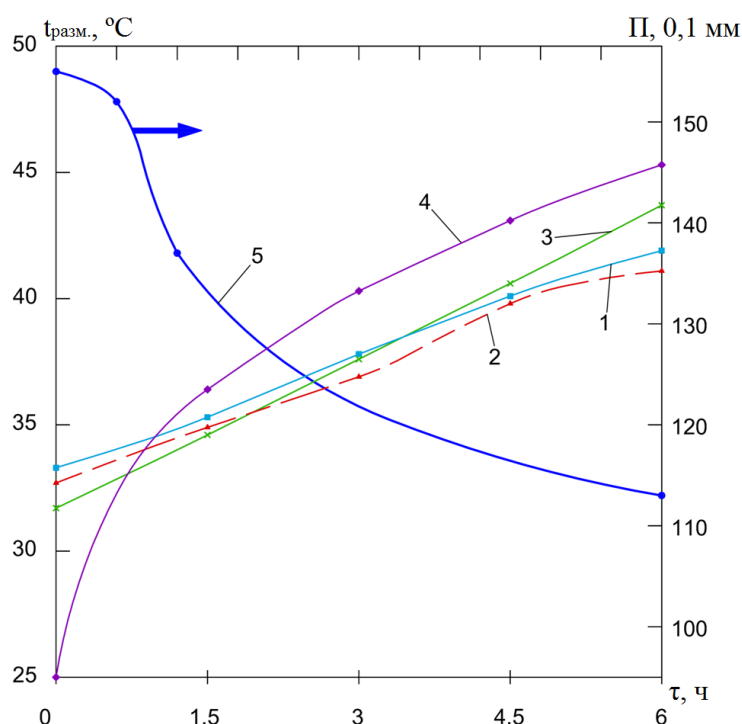
Таблица 2. – Основные свойства гудрона

Показатель	Значение для гудрона
Температура размягчения по КиШ, °С	33
Глубина проникания иглы (пенетрация) при 25 °С, 0,1 мм	333
Групповой углеводородный состав, мас. %:	
нейтральные масла	75,0
смолы (бензольные)	9,5
смолы (спирто - бензольные)	4,8
асфальтены	10,7

Компоненты сырьевой смеси тщательно перемешивали при температуре 70 °С. Полученное сырье загружали в реактор периодического действия и окисляли при температуре 200 °С. Отбор проб реакционной массы на анализ осуществляли последовательно через каждые полтора часа окисления, а общее время процесса составляло 6 часов. В таблице 3 приведены основные показатели продуктов окисления, а на рисунке 1 – зависимость температуры размягчения реакционной массы от времени окисления.

Таблица 3. – Основные свойства окисленных битумов

Содержание в окисляемом гудроне ТСП, мас. %	Температура размягчения по КиШ ($t_{\text{разм}}$), °C	Пенетрация (П), 0,1 мм	Индекс пенетрации	Температура хрупкости ($t_{\text{хр}}$)
0	41,9	155	-0,35	-30,6
1	41,1	152	-0,74	-34,1
2	43,7	137	-0,16	-27,4
10	45,3	113	-0,30	-26,8
Товарный битум марки БНД 90/130	не менее 43	90-130	–	–



1 – 0% ТСП; 2 – 1 мас.% ТСП; 3 – 2 мас.% ТСП; 4 – 10 мас. % ТСП

Рис. 1. Зависимость температуры размягчения битума ($t_{\text{разм}}$) от времени окисления (τ) (1, 2, 3, 4) и пенетрации (П) от количества добавки, вводимой в окисляемый гудрон (5)

Согласно данным, представленным в таблице 3 и на рисунке 1 только при введении 10 мас.% ТСП в гудрон наблюдается существенное возрастание температуры размягчения битумного вяжущего и понижение пенетрации и в этом случае получаемый при окислении нефтяного сырья продукт по основным показателям соответствует товарному битуму марки БНД 90/130.

Полученные образцы битумов исследовали методом ИК-спектроскопии. ИК-спектры снимали в области частот $650 - 4000 \text{ см}^{-1}$. По стандартным методикам для битумов были рассчитаны коэффициенты, позволяющие судить о составе и относительном содержании определенных структурных групп и связей [5]:

$A = D_{1600}/D_{1462}$ – условное содержание ароматических структур;

$P = D_{720}/D_{1462}$ – условное содержание парафиновых структур;

$Z = D_{816}/D_{1600}$ – условное содержание разветвленных ароматических структур по отношению к суммарному содержанию ароматической фракции;

$O = D_{1700}/D_{1462}$ – условное содержание C=O групп кислородсодержащих структур;

$R = D_{1376}/D_{1462}$ – коэффициент разветвленности структур.

В таблице 4 приведены спектральные коэффициенты полученных образцов окисленных битумов.

Таблица 4. – Спектральные коэффициенты битумов

Спектральный коэффициент	Содержание в исходном сырье ТСП, мас. %			
	0	1	2	10
А	1,52	1,75	1,67	1,56
П	1,58	1,80	1,71	1,61
З	1,07	1,07	1,06	1,05
О	1,75	2,07	2,03	1,89
Р	1,18	1,26	1,24	1,21

Анализ изменений спектральных коэффициентов с увеличением количества вводимой в окисляемый гудрон добавки ТСП позволил предположить следующее. Введение в сырье окисления 1 или 2 мас. % ТСП незначительно изменяет содержание различных структур за счет воздействия окислителя и температуры на сырьевую смесь. При введении 10 мас.% ТСП в гудрон возрастает вероятность взаимодействия компонентов ТСП, содержащих ненасыщенные структуры, функциональные группы между собой. В результате несколько снижается содержание ароматических и парафиновых структур, степень разветвленности, окисленность, а также отношение полизамещенной моно- и бициклической ароматики к суммарному содержанию ароматической фракции. Совокупность указанных изменений и определяет свойства получаемых окисленных битумов.

Таким образом введение добавки ТСП в окисляемый гудрон позволяет при минимальных затратах рационально утилизировать побочный продукт процесса пиролиза углеводородного сырья и существенно снизить энергетические затраты на производство битумного вяжущего.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Мухамедзянова А. А., Гимаев Р. И., Хайбуллин А. А., Теляшев Э. Г. Исследование качественных характеристик тяжелой смолы пиролиза / Вестник Башкирского университета. 2012. – Т. 17, №2. – С. 909–915.
2. Захарин Е. М., Петрухина Н. Н., Дмитриев А. И., Нехаев А. И., Туманян Б. П., Максимов А. Л. Синтез нефтеполимерных смол термической полимеризацией непредельных соединений пиролизных реакций / Химия и технология топлив и масел. 2018. №3.
3. Куцуев К. А., Будник В. А. Исследование возможности вовлечения тяжелой пиролизной смолы ЭП–300 в сырье установки получения битумов / Нефтегазопереработка и нефтехимия. 2012. №10. С.14–18.
4. Тюкилина П. М., Паршукова О. Р., Гавриленко О. В. Способы повышения устойчивости компаундированных дорожных битумов к необратимым деформациям / Нефтегазопереработка и нефтехимия. 2019. № 12. С 11–23.
5. Артемьев В. Ю., Григорьев Е. Б., Шигидин О. А. Инфракрасная спектроскопия как один из методов контроля при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Вести газовой науки. 2013. №1 (12). С. 21–26.

Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских
отложений шельфа Печорского моря
(Geological structure and assessment of the prospects for oil and gas potential of the
Paleozoic deposits of the Pechora sea shelf)

Дзюбло Александр Дмитриевич

Профессор, д.г.-м.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В работе показана оценка нефтеносности отложений чехла Тимано-Печорской плиты в пределах Печорского моря на основе обобщения и анализа результатов геолого-геофизических исследований, выполненных за более чем 40 лет. Территория исследований включает акваторию и побережье Печорского моря. Изучены геологические материалы по важнейшим нефтяным месторождениям суши и данные морских глубоких поисково-разведочных скважин. По результатам комплексной интерпретации данных бурения и сейсморазведки МОВОГТ 2D и 3D на месторождениях Варандей-море, Медыньское-море и Долгинское были составлены структурно-тектонические модели, уточнены литолого-стратиграфические модели и сейсмостратиграфический каркас структур. Изучены особенности стратиграфии палеозойских толщ Варандей-Адзвинской структурной зоны. В результате выполненных исследований по структурам и месторождениям Печорского моря предложены объекты поисково-оценочного бурения и доразведка нижних горизонтов (девон - силур) на месторождениях Приразломное и Медыньское-море.

ABSTRACT

The paper shows an assessment of the oil-bearing capacity of the sediments of the Timan-Pechora plate within the Pechora Sea based on the generalization and analysis of the results of geological and geophysical studies carried out over more than 40 years. The research area includes the water area and coast of the Pechora Sea. Geological materials were studied for the most important onshore oil fields and data from deep sea exploration wells. Based on the results of a comprehensive interpretation of 2D and 3D drilling and seismic data at the Varandey-sea, Medynskoye-sea and Dolginskoye fields, structural-tectonic models were compiled, lithological-stratigraphic models and seismic stratigraphic framework of structures were refined. The peculiarities of the stratigraphy of the Paleozoic strata of the Varandey-Adzva structural zone have been studied. As a result of the studies performed on the structures and fields of the Pechora Sea, the objects of prospecting and appraisal drilling and additional exploration of the lower horizons (Devonian-Silurian) at the Pirazlomnoye and Medynskoye-sea fields were proposed.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Шельф, Печорское море, ордовикско-нижнефранский нефтегазоносный мегакомплекс, девон, силур, ресурсы углеводородов, риф, коллектор, нефть.

KEYWORDS

Shelf, Pechora Sea, Ordovician-Lower Fransky oil and gas megacomplex, Devonian, Silurian, hydrocarbon resources, reef, reservoir, oil.

Актуальность

Подготовка сырьевой базы УВ на арктическом шельфе России ведется более 40 лет. Освоение нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе отнесено к

числу важнейших государственных задач. Результаты проведенных ГРП показали, что на шельфе Баренцево, Карского, Печорского морей сосредоточены открытые уникальные и крупные нефтяные месторождения, содержащие значительные ресурсы УВ, которые свидетельствуют о высочайшем потенциале западной Арктики.

В Печорском море открыты крупные нефтяные месторождения (рис.1) Приразломное, Долгинское, Варандей-море, Медыньское-море в палеозойских и мезозойских отложениях. При этом основные залежи выявлены в палеозойских нефтегазоносных комплексах. Современная структура начальных сырьевых ресурсов углеводородов (НСР УВ) на шельфе Печорского моря такова, что основную их часть составляют невыявленные ресурсы категорий С3, Д1, Д2.



Рис.1. Обзорная карта района работ

Важно, что преобладающая доля НСР УВ содержится в нефтегазоносных комплексах на глубинах до 3-4 км в мелководных участках моря. В силу этого становится очевидным необходимость дальнейшего проведения ГРП и наращивания ресурсной базы Печорского моря.

Дальнейшее развитие крупного центра нефтедобычи на шельфе Печорского моря связано с поиском и освоением ресурсов УВ относительно глубокозалегающего в основном карбонатного ордовикско-силурийского комплекса, в первую очередь на Приразломном и Медыньском-море месторождениях.

Изученность региона

Систематическое геолого-геофизическое изучение на шельфе Печорского моря началось в конце 80-х годов прошлого столетия трест «Севморнефтегеофизика» когда площадь Печорского моря была покрыта структурными картами по основным отражающим горизонтам. В настоящее время этап региональных исследований завершен. Установлено литолого-стратиграфическое строение разреза осадочного чехла, основные закономерности распределения мощностей продуктивных комплексов, стратиграфически интервалы нефтегазоносности. [1-4]

Поисково-разведочное бурение в Печорском море проводили компании «Арктикморнефтегазразведка» и «Газфлот». В результате успешно открыты несколько крупных нефтяных месторождений, одно из них Приразломное успешно эксплуатируется.

Научное сопровождение геолого-разведочных работ ввели «ВНИИГАЗ», «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», «МГУ им. М.В. Ломоносова», «ИГиРГИ», «СовГеоинфо» и норвежские «Statoil», «Norsk Hydro».

В рамках выполнения обобщающей работы по оценке перспектив нефтегазоносности Печорского моря компанией «СовГеоинфо» с привлечением предприятий «Совморнефтегеофизика», «Арктикморнефтегазразведка» и «ВНИИГАЗ» был систематизирован сейсмический материал (временные разрезы) в объеме выше 19 тыс. пог. км., подобран единый граф обработки. [5]

Последующая интерпретация данных позволила построить шесть региональных композитных профилей общей длиной 1774 км и геологическую модель района, выделить перспективные объекты нефтегазоносности (рис.2).



Рис.2. Карта перспектив локальных структур в Печорском море

Структурные построения дали возможность уточнить контуры и стратиграфический диапазон наиболее перспективных структур:

- Русская;
- Папанинская;
- Паханченская (пробурена скважина на силур и получена нефть);
- Полярная;
- Восточно-Гуляевская;
- Алексеевская.

На региональных профилях выявлены необычные структурно-тектонические элементы, характеризующие строение акватории Печорского моря, протрассированы основные структурообразующие разломы.

Результаты исследований

Тектоника. В южной части акватории Печорского моря прослеживаются региональные тектонические элементы, выделенные и хорошо изученные в пределах

прилегающих регионов суши. Отмечается общая тенденция к их выполаживанию структурных осложнений в северном направлении. Своеобразный тип структурных элементов, устанавливается в районах, прилегающих с запада к Новой земле, где выявлены высокоамплитудные складчатые формы. (Междушарская) или органиченные разломами горстообразные поднятия (Папанинская).

Особый поисковый интерес представляет Варандей-Адзвинская структурная зона. Несмотря на значительный объем проведенных в ее пределах буровых и сейсморазведочных работ, в ее глубинном строении еще много неясного. Эта структурная зона объединяет разноплановые, сложно построенные структуры, какими являются валы Сорокина (Варандейский), Тамбуриева, Медынский, Сарембой-Няртейтинский и разделяющие их Мореюская и Верхнеадзвинская депрессии. [6]

Стратиграфия. В строении региона участвуют образования верхнедокембрийского складчатого фундамента, на котором практически в полном объеме залегают мощные толщи палеозойско-мезозойских отложений. Мощность осадочного чехла в наиболее погруженных структурных зонах достигает 8,5 км, а в зоне сочленения со Свальбардской плитой до 14 км.

Последовательность пород доюрского комплекса в стратиграфическом объеме от силура до триаса изучено бурением в основном в пределах материковой части. Поэтому суммирован материал по скважинам суши наиболее стратиграфически полным в палеозое и данные скважин, пробуренных на шельфе Баренцево и Печоского морей.

Геохимические исследования нефтематеринских пород позволили выделить зоны возможного газообразования, нефтеобразования и нефтегазообразования. Северная часть акватории занимает зона потенциально газовых месторождений. Перспективная зона газовых месторождений протягивается также узкой полосой вдоль побережья Новой Земли.

Южная часть региона – зона потенциальных нефтяных месторождений, за исключением Печора-Колвинского авлакогена и его северного продолжения, где открыты и прогнозируются газовые, газоконденсатные и нефтегазовые залежи. [7,8]

Нефтегазоносность региона связана с палеозойско-мезозойскими отложениями широкого стратиграфического спектра от ордовикских до триасовых. Выделяется пять нефтегазоносных комплексов.

Ордовикско-силурийский потенциально продуктивный нефтегазоносный комплекс на западе территории представлен терригенными отложениями, на востоке – терригенно-карбонатными.

Нижне-среднедевонский продуктивный нефтегазоносный комплекс – терригенный на западе территории, терригенно-карбонатный на востоке. Общая мощность комплекса достигает 1200 м. Количество продуктивных горизонтов 2-6. Их нефтенасыщенные толщины в изученных месторождениях составляют 12-43 м.

Верхнедевонский продуктивный нефтегазоносный комплекс терригенный на западе территории, терригенно-карбонатный на востоке. Общая мощность комплекса достигает 1250 м. Количество продуктивных горизонтов 1-3. Их нефтегазонасыщенные толщины составляют 3,5-28 м. Резкое увеличение эффективных толщин связано с рифогенными фациями.

Каменноугольно-нижнепермский нефтегазоносный комплекс преимущественно карбонатный. Общая мощность комплекса достигает 950 м. Количество продуктивных горизонтов 1-2. Их нефтенасыщенные толщины составляют от 12-23 до 100 и более м. Существенное увеличение нефтегазонасыщенных толщин связано с рифогенными фациями ассельско-сакмарских отложений.

Верхнепермско-триасовый нефтегазоносный комплекс – терригенный. Общая мощность комплекса на большей части региона составляет порядка 1300-4000 м, а в

северных районах достигает 7 км. Количество продуктивных горизонтов 2-4 и более. Их нефтегазонасыщенные толщины составляют 5-22 м.

Существенное увеличение эффективных толщин связано с песчаными отложениями фронтальных частей дельт.

Ресурсы и объекты разведки

На данный момент всего начальных сырьевых ресурсов нефти в Печорском море по Госбалансу числится 3273 млн.т.

На *Приразломном* нефтяном месторождении с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная» с 2013 г. ведется промышленная эксплуатация. В 2019 г. добыча составила 3,1 млн. т. Извлекаемые запасы нефти на 01.01.2020 г. по категории В₁ составили 47956 тыс. т, по категории В₂ – 21297 тыс. т.

Запасы нефти на Госбалансе по горизонту III-IV (D₃ – S) по категории С₃ составляют 74658 млн. т., а извлекаемые при КИН = 0,3 равны 22409 тыс. т. В карбонатном комплексе (риф) в районе скв. 5 (D₁ – S) балансовые запасы нефти по категории С₃ 17397 тыс. т, а извлекаемые запасы нефти категории С₃ 5219 тыс. т.

В рифоподобной террогенной постройке (D₃) в подгазовой зоне месторождения по категории запасов С₃ и коэффициенте извлечения нефти 0,35 балансовые запасы оцениваются 58971 тыс. т, извлекаемые запасы 20640 тыс. т. (рис.3).

Недропользователь ООО «Газпром нефть шельф» - владелец лицензии, планирует доразведку нижепермско-каменноугольной залежи Приразломного месторождения и поиск новых залежей в нижележащих девонских и силурийских отложениях.

Согласно проекту доразведки Приразломного месторождения ООО «ВНИИГАЗ» (2006) прогнозируется нефтеносность нижедевонских и силурийских отложений. С целью выявления залежей предлагалось бурение на девон силур двух поисковых скважин до глубины 4700 м. Планируемый прирост запасов нефти по нижедевонским-силурийским отложениям по категориям С₁ + С₂ (геологические/извлекаемые) – 40,9/14,5 млн. т.

Проект доразведки основывается на результатах обработки материалов сейсмических работ 2D/3D. По отражающему горизонту III₁ 1' в кровле карбонатной толщи лохковского яруса нижнего девона Приразломная антиклинальная складка имеет сложное блоковое строение. Блоки, сформированные серией разрывных нарушений северо-западного простирания, ступенчато погружаются с северо-запада на юго-восток от 4150 м до 4350-4400 м. Общее замыкание структуры происходит по изогипсе -4450 м. Размеры структуры 11,2 x 2,6 км, амплитуда около 300 м. Максимальная амплитуда вертикального смещения по сбрасывателю отмечается в северо-западной части складки и составляет 250 – 300 м. [9]

По отражающему горизонту III-IV, приуроченному к кровле терригенной пачки, подстилающей карбонаты нижнего девона, Приразломная антиклинальная складка разбита серией разрывных нарушений на отдельные блоки. Наиболее гипсометрически приподнятое положение (отметка -4400 м) отмечается в северо-западной части структуры. Общее замыкание структуры происходит по изогипсе -4700 м. Размеры структуры 11,5 x 2,2 км, амплитуда около 300 м. Максимальная амплитуда вертикального смещения по сбрасывателю отмечается в северо-западной части складки и составляет 150 – 200 м.

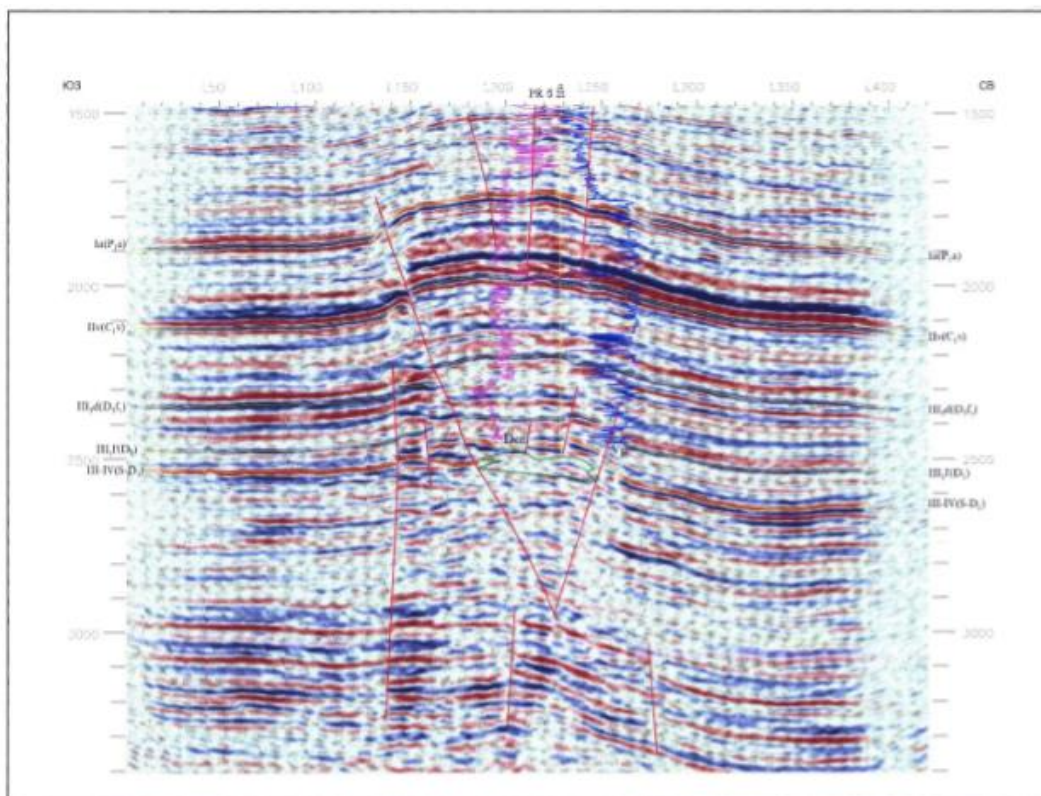


Рис.3. Приразломное месторождение. Временной разрез через скв. 5 по профилю Т 1460

Отражена экранирующая роль основного глубинного разлома, контролирующего залежь с запада. Многочисленные малоамплитудные сбросы и надвиги, осложняющие структуру, создают зоны повышенной трещиноватости. Перспективный рифовый объект выделен ниже забоя скв. 5 на 80-100 м. Он расположен ниже нарушенного отражения ОГ III I D₁, подошва тела рифа выделена ниже ОГ III-IV(S-D₁).

Месторождение Медыньское-море находится на стадии доразведки. Извлекаемые запасы нефти по категориям C₁ +C₂ составляют 97,3 млн. т. В основной залежи нижне-пермского-каменноугольного возраста сосредоточено 96% выявленных запасов нефти.

В пределах северо-западного блока месторождения по данным испытания скв. 4 ММ2 в отложениях верхнего силура открыта пластово-сводовая залежь нефти. В интервале 3785-3805 после СКО получен приток легкой нефти плотностью 0,83 г/см³ и дебитом 4,67 м³/сут. По результатам ГИС в скв. 2 ММ2 также прогнозируется нефтяная залежь (рис.4). Предполагается, что в случае наличия единой залежи ее площадь составит до 20 км².

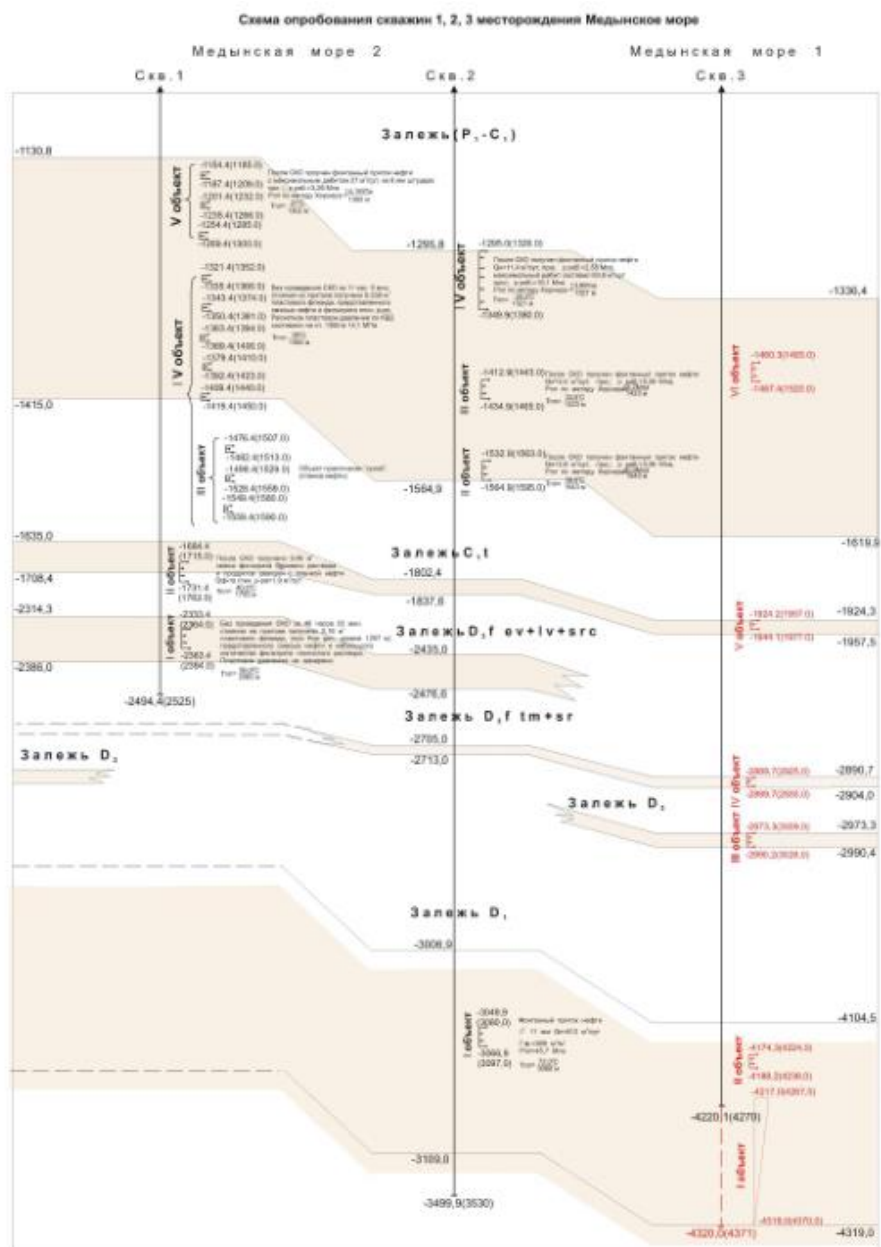


Рис.4. Схема опробования скважин 1, 2, 3 месторождения Медыньское-море

В современном структурном плане локальные поднятия месторождения Медыньское-море представляют собой постседиментационные линейные складки сжатия, приуроченные пространственно к восточному борту Мореюской депрессии. Строение их определяется наличием двух основных типов нарушений: взбросо-надвига с северо-восточным падением плоскости сместителя и антитетического ему взброса со встречной юго-западной плоскостью падения сместителя. Эти нарушения выражены по силурийско-триасовой части разреза и пересекают Медыньский вал в направлении с северо-запада на юго-восток субпараллельно друг другу. Крылья складок нарушены разрывными нарушениями по отложениям от силура до триаса. Наибольшая амплитуда горизонтального перекрытия основного взбросо-надвига отмечена по подошве нижнего

девона и составляет 700-800 м. Величина вертикального смещения – изменяется от 250-350 м (ММ2) до 50-70 м (ММ1).

В толще МК выявлено 6 залежей: залежи D_1 -А и D_1 -Б в карбонатах овинпармского горизонта лохковского яруса нижнего девона в центральном блоке структуры ММ2; залежь D_1 в карбонатах гребенского горизонта пржидольского яруса верхнего силура в центральном блоке структуры ММ2; залежи D_1 -А и D_1 -Б в карбонатах овинпармского горизонта лохковского яруса нижнего девона на северо-западном блоке структуры ММ2; залежь D_1 в карбонатах гребенского горизонта пржидольского яруса верхнего силура в северо-западном блоке структуры ММ2.

Структуры ММ1 и ММ2 представляют собой антиклинальные складки сжатия между двумя плоскостями встречных взбросов, веерообразно расходящихся снизу-вверх. Такая тектоническая позиция структур определила увеличение ширины поднятий. На северной периклинали структуры ММ2 выявлено осложнение локальной структурой (№2а) сжатия. Структура наиболее контрастно выражена по кровле $S D_{1ор}$.

Поисково-оценочные работы на месторождении ведет владелец лицензии – ЗАО «Арктикшельфнефтегаз». Целевым назначением ГРП является выявление залежей УВ в девонских и верхнесилурийских отложениях.

В планах ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» в 2020 г. бурение скважины на подготовленной сейсморазведкой 3D Мадачагской структуре, расположенной на Варандей-Медынском участке. Планируется бурение с берега о. Песякова наклонно-направленной скважины длиной по стволу 5022 м, глубина по вертикали – 4163 м. на отложения нижней перми (P_{1a+s}), девон-верхнего силура. Ожидаемый прирост запасов нефти в силуре 1,5 млн. т.

Долгинское нефтяное месторождение открыто в 1999 г. Запасы УВС утверждены в 2000 г. Нефть (геолог/извл) 2,976/0,892 млн. т. по категории C_1 , 783,08/234,9 млн. т. по категории C_2 . Всего пробурено 4 поисково-разведочных скважины. Выполнено 3D сейсморазведки 1600 км². Продолжается актуализация геологической модели месторождения. [10]

На *Паханченской площади* в 2001 г. пробурено параметрическая скважина на силурийские отложения. Глубина скважины составила 4417 м. Силурийские отложения вскрыты в интервале глубин 3989-4417 м и охарактеризованы керном. В результате испытания скважины в силуре был получен непромышленный приток нефти из отложений венлокского яруса.

Перспективы выявления новых ловушек. Выполненные геологические исследования в данной работе лишь частично позволили дать оценку перспектив нефтегазоносности шельфа Печорского моря. Это только один из этапов геологических исследований. Судя по результатам выполненной работы, геологические исследования необходимо продолжить.

Перспективы выявления ловушек углеводородов в пределах Печорского моря еще велики. Выявленные ловушки требуют доизучения. В относительно хорошо изученной восточной части бассейна выявлены крупные высокоамплитудные структуры. В западной Притиманской части, находящейся в нефтяной зоне, геолого-геофизическая изученность значительно ниже. Достаточно редкая сеть сейсмических профилей не позволила оконтурить предполагаемые ловушки углеводородов.

Наряду со структурными ловушками на этой территории предполагаются ловушки, связанные с зонами выклинивания девонских и силурийских песчаных толщ мощностью до 100 м (рис.5). На основе общих тектоно-седиментационных представлений и анализа сейсмических материалов предполагается также распространение органогенных построек нижнепермского возраста.

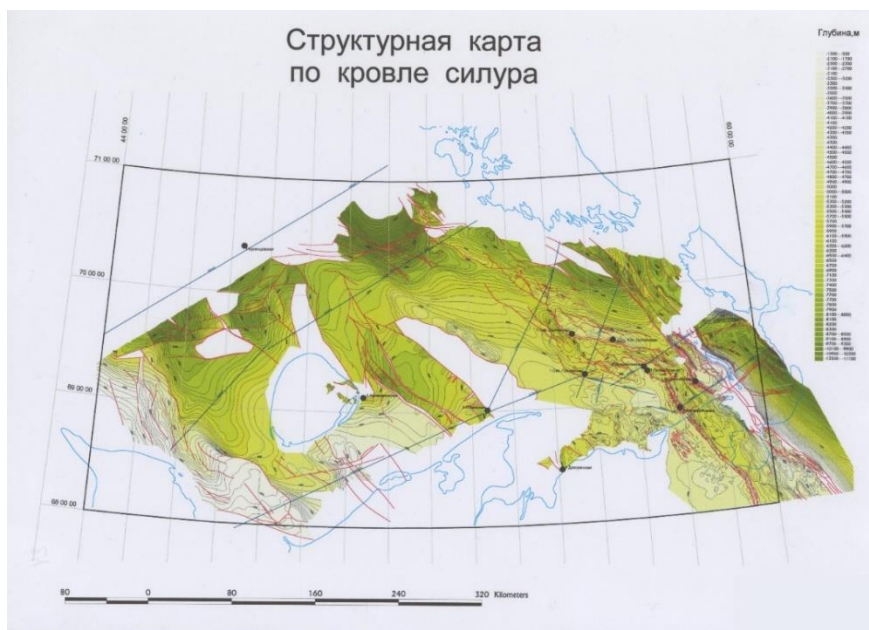


Рис.5. Структурная карта по кровле силура на шельфе Печорского моря

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов на шельфе Печорского моря оцениваются величиной более 4500 млн. т.у.т., причем более половины приходится на нефть.

Исходя из геологических материалов, перспективными объектами для всей акватории, требующими дополнительных исследований, являются ловушки литологически-экранированного типа в отложениях триаса и верхней перми, связанные с отложениями фронтальной части дельт и дельтовых конусов выноса. Верхнепермская существенно песчаная дельта способна сформировать в своем основании дельтовые конусы выноса, где высокопористые песчаники значительной мощности будут запечатаны в глинистой толще. Это подтверждается данными сейсморазведки, где зоны распространения холмообразных сейсмофаций с хаотическим рисунком записи весьма перспективны на поиски литологических залежей УВ в литологически-экранированных ловушках.

Выводы

1. Начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов на шельфе Печорского моря оцениваются величиной более 4500 млн. т.у.т., причем более половины приходится на нефть.

2. В результате выполненного анализа геолого-геофизической информации по объектам Печорского моря предлагается продолжить поисково-оценочное бурение на структурах Полярная, Паханчская, Папанинская, Саханинская, Русская, Южно-Русская и доразведку на месторождениях Приразломное и Медыньское-море.

3. Освоение перспективных на нефть объектов силурийско-девонского возраста Приразломного месторождения продолжить после проведения геологоразведочных работ и обоснования запасов УВ промышленных категорий. В дальнейшем это даст синергетический эффект, возникающий от эксплуатации нижележащих залежей и добычи дополнительной продукции.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Захаров Е.В., Холодильов В.А., Мансуров М.Н., Никитин Б.А. и др., Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России, - М.: ООО «Издательский дом Недра», 2011. – 181 с.

2. Захаров Е.В., Реутская Н.В. Основные результаты комплексной интерпретации данных по поисковым скважинам на восточном шельфе Печорского моря //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. - №5.
3. Ступакова А. В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития // Георесурсы. — 2017. — Т. 1. — С. 56–64.
4. Агаджанянц И.Г., Дзюбло А.Д., Зонн М.С., Таныгин И.А. Характеристика, распространение и генезис коллекторов палеозойских отложений юго-восточной части Печорского моря. Труды 4-й Международной конференции РАО’99. СПб.: 1999. - с. 219 - 222.
5. Шаинян Н.Х., Отчет «Оценка перспектив нефтегазоносности Печорского моря», ООО «СовГеоИнфо», Москва, 2000 г.
6. Меннер В.В. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. М. Наука, 1989, 134 с.
7. Кирюхина Т. А., Ступакова А. В., Ситар К. А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности палеозойских отложений восточного сектора Баренцевоморского бассейна // Геология нефти и газа. — 2006. — № 3. — С. 41–49.
8. Вендельштейн Б.Ю., Беляков М.А., Костерина Н.В., Фарманова В.А., Дзюбло А.Д. Сравнительная характеристика залежей нефти на месторождениях Варандей-море и Медыньское-море, Геофизика, №4 2001, 56-58 с.
9. Мартиросян В.Н. Отчет о сейсморазведочных работах 3D на Приразломном месторождении. Мурманск, 1997.
10. Дзюбло А.Д. Коллекторский потенциал рифогенных палеозойских отложений юго-восточной части Печорского моря. Газовая промышленность, №6, 2008. - с. 62 - 65.

Влияние экономического кризиса на управление и развитие сырьевых регионов (на примере Сахалинской области)
(The influence of the economic crisis on the management and development of commodity regions (Sakhalin Oblast))

Драганюк Дарья Олеговна

Аспирант

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Проведен анализ подходов оценки развития сырьевого региона и влияния на него кризиса. На основе этого анализа предложена авторская модель по оценке влияния экономического кризиса 2008-2009 г. на сырьевые регионы на примере Сахалинской области. Метод основан на факторном анализе и эмпирическом исследовании при помощи инструментов риск-менеджмента, а именно, построения матрицы рисков. Выявлены проблемы антикризисной политики и предложены направления по их совершенствованию, что весьма актуально при нынешней ситуации, связанной с пандемией COVID -19.

ABSTRACT

The analysis of approaches to assess the development of the commodity region and the impact of the crisis on it is being made. Based on this analysis, an original model which assesses the impact of the 2008-2009 economic crisis on the resource regions using Sakhalin Oblast as an example is proposed. The method combines factor analysis with empirical research and uses risk management tools, namely the construction of a risk matrix. The problems of the anti-crisis policy are identified and directions for their improvement are proposed, which is very important in the current situation related to the COVID-19 pandemic.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Экономический кризис, сырьевые регионы, антикризисная политика, Сахалинская область, пандемия COVID -19, социально-экономические проблемы

KEYWORD

Economic crisis, commodity regions, anti-crisis policies, Sakhalin Oblast, COVID -19 pandemic, socio-economic problems

Российская Федерация на сегодняшний день является одной из богатейших стран мира в области природных ресурсов. Благодаря этому она является одним из главных поставщиков энергетического сырья на мировом рынке. Россия занимает лидирующие позиции по добычи нефти и газа по многочисленным рейтингам (3 место в 2019 году). При этом структура национальной экономики страны такова, что в основном все ее основные отрасли развития и функционирования зависят от количества экспортируемой нефти и газа и цен на них. Таким образом, любые изменения мировых цен или спроса на данный товар оказывают выраженный положительный или отрицательный эффект на всю экономику Российской Федерации.

Начавшийся в 2008 году мировой экономический кризис привел к изменению цен на нефть. Начиная с середины 2014 года, цены на нефть начали резко падать. Кризис на Украине, военные конфликты в Сирии и введенные санкции негативно отразились на многих отраслях российской экономики, и конечно же, отрицательно сказались на экономическом развитии страны в целом. К сожалению, даже спустя десять лет показатели не вернулись на докризисные, а в последние пару месяцев, в связи с

общемировым кризисом вызванным пандемией COVID -19, а также разногласиями по новой сделке ОПЕК, - опять резко упали. Помимо внешних, существует ряд внутренних факторов, которые усугубляют положение дел. Среди них:

- региональная дифференциация;
- низкий уровень развития инновационной среды;
- некомфортные условия введения предпринимательской деятельности;
- высокий уровень коррупции;
- социальное неравенство;
- низкая конкуренция на ряде рынков;
- слабое развитие саморегулирования и самоорганизации предпринимательства;
- низкая эффективность государственного управления и регулирования².

Таким образом, сегодня является особо актуальным изучение влияния кризиса на экономическое развитие и разработка и принятие мер по улучшению управления сырьевыми регионами. Проанализировав прошедший кризисный период 2008-2014г., можно предвидеть тренд в уже начавшийся в РФ и, выявив ошибки, риски и проблемы предыдущего периода, постараться не допустить их в будущем, грамотно построив антикризисную политику.

Рассматривая виды влияния экономического кризиса на развитие сырьевых регионов, мнения большинства экономистов сходятся в том, что часть факторов имеет экономическую подоплеку, а часть – политическую. К экономической относится, а первую очередь, падение мировых цен на нефть, что напрямую отрицательно воздействуют на экономику сырьевых регионов, которые специализируются именно на ее добыче и экспорте как на внутреннем рынке, так и на мировом³. Второй фактор – это финансовая сфера, а именно, неустойчивость и постоянные колебания курса рубля к доллару и евро. К политическим можно отнести, в первую очередь, введение пакета санкции со стороны Евросоюза, США в 2014 году, в знак протеста против действия РФ на Украине. А во вторую очередь, позицию РФ в военной компании в Сирии, начатую в 2015 году, и политический кризис в Арабских странах и Турции. Анализируя все вышеперечисленные факторы, можно сделать вывод о том, что все они имели крайне отрицательное влияние на экономику сырьевых регионов, это, в свою очередь, отразилось и на все развитии в целом, которое резко замедлилось, по сравнению с темпами докризисного периода (2000-2007 годы).

По мнению экспертов, некоторые события, например, ввод санкций, повлекли за собой падение курса рубля⁴, а также отток капитала⁵. Другие считают, что обрушение общемировых цен на нефть, вызванное конфликтом в арабских странах,⁶ нанесло наибольший ущерб экономическому росту. По рассмотренным показателям, особенно по экспорту нефти в сырьевых регионах, необходимо учесть особенность направления

² Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года. [Электронный ресурс]. - URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=90601;fld=134;dst=100007,0;rnd=0.934037918690592> (дата обращения: 15.05.2020).

³ Черкасова Т. П. Региональная политика восстановительного роста в условиях финансово-экономического кризиса// [Terra Economicus](http://terra-economica.ru). – 2009. - № 3-2. – С. 158 - 164

⁴ ВШЭ: кризис на Украине может разогнать инфляцию в РФ почти на треть. [Электронный ресурс]. - URL: <http://ria.ru/economy/20140812/1019726202.html#ixzz48jYRTxxp> (дата обращения: 15.05.2020)

⁵ ВШЭ: Чистый отток капитала из РФ в 2014 году превысил 110 млрд долларов. [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.dw.com/ru/вшэ-чистый-отток-капитала-из-рф-в-2014-году-превысил-110-млрд-долларов/a-18044911> (дата обращения: 15.05.2020)

⁶ Шароян С. Citi оценил вклад санкций в падение российской экономики. [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.rbc.ru/finances/28/09/2015/560949839a7947b23fa7cd0c> (дата обращения: 15.05.2020).

поставки. При том, что в 2014 году были введены санкции со стороны Евросоюза, США и ряда других стран, часть нефти идет на Азиатский рынок, особенно в Китай, поставки в который не уменьшились, а увеличились (нефть: 2013г -20,5% 2016 г. – 28,8%, газ: 2013г -40,3% 2016 г. – 46,2%),⁷ поэтому у ряда регионов сохраняется некоторая постоянность в экспорте с учетом понижения общемировых цен на нефть.

Если говорить о влиянии кризиса на нефтедобывающие компании, то с 2014 года появилась некоторые тенденции в деятельности у организаций – лидеров в данной отрасли. Часть нефтегазовых компаний закрыли отдельные программы, например, компания «ЛУКОЙЛ»⁸, а часть компаний попросили поддержку в виде финансовой помощи у государства, например, «Роснефть»⁹ и «НОВАТЭК».

Так как, к сожалению, универсального способа оценки влияния кризиса на регион не существует, а каждый из способов имеет как свои плюсы, так и минусы, автор попытается создать и предложить вариант своей модели. Для того, чтобы рассмотреть влияние кризиса на важные экономические и социальные факторы развития именно сырьевого региона.

Сама по себе модель будет представлять сочетание нескольких подходов к измерению факторов в регионе, а именно, факторный подход (причем многофакторный), математическо-статистический анализ и факторно-рисковый. В итоге, рассмотрев экономико-социальные ситуации на примере региона, для него будет построена матрица рисков. С ее помощью автор постарается отобразить сферы вероятнее всего подверженные негативному влиянию кризиса и требующие определенного вмешательства со стороны регионального, федерального и муниципального уровней. В качестве исследуемых сырьевого региона будет рассмотрен регион Дальневосточного Федерального Округа, а именно: Сахалинская область. Данный регион был выбран автором, так как Сахалинская область является одним из наиболее ресурсо-зависимых регионов, экономика которой, в основном, специализируется на добычи нефти и газа. Энергоресурсная база Сахалинской области состоит из 80 месторождений углеводородов (18 на шельфе, 64 на суше). Процент добычи на острове от общероссийского составляет около 4,5% газа и 3,5% нефти. Помимо этого, именно Сахалинская область является поставщиком примерно 3,6% мирового объема СПГ.

Для построения матрицы, автор выделил ряд факторов. Если говорить о социально-экономических факторах, которые, по мнению автора, могут наиболее точно отразить влияние кризиса на развитие именно сырьевого региона, их все можно условно разделить на несколько групп. Одна из самых больших групп та, которая во многом зависит от отраслевого управления (добыча нефти, экспорт продукции топливно-энергетического комплекса). Другая группа – факторы отображающие расходы и доходы населения (среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, потребительские расходы в среднем на душу населения). Третья группа – инвестиции (инвестиции в основной капитал). Следующая группа – факторы, попадающие под влияние антимонопольного управления и контрольно-надзорных полномочий (сальдированный финансовый результат, инвестиции). И, наконец, группа, включающая показатели миграционных потоков и населения (численность безработных, численность населения, коэффициенты миграционного прироста на 10 000 человек населения).

⁷ Айязтулова И., Топалов А. Российские нефтяники с восторгом глядят на Восток. [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.gazeta.ru/business/2014/08/15/6177237.shtml> (дата обращения: 15.05.2020).

⁸ Over 27,000 Russian Tourists Are Stranded as E.U. Sanctions Take Effect. [Электронный ресурс]. - URL: <http://time.com/3081227/russia-tourists-stranded-sanctions-ukraine/> (дата обращения: 15.05.2020).

⁹ Сечин попросил у государства 1,5 трлн руб. из-за санкций США. [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.rbc.ru/economics/14/08/2014/942760.shtml> (дата обращения: 15.05.2020).

Такие показатели, как мировая цена на нефть и курс рубля не входят в компетенцию региональных органов и региональной политики и регулируются извне, однако, тоже имеют важное влияние на развитие региона и напрямую связаны с кризисом, поэтому, учитываются в нашей модели. Разделение факторов на смысловые группы позволит после составления матрицы наглядно продемонстрировать необходимость вмешательства в управление данной сферой со стороны органов власти для смягчения последствий экономического кризиса.

Для данного исследования был выбран объем данных, начиная с 2000 года по 2014 года включительно. Это обусловлено тем, что подсчет данных только кризисного периода некорректен, и их количество слишком мало для достоверной оценки. В качестве основных показателей будут просчитаны такие значения как достигаемый уровень значимости (p-value) и t-statistics критерий Стьюдента, которые направлены на проверку выдвигаемых гипотез. В нашем случае, p-value будет показывать уровень значимости, а t-statistics – вероятность. Для этого программа считает регрессию ВРП. Этот фактор выбран потому, что, по мнению автора, считается хорошим показателем совокупного состояния региона.

Построенная матрица рисков при помощи ранжирования показателей для экономических факторов приведена ниже (Таблица 1).

Таблица. 1 - Матрица рисков. Сахалинская область

зн ач и м ос ть			Инвестиции в основной капитал		Экспорт продукции ТЭК
			Численность безработных	Среднегодовая цена на нефть	
		Добыча нефти; Зарплата; Потребительские расходы в среднем на душу населения			
		Курс рубля к доллару Коэффициенты миграционного прироста на 10 000 человек населения			
	Сальдированный финансовый результат организаций по видам экономической деятельности Численность населения				
	Вероятность				

Анализируя полученные результаты, можно прийти к выводу, что, в основном, в зону риска попадает экспорт нефти и его зависимость от мировых цен, что весьма показательно для сырьевого региона, экономика которого специализируется именно на добыче этого сырья. В связи с этим, необходимы реформы в сфере отраслевого управления, например, пересмотр рынка сбыта и экспорта и регулирование объема добычи (что частично было сделано с помощью смена вектора на азиатские рынки).

В желтую зону попали показатели, связанные с инвестициями, доходами и расходами населения, коэффициентом миграции. Такой результат весьма закономерен, так как при ухудшении ситуации в области добычи нефти, снижении заработной платы, население из региона будет уезжать в поисках более выгодного места работы, а новые потоки также сократятся. Показатель инвестиций очень важен, так как при ухудшении экономической ситуации в стране в целом, поток инвестиций уменьшается, а такой сырьезависимый регион почувствует это в первую очередь. В качестве инструмента контроля необходимо улучшить ситуацию в области защиты прав инвесторов и в

предоставлении им определенных временных льгот, для сохранения количества инвестиций и привлечения новых.

В зеленую зону попадают показатели численности населения и сальдированного бюджета фирм. Риск менеджмент трактует риски зеленой зоны как данность – субъект управления должен предусмотреть ресурсы для ликвидации последствий от наступления риска и сосредоточится на тех факторах, которые представляют реальную или потенциальную угрозу.

Таким образом, приведенные матрицы показывают, что факторы, попавшие в красную зону риска, требуют к себе повышенного внимания со стороны управления и более детализированной проработки стратегии реагирования на этот риск. Матрица отразила различия в факторах, наиболее подверженных влиянию кризиса, которые зависят от глубины диверсификации экономики сырьевого региона, его социально-экономического развития, а, следовательно, требуют совершенствования антикризисного управления. Требуются дополнительные ресурсы на минимизацию, предотвращение и покрытие издержек риска. Модель выявила ряд ограничений, связанных со специфичностью статистических данных (высокую корреляцию факторов друг с другом), имеющихся навыков у автора, а также списком выбранных факторов, что наводит на мысль о создании комплексной модели, учитывающее данное ограничение.

Социальные факторы, как и экономические тоже можно сгруппировать по некоторым категориям. Факторы, относящиеся к сфере образования, выбраны не случайно. Именно при экономическом кризисе, по мнению автора, эти факторы наиболее изменчивы. Экономический кризис отрицательно влияет как на уровень цен, так и на уровень доходы населения, следовательно, доходы уменьшаются, и не все смогут теперь получить высшее образование, а, следовательно, или пойдут работать, или идут и получают среднее специальное образование, чтобы быстрее получить специальность и начать трудовую деятельность.

Фактор из сферы здравоохранения выбран как наиболее показательный и изменчивый в кризисное время, так как, в связи с ухудшением экономической и социальной ситуации, многие теряют работу, не могут позволить себе покупку привычных товаров и услуг. Сокращения и стресс, а также повышение цен на лекарства приводят к увеличению нагрузки пациентов именно на врачей. То же самое можно сказать и о сокращении возможности населения приобретать товары и услуги роскоши (походы в театры и музеи). Рост социального напряжения напрямую влияет на увеличение количества преступлений. Что касается инновационных факторов, то здесь хорошо отслеживаются изменения, вызванные как сокращением расходов на инновации в связи с экономическим кризисом, так и ухудшением человеческого капитала, из-за ухудшения социальных факторов опять же в связи с влиянием экономического кризиса.

Помимо этого, необходимо посмотреть динамику изменений расходов на социальную политику в консолидированном бюджете региона (Рисунок 1). Она показывает, что с момента наступления кризиса, расходы на социальную политику, в Сахалинской области не сократились, а, наоборот, возросли. Конечно темпы роста, по сравнению с предыдущими периодами уменьшились, однако финансирование затрат на социальные нужды продолжается.

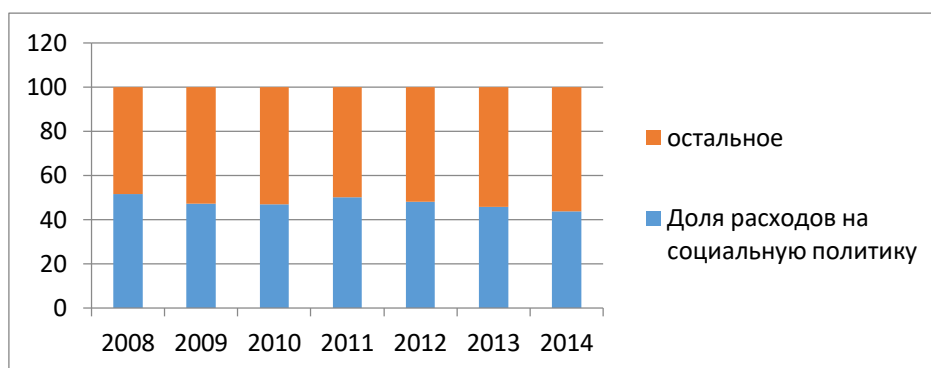


Рис. 1. Доля расходов на социальную политику в консолидированном бюджете, Сахалинская область (%)

Источник: [2]

В Сахалинской области в кризисный период, доля расходов на социальную политику варьирует около 50%, в зависимости от года. Например, в 2008 году она составляла 51%, а в 2014 – 43.6%. Таким образом, можно сделать вывод, что в самые пиковые годы кризиса, такие как 2008-2009 расходы на социальную политику были высокими, это связано с необходимостью обеспечения социальной безопасности населения. Однако, начиная с 2013, когда пошел резкий спад цен на нефть и курс рубля, расходы наоборот стали уменьшаться. Это происходит, так как большую часть расходов направляют на поддержку национальной экономики, напрямую зависящую от добычи нефти и инвестиций. Помимо этого, увеличиваются расходы на инновационную деятельность и технические разработки. При этом сильно страдают такие области как образование, где число поступивших в высшие учебные заведения сильно падает (так как многие из окончивших школу либо идут работать, либо едут в столичные вузы, что также отрицательно сказывается и на демографической ситуации в регионе); а также здравоохранение, где увеличивается нагрузка пациентов на одного врача, в связи с чем, ухудшается и качество предоставляемых услуг, уровень здоровья и жизни всего населения. Это напрямую сказывается на коэффициентах смертности и рождаемости, продолжается старение населения и коэффициент смертности стандартно больше рождаемости на единицу, а иногда и на полторы. Таким образом, ситуация в социальной сфере ухудшается.

Таким образом, можно прийти к выводу, что на сегодняшний день развитие сырьевых регионов крайне неустойчиво: и экономическое развитие, и уровень жизни в них во многом зависят от федеральной и региональной политики развития, управления крупных нефтегазовых компаний и мирового экономического кризиса, который напрямую отрицательно повлиял на экономику сырьевых регионов и экономику РФ в целом. Степень влияния экономического кризиса зависит от глубины диверсификации экономики сырьевого региона, его социально-экономического развития, совершенствования антикризисного управления

В качестве выводов и рекомендаций автор предлагает совершенствовать антикризисное управление как на федеральном, так и на региональном и муниципальном уровнях. Необходимо сочетание как системных, так и селективных методов, а также проведение антициклической политики и использовать инструменты, позволяющие не только смягчить последствия кризиса, но и реагировать события, предопределяющие его. Также, с помощью иностранного, а также отечественного (Ханты-Мансийский Автономный Округ) опыта использования механизмов повышения социально-экономического уровня, необходимо снижать зависимость экономики сырьевых регионов от добычи полезных ископаемых, так как рано или поздно их запас будет

исчерпан. Для этого должен быть разработан переход к развитию промышленности, ориентированной на несырьевой специализации с применением и внедрением инновационных технологий для повышения инвестиционного климата и конкурентоспособности региона. Для предотвращения или смягчения последствий экономического кризиса сырьевым регионам необходимо разрабатывать более детальную и конкретную антикризисную политику, которая учитывала бы специфику региона и дополняла и совершенствовала федеральную.

Данное исследование не только выявило «боли» сырьевых регионов во время кризиса, но также и служит хорошей демонстрацией опыта (как положительного, так и отрицательного) для руководства по корректировке управленческих мер на разных уровнях власти и совершенствования антикризисной политики. Это весьма актуально сегодня, когда наступившая пандемия COVID -19, повлекшая за собой карантин, самоизоляцию не только населения, но и стран, резкое понижение международной торговли, остановку работы организаций и производств, спад покупательной способности (в том числе и энергоресурсов), не только спровоцировала падение цен на нефть, но и усилила конкуренцию среди поставщиков энергетических ресурсов. Учитывая специфику структуры экономики России, данная ситуация оценивается экспертами как крайне отрицательная. По их оценкам, ожидается сокращение экспорта российских энергоресурсов на 20%, что повлечет уменьшение выручки на 60%, и в свою очередь приведет к уменьшению на 30% поступлений в бюджет страны, который как раз и должен усиливать меры поддержки населения в кризисный период. Помимо этого, предполагают в будущем, как следствие кризиса, трансформацию глобального энергетического рынка¹⁰.

Поэтому автор считает целесообразным дальнейшее исследование выбранной тематики, совершенствование метода построения анализа, для получения более корректных результатов и применение анализа не одного, а нескольких регионах, так как каждый сырьевой регион индивидуален и обладает уникальной спецификой.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года.
2. Федеральная служба государственной статистики. Сборник «Регионы России». Социально-экономические показатели.
3. Черкасова Т. П. Региональная политика восстановительного роста в условиях финансово-экономического кризиса//Terra Economicus. – 2009. - № 3-2. – С. 158 – 164
4. BP Statistical Review of World Energy 2019, 68th edition

¹⁰ Митрова Т. Корона-нефтяной обвал. Что ждет российскую энергетику после эпидемии. Московский Центр Карнеги. [Электронный ресурс]. - URL: <https://carnegie.ru/commentary/81790> (дата обращения: 30.05.2020)

Трейдинг энергетических продуктов: перспективы цифрового формата
(Energy products trading: prospects of digitalization)

Еремин Сергей Владимирович¹, Тыртышова Диана Олеговна²

¹ д.э.н., профессор кафедры маркетинга энергетических продуктов

² к.э.н., старший преподаватель кафедры маркетинга энергетических продуктов
РГУ нефти и газа имени (НИУ) И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Топливо-энергетический комплекс является одной из наиболее технологически емких отраслей производства. На протяжении всей своей истории ТЭК создавал спрос на инновации, являлся главным испытательным полигоном перед их внедрением в практику. Возникновение и распространение цифрового формата придало новый импульс инновационным процессам в энергетике, которые за последние 5-10 лет приобрели перманентный и всеохватывающий характер. В статье рассматривается, как информационные технологии революционным образом трансформировали структуру и принципы функционирования энергетических рынков, преобразовали организацию и бизнес-процессы трейдинга энергетических продуктов, а также выделяются основные риски цифровизации. Происходящая цифровая трансформация решительным образом изменяет распределение рыночных сил: наибольшую мощь приобретают компании, активно адаптирующие свои бизнес-модели под потребности изменяющейся конъюнктуры.

ABSTRACT

The energy sector is one of the most technologically intensive branches. Throughout its history, the energy complex has fueled the demand for innovation and served as the main testing ground for their implementation. The process of digitalization has given a new impetus to innovative processes in the energy sector, which over the past 5-10 years have become permanent and all-encompassing. The article examines how information technologies have transformed the structure and functioning of energy markets, changed the basics and business processes of energy products trading, and highlights the main risks of digitalization. The ongoing digital transformation is decisively changing the distribution of market forces: companies that actively adapt their business models to the needs of changing market conditions are gaining the most power.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Энергетические рынки, цифровизация, трейдинг, энергетические продукты, трансформация бизнес-процессов.

KEYWORDS

Energy markets, digitalization, trading, energy products, business process transformation.

Основанные на искусственном интеллекте технологии кардинальным образом изменяют портрет мировой энергетики и приведут к смене самой парадигмы энергоснабжения, которая будет иметь под собой совершенно иные фундаментальные и институциональные основы. Ключевыми характеристиками новой парадигмы станут:

- сдвиг в сторону возобновляемых источников энергии (ВИЭ), прежде всего, так называемых нестабильных, – ветра и солнца, которые займут место основного средства производства энергии, постепенно вытесняя из энергобалансов ископаемое топливо. Причем его вытеснение ускорится за счет перехода части

углеводородов в разряд возобновляемых ресурсов. Речь идет, в первую очередь, о природном газе, который из продукта добычи будет в возрастающих масштабах превращаться в продукт промышленного производства. Фактически в законченном виде это состоялось в сланцевой добыче, а также - производстве разного вида газообразных энергетических продуктов (биогаза, биометана¹¹, синтетического газа¹², водорода, водотана - Hythane¹³)

- построение «трансактивной» энергетики, в рамках которой производители и потребители энергии будут беспрепятственно обмениваться энергией и пользоваться общей сетевой инфраструктурой;
- движение от централизации - к децентрализации производства, потребления и коммерциализации энергии, происходящей на фоне регионализации экономических связей и интеграции энергетических рынков, в том числе централизованной и распределенной энергетики.

Смена энергетического уклада характерна, в первую очередь, для наиболее развитых стран. Она подготовлена и поддерживается двумя мощными технологическими трендами: развитием удешевляющих технологий (что касается производства возобновляемой энергии и энергосбережения) и цифровизацией энергетики, финансовой сферы и экономики в целом.

Остановимся на цифровизации и, прежде всего, уточним определение этого термина и связанных с ним понятий. Ведь, по словам русского философа Г.П.Федотова, если «правильно определить вещь — значит почти разгадать ее природу».

«**Цифровизацией**», на наш взгляд, является использование цифровых технологий и программных комплексов для обеспечения эффективного функционирования динамических процессов, осуществляющихся в рамках действующих бизнес-моделей. Этот инструмент управления (корпорацией, обществом и государством) основан на классической триаде действий: анализ-прогноз-действие. При этом его огромным преимуществом является возможность реализации всех операций значительно быстрее других форм управленческого анализа и воздействия, в многих из них - в режиме реального времени.

О цифровизации можно говорить в условиях весьма высокого уровня технологического развития, особенно при высоком развитии средств автоматизации и связи. Применение современных цифровых технологий позволяет многократно повысить качество данных, которыми мы оперируем, и позволит принять более верные и объективные решения. Это качество становится в высшей степени важным для удержания рыночных позиций и их расширения при достигнутом максимальном потолке производительности труда, избытке предложения товара и жесточайшей конкуренции.

Использование цифровых технологий в целях изменения действующих бизнес-моделей и получения доступа к новым возможностям увеличения / получения прибыли или создания ценности активов следует называть «**цифровой трансформацией**». В его ходе происходит постоянная адаптация бизнес-процессов, коммуникаций, организационных структур, а также ответственности и ролевых моделей (матриц полномочий) на основе технологий искусственного интеллекта. Среди них - блокчейн, управление массивами информации, интернет вещей, моделирование активов (создание цифровых двойников), симулирование бизнес-процессов, дополненная реальность и многие другие. Применительно к энергетическим компаниям, имеющим дело с физическими активами и вовлеченными в виртуальные маркетинговые операции,

¹¹ На базе технологий термической газификации возобновляемой биомассы.

¹² На базе технологий электролиза воды (Power-to- Gas).

¹³ Смесь водорода и метана (обогащенный водородом метан). Название производное от Hydrogen+Methane = Hythane (Водород +Метан = Водотан)

цифровая трансформация развивается в двух изменениях: условно реальном и условно виртуальном.

Использование программных продуктов в замкнутой среде – интранете, - может быть квалифицировано максимум, как «оцифровка». Цифровые преобразования масштабируются и становятся «цифровизацией», если происходят

- накопление / приобретение и использования больших объемов данных (BigData), в том числе по характеристикам активов, по рынку, производству, клиентам, поставщикам, партнёрам и прочим аспектам бизнеса;
- интеграция совместимых цифровых систем между собой в информационные платформы для решения (в автоматическом режиме) самого широкого круга прикладных и практических задач – по планированию и реализации работ, эксплуатации «умных» объектов (скважин, сетей и т.п.), созданию сквозных производственно-стоимостных цепочек и т.п.;
- работа над проектами ведется в облачных или партнёрских трекерах, что особенно актуально для работы с дочерними обществами, проектными и подрядными организациями.

Качество «цифровой трансформации» субъекты рынка приобретают только при условии смены под воздействием цифровизации действующих бизнес-моделей и перехода на качественно новые интегрированные модели, опирающиеся на цифровые технологии машинного интеллекта, в автоматическом режиме подбирающие наиболее оптимальное управленческое решение и дающие команду на их исполнение. Без выполнения этого условия сколь угодно долгое использование традиционными программным обеспечением не может считаться цифровизацией.

Цифровизация обеспечивает распространение технологий децентрализованной генерации энергии и интернета вещей, в том, что касается контроля и управления режимами работы производственного оборудования и потребления энергии; агрегации спроса и предложения; краудфандинга и формирования различных практик энергообмена, в т.ч. монетизации потребительских сервисов; осуществления транзакций, как в рамках централизованных платформ (биржи, ЭТП и др.), так и распределенных (блокчейн и др.). Перечисленные прорывные технологии также приводят к появлению новых компетенций и рыночных игроков, которые используют новейшие «прорывные» бизнес-модели.

Смена энергетической парадигмы затрагивает и «традиционные» энергетические компании (Инкамбенты), которые вынуждены адаптировать свои бизнес-модели к новой конкурентной среде. Они должны стать более инновационными и исследовать новые бизнес-модели, чтобы компенсировать потерю доходов в своих традиционных бизнес-единицах.

Инкамбенты - корпорации национальные чемпионы, вертикально-интегрированные холдинги, контролирующие производственно-сбытовые цепочки газа и электроэнергии, пережили глубокое структурное реформатирование на этапе либерализации. Крупные холдинги были реформированы, разделены по видам деятельности в различных звеньях производственно-сбытовой цепочки, утратили свое монопольное положение и рыночную власть. Либерализация привела к появлению независимых компаний, демонополизации и открытию рынков для конкуренции, диверсификации торговых механизмов и контрактных структур.

С усложнением структуры рынка, возникновением и развитием организованной торговли газом, электроэнергией на спотовых площадках и биржах, поставка энергии газа, электроэнергии превратилась в сложный комплекс товарных, системных и сервисных услуг, предоставляемых не одной, а несколькими, как правило, не аффилированными друг с другом компаниями.

Трейдинг на основных торговых площадках Европы включает торговые операции с газом, электроэнергией, нефтью и нефтепродуктами, а также с разрешениями на выброс CO₂. Портфели энергетических компаний все чаще диверсифицируются путем включения в них новых видов сырьевых товаров и иных продуктов: операции компании с газом, электроэнергией и производными финансовыми инструментами. За счет оптимизации и балансирования собственного «портфеля» с различными энергетическими продуктами, включая операции хеджирования и заключение многокомпонентных контрактов со связанными продуктами (газ—электроэнергия—разрешения на выброс парниковых газов) обеспечивается увеличение надежности поставок природного газа потребителям и монетизация торговых операций компаний.

Особенно важно, что информационно-коммуникационные технологии (ИТ) с впечатляющими темпами продвинулись вперед за последнее десятилетие. Прогресс в области ИТ, ускоренный под влиянием последствий либерализации европейского энергетического рынка, позволил значительно расширить число игроков на оптовом и розничном рынках.

В рамках традиционных бизнес-моделей производитель энергии договаривался с одним или несколькими потребителями чаще всего на основе долгосрочных контрактов, обеспечивающим сторонам определенную норму доходности на свои вложения, которая оставалась в целом стабильной в рамках предсказуемого (и ожидаемого) колебания спроса. Производитель, например, газа действовал из позиции имеющихся резервов, «находящихся под землей». Для более эффективной монетизации газа он должен думать о том, как наилучшим образом удовлетворить спрос различных групп потребителей. Какие им нужны гибкости, какие нужны решения, какие им нужны продукты? Поэтому производитель стал варьировать структурой контрактов для разных категорий потребителей. Возникновение организованной торговли на централизованных платформах (биржах, хабах) сделало этот процесс весьма удобным, т.к. дифференцировали типы контрактов. Кроме того, они позволили вести гибкую торговлю не только физическими объемами газа, но и многочисленными финансовыми инструментами. Дальнейшее развитие событий предопределило появление функции мидстримера как новой рыночной компетенции. Он стал своего рода посредником между производителями газа (апстримом) и его потребителями (даунстримом). Первый получил гарантии предсказуемого отбора крупных объемов, а второй возможность получения газа в виде необходимого для него энергетического продукта (оптимизированного по объемам, срокам, ценовым параметрам, режимам поставки и т.п.). Но это не простой посредник, который получает свою прибыль на простой перепродаже. Мидстример покупает газ, а затем трансформирует его в нескольких измерениях, главными из которых являются трансформация в пространстве, во времени и в форме. Этим определяется создаваемая им добавленная стоимость и, соответственно, прибыль. В результате обе стороны – предложения и спроса - получили дополнительную гарантию возврата понесенных инвестиций, поскольку мидстример взял на себя объемные и ценовые риски.

Ярким примером может служить компания Uniper Global Commodities, которая стала крупнейшим мидстримером по газу в Европе. Она вряд ли смогла обеспечить себе такую роль без внедрения в практику цифровых технологий, как на корпоративном, так и на общеевропейском уровне.

Круг источников добавленной стоимости трейдинга включает постоянный доступ к качественной информации, контроль и оптимизацию портфеля активов, продвинутые платформы и системы электронной торговли, а также развитые личностные качества самих игроков, такие как комплексное мышление, быстрота реакции, способность хорошо ориентироваться и принимать коммерческие, управленческие и стратегические

решения в среде, которую характеризует неопределенность. Но в силу того, что область и сила влияния цифровизации расширяется, круг этих источников добавленной стоимости преобразуется в некоторых сегментах трейдинга коммодити.

Набирающий силу тренд цифровизации оказывает влияние на широкий спектр отраслей, на данном этапе и на трейдинг газа и электроэнергии, меняет традиционные роли рыночных игроков и заставляет их переосмыслить когда-то успешные бизнес-модели.

Многие компании еще в начале 2010-х вступили на тропу цифровизации и провели модернизацию деятельности фронт-, мид-, и бэк-офисов посредством стандартизации контрактов, внедрения полностью автоматизированного осуществления сделок с финансовыми инструментами. Важным этапом стала дезинтермедиация ряда сделок (снижение в операциях роли посредников, в основном брокеров и банков), позволившая трейдерам напрямую взаимодействовать с контрагентами. Данные меры явились результатом комплексных мер по цифровизации операционной деятельности и сокращения издержек для поддержания конкурентоспособности компании.

Цифровизация уже оказала свое «прорывное» влияние на трейдинг и бытовую деятельность в целом. Некоторые традиционные рыночные игроки задержались на стадии «отрицания» изменений и проиграли, поскольку упустили возможность получения конкурентных преимуществ. Применительно к трейдингу достаточно сложно в одночасье пересмотреть стратегии и встроиться в набирающий силу тренд.

«Цифровые силы» отчасти устраняют несовершенства рынка, которыми трейдеры долгое время пользовались, и снижают барьеры для новых игроков. В новых условиях поставщикам газа приходится выходить из зоны комфорта. Big Data и алгоритмы прогнозирования расширяют границы фундаментального анализа. Регуляторы обязывают обеспечивать максимальную прозрачность рынка. В силу того, что уровень стандартизации и прозрачности информации растет, товарные рынки достигают высокого уровня ликвидности и конкуренции. Это отражается в ускорении скорости трейдинговых операций и сокращении спреда между ценой покупки и продажи.

Специалисты Boston Consulting Group выделяют наивысшую (известную на сегодняшний день) фазу коммодитизации – «гиперликвидность», когда эффективность и прозрачность рынка достигает своих максимальных значений. Новые цифровые технологии позволяют ускорить этот процесс через стандартизацию контрактов, мгновенное распространение информации и ее оперативную доступность. Создание и запуск в работу новых электронных торговых платформ упростились и стали доступными для более широкого круга игроков, как на основе традиционных технологий (например, ЭТП SonnenCommunity, специализирующейся на торговле избыточными объемами солнечной электроэнергии), так и использующих блокчейн системы.

Важными новациями бизнес-моделей компаний газоэнергетического сектора, возникших под влиянием совершенствования цифровых технологий, стали автоматический арбитраж, увеличение частоты трейдинговых операций и торговля кросс-продуктовыми инструментами.

Сегодня потенциал дальнейшего развития цифровизации трейдинга и бытовой деятельности в целом, реализуемой на базе серии независимых пилотных проектов, похоже, начинает исчерпывать себя. Так, например, операторы торговой системы Nord Pool создали свой программный интерфейс для клиентов, обеспечивающий алгоритмический трейдинг, избавляющий клиентов от необходимости создания их собственных алгоритмов и тестирования их на бирже. Расположенный в облачной среде механизм позволял наиболее продвинутым и активным игрокам создавать все более сложные дополнительные алгоритмы (с встроенной возможностью машинного

обучения, обеспечивающий лучшее качество прогнозирования волатильности цен). Другие участники создали собственные интерфейсы, что приводило к их избытку и минимальной координации между ними.

В этой связи возникает закономерный вопрос о соотношении эффективности такого «централизованного» и «децентрализованного» влияния на торговые алгоритмы системы. Если в рамках корпорации наибольшее распространение получила концепция единоначалия: формирование единого корпоративного центра - специального структурного блока (департамента) по цифровизации. То на многостороннем уровне такой подход не кажется однозначно правильным.

Эволюция цифровой бизнес-модели может быть поделена на 4 основные стадии:

1. использование относительно простых электронных платформ и сквозной обработки транзакций, что ведут к увеличению эффективности деятельности бэк-офиса и сокращению издержек;

2. автоматизация, основанная на параметрических алгоритмах. Данная стадия затрагивает деятельность фронт-офиса и повышает эффективность за счет автоматизации «ручной» работы;

3. происходит постепенное замещение человеческого интеллекта. Результаты алгоритмизации уже могут быть использованы в части выработки торговых стратегий, принятия решений и их исполнения;

4. вся производственно-стоимостная цепь цифровизирована, а бизнес-процессы от разработки стратегии до сверки расчетов – автоматизированы.

Можно согласиться со специалистами Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России, которые выделяют три основных риска цифровизации в нефтегазовом комплексе. Это:

1. риск обеспечения кибербезопасности систем, которые в современную эпоху, становятся весьма уязвимыми для несанкционированного доступа;

2. риск восприятия цифровизации, как технологического апгрейда существующих активов. Другими словами, оцифровка старых технологий и традиционных функций участников, не будет иметь других эффектов, кроме как удорожания архаичных систем, активов и практик;

3. риск совершения ошибок в самом алгоритме цифровой трансформации.

К эти рискам следует добавить ряд других, прежде всего связанных с новыми условиями рынков и бизнес-моделями их участников.

Во-первых, «Интернет вещей» несёт в себе слишком много угроз, что может нивелировать пользу от его применения.

Во-вторых, искусственный интеллект угрожает сокращением рабочих мест, при отсутствии перспективы создания новых. Причем его слабая предсказуемость и быстрая скорость осуществления могут создать трудности в своевременных трудоустройстве и /или организации профессиональной переподготовки высвобождаемых трудовых ресурсов.

В- третьих, так скорость, с которой осуществляется цифровизация может подвергнуть сомнению либо сдвинуть по времени целесообразность инвестиций в новые проекты, особенно реализуемые в труднодоступных регионах. В таком случае возникает риск превращения в категорию невозвратных части уже сделанных инвестиций.

И, наконец, можно говорить об избыточной цифровизации, т.е. вовлечение в баланс избыточных ресурсов, которые не смогут быть реализованы на рынках с достаточной доходностью.

Подводя некоторые итоги, можно сделать следующие выводы. Цифровизация ТЭК не сводится исключительно к разработке и внедрению более совершенного и производительного программного обеспечения. Это более широкая и комплексная

проблема, от способов и направлений решения которой будет в значительной мере зависеть архитектура и принципы функционирования мировых энергетических рынков. Ускорение технического прогресса все больше зависит от развития информационных технологий, среди которых цифровизация занимает, пожалуй, самое важное место.

С точки зрения моделей бизнеса цифровизация представляет собой замену традиционного менеджмента - на цифровые системы планирования ресурсов предприятия, т.н. ERP (Enterprise Resource Planning) системы, а маркетинга и маркетологов - на системы Управления отношениями с клиентами, т.н. CRM (Customer Relationship Management) системы. Первые – обращены во внутрь компании – они позволяют хранить и обрабатывать (с применением искусственного интеллекта) большинство наиболее важных для работы компании данных. Это управление производством и иной операционной деятельностью, активами, финансами, трудовыми ресурсами в условиях непрерывной балансировки и оптимизации ресурсов. Вторые ориентированы на автоматизацию взаимодействия с клиентами, в частности, для повышения уровня продаж, оптимизации маркетинга и улучшения обслуживания и т.п.

С развитием децентрализованной торговли на базе технологий блокчейн крупные центры организованной торговли газом и электроэнергией будут утрачивать свое значение. Возрастающий объем сделок будет фиксироваться в распределенном регистре.

Развитие научного потенциала и управление инновациями – это существенные элементы новой бизнес-логики, которая лежит в основе концепции цифровизации.

ЛИТЕРАТУРА:

1. BCG Mastering Digitized Commodity Trading, May 2019, режим доступа [http://image-src.bcg.com/Images/BCG-Mastering-Digitized-Commodity-Trading-May-2019_tcm9-221011.pdf]
2. IMD World Digital Competitiveness Ranking 2019, International Institute for Management Development (IMD) 2019. – 180 p.
3. Research and innovation that benefit the people The High-Tech Strategy 2025, The Federal Government of Germany. 2014/ - 66 p. // https://www.bmbf.de/upload_filestore/pub/Research_and_innovation_that_benefit_the_people.pdf
4. Салыгин В.И., Гулиев И.А., Маркин А.С., Цифровизация нефтегазового комплекса: международный опыт и перспективы для России // Материалы 12-й Международной конференции // Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2019 1–3 октября 2019 г., Москва, ИПУ РАН 2019 – с.134-139
5. Телегина Е.А., Еремин С.В., Тыртышова Д.О. Смена парадигмы мирового энергоснабжения: эволюция бизнес-моделей европейских энергетических компаний// Известия СПбГЭУ.– № 3. – 2018. – С. 36-41
6. Телегина Е.А., Еремин С.В., Тыртышова Д.О. Новая роль природного газа в условиях децентрализации производства и потребления электроэнергии // Мировая экономика и международные отношения – 2018 г - том 62, No 5, с. 51–60
7. Телегина, Е.А., Тыртышова, Д.О. Природный газ в условиях декарбонизации европейского энергетического рынка: факторы ограничения и меры адаптации // Информационно–аналитический журнал Нефть, газ и бизнес – 2017 г. - №11, сс. 38-43
8. Шваб К., Четвертая промышленная революция, М.: Эксмо, 2016. – 208 с.

Железные катализаторы синтеза Фишера–Тропша на композитном носителе
силикагель–углерод
(Iron catalysts for Fischer–Tropsch synthesis on a composite carrier silica-carbon)
Жагфаров Фирдавес Гаптелфартович¹, Елисеев Олег Леонидович²,
Сулейманов Султанбек Муслимович³
^{1,2}Профессор, ³магистрант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
Научный руководитель: д.т.н., профессор Жагфаров Ф.Г.

АННОТАЦИЯ

Работа содержит в себе отчет о проведении экспериментальных работ по предварительному покрытию носителя Fe-катализатора слоем углерода и изменение его активности после этого. Носителем катализатора в данном случае является силикагель, который покрывают слоем углерода. Опыт привел к повышению активности катализатора от 1,13 до 5,17 моль_{CO}/(моль_{Fe}×с) для не промотированных образцов. Для образцов промотированных калием, изменение активности не столь значимое, но тем не менее в пользу образца на покрытом слоем углерода носителе. Положительным результатом явилось также повышение селективности катализатора по жидким углеводородам и снижение метанообразования.

ABSTRACT

The work report contains an account of experimental work on pre-coating the carrier with a Fe-catalyst layer of carbon and changes in its activity after that. The catalyst carrier in this case is silica gel, which is covered with a layer of carbon. The experiment resulted in an increase in the activity of the catalyst from 1.13 to 5.17 mol_{CO}/ (mol_{Fe}×с) for non-motile samples. For samples promoted by potassium, the change in activity is not so significant, but nevertheless in favor of the sample on a carbon-coated carrier. A positive result was also an increase in the selectivity of the catalyst for liquid hydrocarbons and a decrease in methane formation.

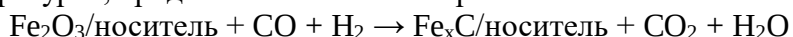
КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Синтез Фишера–Тропша, активность, синтез-газ, метанообразование, промотирование, силикагель.

KEY WORDS

Fischer-Tropsch synthesis, activity, syngas, methane formation, promotion, silica gel.

В процессе синтеза Фишер–Тропша применяют множество катализаторов разных типов и составов, в их числе и железные катализаторы, которые имеют широкий диапазон активности, удобную «регулировку» для выхода различных продуктов и довольно-таки низкую стоимость[1,2]. Экспериментальными путями было определено, что в железных катализаторах активной фазой выступают карбиды [3,4], которые образуются во время предварительной обработки предшественников синтез-газом при высоких температурах, вроде нанесенного на пористый носитель гематита:



Важным моментом для получения активного катализатора, является потребность в более полном восстановлении гематита в карбид, и его высокодисперсное состояние. Чаще всего используемые пористые носители, такие, как глинозем и силикагель, в процессе высокотемпературной обработки, способны взаимодействовать с нанесенными соединениями Fe(III) и образованием алюминатов и силикатов железа не подлежащих

восстановлению. Это несомненно приводит к тому, что количество активной фазы на поверхности катализатора понижается. Чтобы предотвратить взаимодействие металл-носитель и параллельное образование невосстанавливающихся соединений железа, предлагается предварительно карбидировать силикагель. Полученный таким образом композит силикагель–углерод служит носителем для железного катализатора синтеза Фишера–Тропша.

Узкопористый силикагель (Fuji Silysia Chemical) был пропитан водным раствором глюкозы, потом высушен и прокален в токе инертного газа при температуре 450 °С. Тем самым на поверхности носителя образовывался слой аморфного углерода. Удельная площадь носителя оставалась высокой. Также приготовили катализаторы, нанося железо (13 масс. %) и калий (2 масс. %) из водных растворов соответствующих нитратов.

После нанесения углерода на носитель практически отсутствовали изменения в его текстурных свойствах. Поверхность по Брюнеру-Эммету-Теллеру (БЭТ) и удельный объем пор незначительно снизились, эти факторы явились следствием закупорки пор кластерами магнетита. Частицы магнетита на поверхности прокаленного катализатора имели размер 3-4 нм для всех образцов, кроме FeK/C-SiO₂, для которого он был 6 нм. Размеры частиц показаны в таблице 1.

Таблица 1. - Текстурные свойства носителей и Fe-катализаторов

Образец	S _{БЭТ} , м ² /г	V, см ³ /г	Размер кристаллитов Fe ₂ O ₃ , нм
SiO ₂	320	1.0	—
C-SiO ₂	310	1.0	—
Fe/SiO ₂	240	0.8	4
FeK/SiO ₂	240	0.75	4
Fe/C-SiO ₂	255	0.735	3
FeK/C-SiO ₂	240	0.73	6

Экспериментальная часть. Носителем был выбран узкопористый силикагель компании Fuji Silysia Chemical. Размер пор, которого 10 нм. Он был пропитан водным раствором глюкозы, потом высушен и прокален в токе азота в течении 5 часов при температуре 450 °С. В результате был получен углерод-кремниевый композит (C-SiO₂) который использовали в качестве носителя при пропитке водными растворами нонагидрата нитрата железа и нитрата калия.

Для опыта был использован нисходящий реактор с неподвижным слоем катализатора, выполненный из нержавеющей стали, имеющий внутренний диаметр 14 мм. Катализаторы (0,2 г) были разбавлены кварцевым песком, чтобы исключить перегрев из-за того, что реакция преобразования СО в углеводороды является очень экзотермичной. Катализатор сперва был активирован в течении 2 часов потоке сингаза (СО:Н₂=1:1) при 400 °С и атмосферном давлении. Каталитические превращения были проведены при температуре 240 °С, давлении 20 ат, СО:Н₂ = 1:1, объемном расходе сырья 16 л/(г_{кат}ч). В синтез-газ было добавлено 5% аргона для внутреннего стандарта газохроматографического анализа. Спустя 24 часа на потоке был достигнут псевдостационарный режим для катализаторов и определена каталитическая активность, также селективность, удельная активность и состав синтезированных жидких углеводородов. Продукты синтеза - газы (углеводороды C₁-C₄, СО₂) были проанализированы с помощью газового хроматографа «ЛХМ-80» (колонки имели размер 1 м × 3 мм, и были заполнены молекулярными ситами 5А и Porapak Q, гелий использован в качестве газа-носителя, катарометр). Жидкие углеводороды C₅₊ были отобраны в контейнер и проанализированы на приборе «Биохром-1» (кварцевая капиллярная

колонка 50 м × 0,25 мм, стационарная фаза OV-101, азот был использован в качестве газа-носителя, пламенно-ионизационный детектор).

Предварительное покрытие носителя слоем углерода значительно увеличило активность Fe-катализатора, от 1,13 до 5,17 моль_{CO}/(моль_{Fe}×с) для не промотированных образцов. Для образцов, промотированных калием, изменение активности не столь значимое, но тем не менее в пользу образца на покрытом слое углерода носителя. Положительным результатом явилось также повышение селективности катализатора по жидким углеводородам и снижение метанообразования (Таблица 2).

Зависимость конверсии СО от времени испытаний показана на рисунке 1. Через 24 часа катализатор вышел на псевдостационарный режим, были сняты показания активности, селективности, которые показаны в таблице 2.

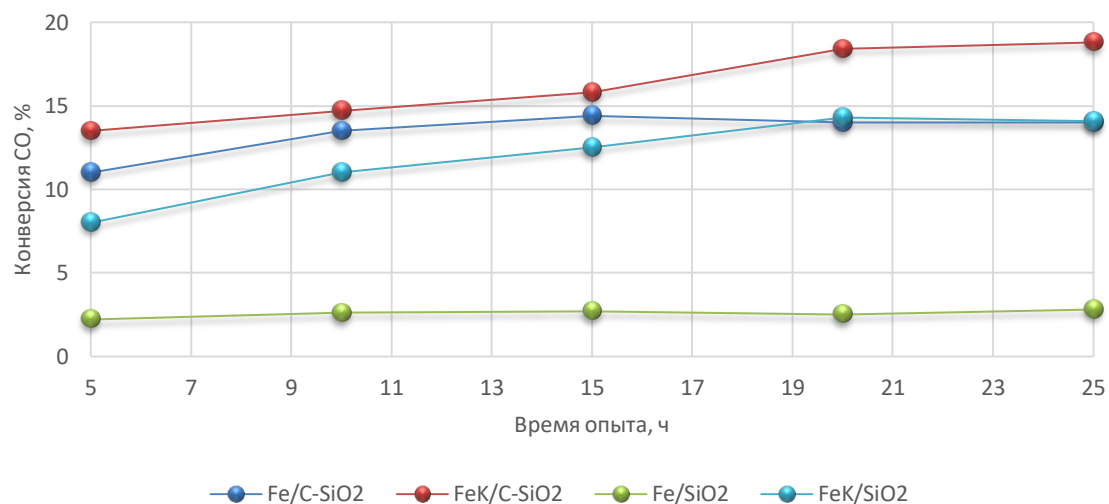


Рисунок 1 - Зависимость конверсии СО от времени испытаний

Таблица 2. - Каталитические свойства образцов

Образец	Конверсия СО, %	Селективность, %				Активность × 10 ³ , моль _{СО} / (моль _{Fe} × с)
		CH ₄	C ₂ –C ₄	C ₅ +	CO ₂	
Fe/SiO ₂	2.8	5.8	5.2	86	3	1.13
FeK/SiO ₂	14.1	6.8	17.3	64.3	11.6	5.49
Fe/C-SiO ₂	14	4	18	74	4	5.17
FeK/C-SiO ₂	18.8	4	12	78.1	5.9	7.26

Отработанные катализаторы так же, как и активированные в токе СО/Н₂ были исследованы методом просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ). Было отмечено, что во время синтеза Фишера-Тропша произошло увеличение средних размеров кристаллитов карбида железа на поверхности катализатора. 3-4 нм для активированных образцов и 20-30 нм для отработанных катализаторов. На рисунке 2

представлены ПЭМ-снимки, на которых можно увидеть слои аморфного углерода которые окружают частицы карбида.

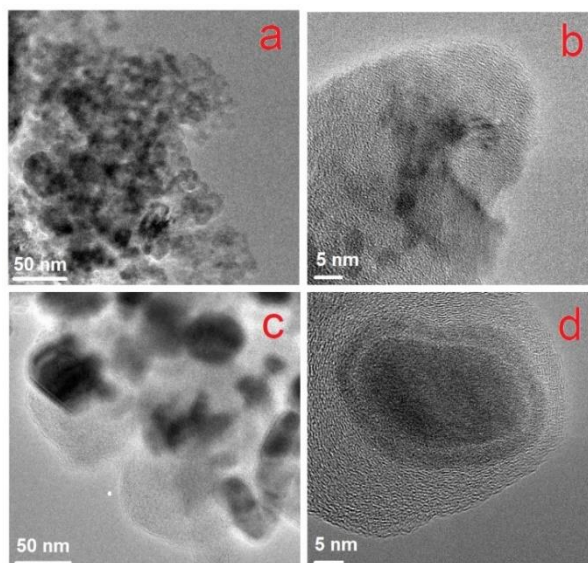


Рисунок 2 – ПЭМ-снимки активированного в CO/H₂FeK/C-SiO₂-катализатора (a, b) и его же после каталитических испытаний в течение 25 часов

В заключении можно сказать, что предварительное покрытие поверхности носителя Fe-катализатора слоем углерода положительно сказывается на его активности и селективности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Iglesia E. Design, synthesis, and use of cobalt-based Fischer-Tropsch synthesis catalysts // *Applied Catalysis A: General*, vol. 161, issues 1-2, 1997, С. 59-78.
2. Eric van Steen, Prinsloo F.F. Preface // *Catalysis Today*, vol. 71, issues 3–4, 2002, С. 327-334.
3. Davis B.H. Fischer-Tropsch Synthesis: Comparison of Performances of Iron and Cobalt Catalysts // *Industrial and Engineering Chemistry Research* № 46 (26), 2007, С. 8938-8945.
4. Chen W., Fan Z. L., Pan X.L., Bao H. Effect of confinement in carbon nanotubes on the activity of Fischer-Tropsch iron catalyst // *J. Am. Chem. Soc.* № 130 (29), С. 9414-9419.

Угрозы кадровой безопасности современного нефтегазового предприятия:
классификация и анализ
(Threats to personnel security of a present-day oil and gas enterprise: classification and
analysis)

Игнашов Егор Денисович
Студент

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Научный руководитель: старший преподаватель Билялова Е.А.

АННОТАЦИЯ

В работе предлагается новая классификация кадровых угроз безопасности предприятия. Ввиду существующих сходств предлагается рассматривать риски и угрозы по одной, разработанной автором, классификации. С её использованием проведён анализ текущего положения дел в нефтегазовой отрасли, было получено представление об имеющихся или возможно возникнувших в будущем угрозах кадровой безопасности. Предлагается учитывать возможности возникновения кадровых угроз как при приёме на работу, так и при текущей работе с персоналом.

ABSTRACT

The paper suggests a new classification of personnel threats of an enterprise. With the existing similarities in mind, it was decided to analyze labor risks and personnel threats using the same classification developed by the author. Using it, an analysis of the oil and gas industry's current state was carried out, as well as an idea was received of the personnel threats that are present or possibly occurring in the future. It is proposed to take into account the possibility of occurrence of personnel threats both during recruitment and during ongoing work with staff.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Кадровая безопасность, кадровые угрозы, управление персоналом, трудовой риск

KEY WORDS

Personnel security, personnel threats, human resource management, labor risk

ВВЕДЕНИЕ

Имея в виду колоссальные усилия по обеспечению сохранности конфиденциальной информации со стороны специалистов по кибербезопасности, наиболее уязвимым, с точки зрения безопасности, «звеном» рабочего процесса становятся сотрудники предприятия.

Анализ источников по данной проблематике показывает, что российские исследователи к числу кадровых относят достаточно широкий спектр угроз. Например, Д.А. Кузнецов в качестве угроз кадровой безопасности рассматривает низкую благонадёжность персонала, делинквентное и девиантное поведение сотрудников, неблагоприятный социально-психологический климат, низкую лояльность персонала, ошибки в подборе персонала или отсутствие высокой корпоративной культуры [6]. Г.К. Копейкин и В.К. Потёмкин же, например, относят нарушения порядка использования технических средств, создающие условия для несанкционированного доступа к конфиденциальной информации; нарушение установленного режима сохранности сведений конфиденциального характера и безопасности; нарушение установленного порядка финансовой отчетности в организации; преступные и иные противоправные действия по личным мотивам или в интересах третьих лиц к кадровым, уточняя, что они

исходят от сотрудников [3]. К угрозам безопасности фирмы М.И. Королёв причисляет преднамеренные действия и ошибки сотрудников, а также противоправные действия персонала, вызванные низким профессионализмом и недобросовестностью [4].

Как мы можем видеть, понимание кадровой угрозы у разных авторов различно, понятие трактуется очень широко, а зачастую понятие кадровой угрозы неотличимо от такого нашедшего широкое освещение в научных изданиях понятия как трудовой риск.

Трудовые риски, как отмечал [9] С.Г. Радько, - вероятность наступления события, связанного с процессом труда и несущего определенные последствия. Они соотносятся с трудовой деятельностью людей, влияют на конечные результаты производственной деятельности и определяют возможность реализации основных производственных целей.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Защита информации от несанкционированного доступа стала важной темой на повестке дня во всём мире и в России в частности, доказательством чему служит принятие Федерального закона №187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры» от 28 июля 2017 года. При этом чаще всего в центре внимания получение злоумышленниками конфиденциальной информации в результате неправомерного доступа к ней с использованием сетей передачи данных, и, как следствие, необходимо обеспечить криптографическую защиту передаваемой информации или автоматизированных систем управления производственными процессами.

Факт того, что «переманивание» персонала предприятий к конкурентам или, например, вербовка спецслужбами недружественных государств, может привести к потерям, сравнимым с таковыми от кибератаки, подтверждается историческим опытом, а также, в общем, признаётся экспертным сообществом.

Кадровая безопасность, то есть «процесс предотвращения негативных воздействий на безопасность предприятия за счет рисков и угроз, связанных с персоналом, его интеллектуальным потенциалом и трудовыми отношениями в целом» [10], ставит себе целью недопущение таких явлений в ходе деятельности предприятия.

Тем не менее, тематика кадровой безопасности привлекает меньше внимания чем безопасность информационная или правовое обеспечение безопасности, что позволяет говорить о её меньшем развитии, а значит, большей уязвимости предприятий в кадровой сфере.

Этим положением активно и на протяжении многих лет пользуются злоумышленники. Как отмечалось в аналитическом отчёте аудиторской и консалтинговой компании «PricewaterhouseCoopers» за 2017 год [7], около 65% утечек информации в коммерческом секторе при попустительстве персонала компании или при его намеренном участии и уточняется, что чаще всего это происходит за денежное вознаграждение или обещание принять к себе на работу в случае увольнения. Аналогично, автор [1] уже в 2003 году показывал, что в сфере торговли от 45 до 85% (!) преступных деяний (краж из магазинов, например) совершают сами сотрудники.

* * *

В анализе деятельности организации кадровую безопасность целесообразно рассматривать составной частью экономической безопасности, другими компонентами которой являются:

- финансовая безопасность, которая рассматривает и регулирует вопросы финансово-экономической состоятельности предприятия, устойчивости к банкротству, определяет параметры платежеспособности и др.

- силовая безопасность, которая занимается режимом, физической охраной объектов и личной охраной руководства, пресечением криминальных деяний на местах, взаимодействием с правоохранительными и другими государственными органами;
- информационная безопасность, которая помимо защиты собственной информации (как криптографическими, так и иными методами) проводит деловую разведку, информационно-аналитическую работу с внешними и внутренними субъектами и т.д.;
- промышленная безопасность – минимизация сопутствующих потерь при производстве, а также охрана труда и предупреждение, например, травматизма.
- правовой безопасностью подразумевает всестороннее юридическое обеспечение деятельности предприятия, грамотную правовую работу с контрагентами и властью, решения иных правовых вопросов.
- экологическая безопасность.

Кадровая безопасность, вместе с тем, является междисциплинарной областью знания, находясь на стыке экономической безопасности, управления персоналом, экономики предприятия и социальной психологии.

Во введении вводились понятия «трудовой риск» и «кадровая угроза». Важное различие этих терминов, помимо сущностного – это разница в сфере их применения. Понятие трудового риска чаще всего используется в коммерческом секторе, и «рискуют» коммерческие предприятия потерей прибыли (но наиболее серьёзные риски, как отмечалось Л.С. Королёвой и А.А. Зубаревой [5], могут поставить под вопрос и само существование организации), в то время как понятие «угрозы кадровой безопасности» используется в отраслях с традиционно сильным госконтролем (нефтегазовая, например) или в естественных госмонополиях (атомная энергетика, трубопроводный транспорт и др.) и обозначает ситуации, ставящие под вопрос само существование предприятия или влекущие за собой недопустимо тяжёлые финансовые (репутационные, экологические, иные) последствия для государства.

Ввиду сходств, в настоящей статье делается попытка составить единую классификацию для трудовых рисков и угроз кадровой безопасности. Классификация необходима для уточнения потенциально опасных ситуаций и определения необходимых мер по их устранению. Итак, мы можем выделить следующие виды кадровых угроз или трудовых рисков:

1. По сферам генезиса [9] – позволяет комплексно проанализировать внутреннюю среду предприятия, исследовать психозоциальную обстановку и выявить возможные опасности. Сфер всего четыре:
 - а. Производственная сфера – в данном случае речь идёт о рисках и угрозах, связанных с организацией и управлением производством, маркетингом, логистикой и сбытом. Примеры рисков (соответствующих им угроз):
 - i. Брак товаров (недопустимое снижение прибыли и/или деловой репутации)
 - ii. Расхищение материальных ценностей (помимо прямых финансовых потерь речь может идти также и о характере самих ценностей, например, несложно представить последствия хищения готовой продукции с фармацевтических заводов, выпускающих сильнодействующие вещества или наркотические лекарственные средства)
 - iii. Низкий уровень профессиональной подготовленности кадров (возможны катастрофические последствия)

- b. Социально-экономическая сфера – риски и угрозы, обусловленные социальными условиями на предприятии и его экономическим положением. Примеры:
 - i. Снижение производительности труда (падение объёма выпуска, снижение качества и т.п.)
 - ii. Рост организационных затрат на управление персоналом и бюрократизация вообще (неоптимизирующее поведение, снижение эффективности и оперативности работы предприятия)
 - iii. Забастовки.
 - iv. Скрытая безработица.
 - c. Финансовая сфера – риски и угрозы, зависящие от финансового положения организации. Примеры (напомним, речь идёт о кадровых рисках и угрозах именно кадровой безопасности):
 - i. Наличие сбоев или заведомо предусмотренных искажений в системе формирования и распределения заработных плат (рост недовольства сотрудников, коррупция, нецелевое использование денежных средств)
 - ii. Невыплаты заработной платы или получение заработной платы в неудовлетворительном объёме. (потенциальный уход ключевых сотрудников, рост текучести кадров, забастовки)
 - iii. Повышение затрат на привлечение, приём, подготовку и переподготовку сотрудников (коррупция, нецелевое использование денежных средств, снижение экономической эффективности)
 - d. Личностная сфера – риски (угроз здесь практически нет), обусловленные индивидуальными особенностями работников. Примеры:
 - i. Психологическая неустойчивость работника (его уход может угрожать предприятию, если он занимает ключевой пост)
 - ii. Снижение личного интереса к работе. Риски 1-2 в личностной сфере могут привести к злоупотреблению алкоголем и психоактивными веществами, включая наркотические, а это уже угроза ввиду возможности техногенных катастроф и т.п. [2]
 - iii. Недостаток общения с коллегами или невозможность такого общения
 - iv. Уход с работы по семейным обстоятельствам.
2. По характеру возможных потерь:
- a. Финансовые – возможна утрата денежных средств
 - b. Информационные – возможна утрата конфиденциальной информации, включая охраняемую законом
 - c. Материально-технические – возможно нанесение ущерба материально-технической базе организации.
 - d. Квалификационные – возможна утрата сотрудниками навыков, знаний или умений, их ухудшение или недополучение в ходе повышения квалификации или профессиональной переподготовки.
 - e. Кадровые – возможна утрата ключевых или наиболее квалифицированных сотрудников вследствие текучести кадров, увольнений, потери трудоспособности (в т.ч. вызванной злоупотреблением алкоголем или психоактивными веществами) или, например, смерти.
3. По степени предсказуемости:
- a. Ожидаемые – например, риски потери трудоспособности по старости.
 - b. Прогнозируемые – риски профессиональной заболеваемости.
 - c. Непрогнозируемые – риски, вызванные внешним влиянием, о котором нам заранее не было и не могло быть известно.

4. По степени калькулируемости:
 - а. Калькулируемые: возможные потери могут быть выражены в виде численных значений (обычно – денежных, натуральных или относительных)
 - б. Некалькулируемые: возможные потери выражаются в виде описательного суждения об объекте или процессе.
5. По периоду действия:
 - а. Краткосрочные: может быть достаточным задействовать механизмы распределения ущерба
 - б. Долгосрочные: требуется капитализация средств для нивелирования опасных последствий.
6. По степени допустимости:
 - а. Минимальные – уровень возможных потерь прибыли не более 25%
 - б. Повышенные – уровень возможных потерь прибыли – 25-35%
 - с. Критические – уровень возможных потерь прибыли – 35-55%
 - д. Недопустимые – уровень возможных потерь прибыли выше 55% или иным образом угрожают банкротством предприятию [5].

Критерий 6 выделяется только для трудовых рисков так как полагается, что никакие угрозы допустимыми считать нельзя.

В нефтегазовой отрасли трудовой и производственный процесс можно охарактеризовать некоторыми следующими особенностями:

- Высокая доля стоимости основных фондов в имуществе организации
- Работа вахтовым методом, в неблагоприятных погодных условиях, на море и пр. (вместе с тем, при формировании уровня оплаты труда учитывается так называемый «северный коэффициент»)
- Высокая механизация и автоматизация технологических процессов.
- Высокий уровень оплаты труда инженеров
- Удалённость административно-управленческого аппарата от производственных мощностей

С учётом этих и других факторов несложно прийти к выводу, что наиболее уязвимыми составными частями организации являются, с точки зрения информационной безопасности, SCADA-системы и АСУ ТП, неправомерный доступ к которым может вывести из строя дорогостоящие основные средства (компрессорные станции, трубопроводы и др.), а с точки зрения кадровой безопасности, уязвимы вахтовые сотрудники, которые могут быть склонены к употреблению алкоголя или психоактивных веществ [2] и вместе с тем офисные сотрудники, находящиеся зачастую в стрессовом состоянии, а иногда и страдающие лёгкими формами нарушений высшей нервной деятельности (неврозы, депрессии) [8]. В целях наглядности, примеры типичных трудовых рисков представлены в таблице 1 и сгруппированы по сферам возникновения.

Таблица 1. «Трудовые риски - потенциальные причины кадровых угроз по сферам возникновения»

Производственная сфера	Социально-экономическая сфера
Высокая текучесть кадров Недостаток персонала Низкий престиж профессии Несоответствие стандартам условий работы Невыполнение норм производственной безопасности и охраны труда	Сверхурочная работа Трудовые конфликты в коллективе Отсутствие обратной связи «подчинённый-начальник» Неприятие коллективом начинающих сотрудников
Финансовая сфера	Личностная сфера
Получение неудовлетворительной заработной платы Потери от делегирования полномочий, не входящих в должностные инструкции	Негативная психоэмоциональная обстановка в коллективе Отсутствие карьерного роста

Сбои в процессе формирования доходов и расходов структурного подразделения Невыплаты заработной платы Повышение затрат на подготовку (переподготовку) кадров	Отсутствие возможности общения с коллегами Отсутствие интереса к выполняемой работе Уход с работы (увольнение) по семейным обстоятельствам

Вместе с тем, можно наглядно представить совместное влияние каждой из сфер на общее положение дел в кадровой сфере: каждый отдельно взятый трудовой риск, наслаиваясь на другие из той же или иных сферы, вносит свой вклад в состояние кадровой безопасности предприятия. На схеме ниже это взаимовлияние показано в виде диаграммы Ишикавы.

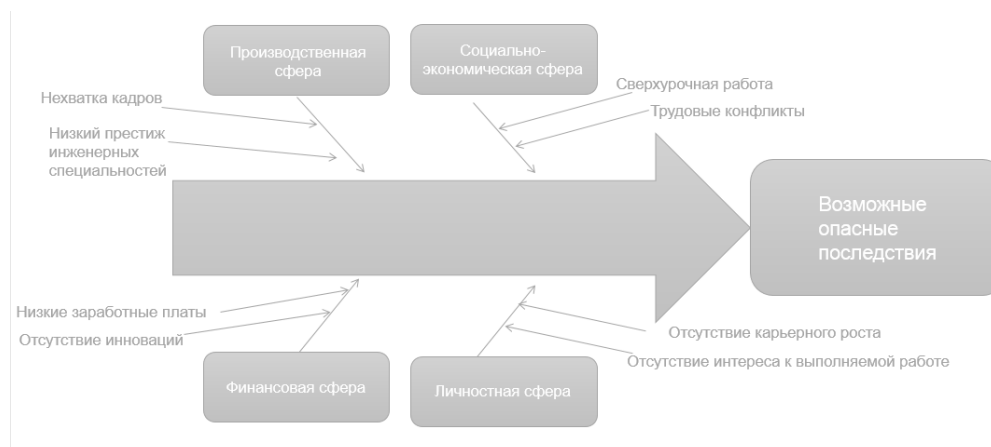


Схема «Расположение наиболее часто возникающих трудовых рисков на диаграмме Ишикавы»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был проведён, с использованием различных методов сбора и обработки информации, анализ кадровой безопасности нефтегазовой отрасли России. Была составлена классификация трудовых рисков и угроз кадровой безопасности нефтегазовой отрасли России. Предлагается уделить больше внимания кадровой безопасности, включая «ориентированные на безопасность» аспекты в работы кадровой службы и служб по набору персонала, чтобы оценивать «безопасностную» составляющую характеристики каждого сотрудника при приёме на работу и при повторной оценке персонала.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Брусничкин Г.Д., Коротков В.Д. «Обеспечение безопасности предприятий торговли и отдыха» / Мир безопасности, №12 (121), 2003
2. Голунов Н.Н. «Программа повышения квалификации «Охрана труда и профилактика наркопотребления в системе обеспечения безопасности техногенно-опасных предприятий» / Сборник лучших практик по профилактике наркомании на техногенно-опасных предприятиях по итогам проведения круглого стола на тему «Профилактика немедицинского потребления наркотических средств и психотропных веществ среди работников, занятых на техногенно-опасных производствах» М., Совет Федерации ФС РФ, 2016
3. Копейкин Г.К., Потёмкин В.К. Экономическая безопасность в системе управления персоналом / СПб.: СПбГУЭФ, 2008. – 116 с.
4. Королёв М.И. Экономическая безопасность фирмы: теория, практика, выбор стратегии / М. : Экономика, 2011. – 348 с.
5. Королёва Л.С., Зубарева А.А. «Трудовые риски на предприятии: классификация, взаимосвязь, оценка», / Нефть, газ и бизнес, №№10-11, 2017

6. Кузнецов Д.А. Подходы к анализу угроз кадровой безопасности в фармации // Вестник новых медицинских технологий. - 2012. - т. XIX, № 2. – с. 380-383.
7. Мюррей К., Шах П., Йейтс Э., Малыгина Е.А., «Устойчивое развитие нефтегазовой промышленности» / © PricewaterhouseCoopers, 2018, Интернет-ресурс, URL: <https://www.pwc.ru/ru/publications/achieving-excellence4.html>
8. Промыслов Б.Д. «Современный менеджмент: основы комплексной безопасности разработки управленческих решений»: монография/ М.: ИИЦ АТиСО, 2018, 144 с.
9. Радько С.Г. «Трудовые риски в системе социально-экономических категорий : Монография» / СПб.: филиал издательства «Просвещение», 2012. – 183 с.
10. Чумарин И.Г. «Что такое кадровая безопасность компании?» / М.: Кадры предприятия, №2, 2003.
11. Шегельман И.Р., Рудаков М.Н. «Кадровая безопасность» / Петрозаводск: Издательство Петрозаводского государственного университета, 2006. ISBN 978-5-8021-0551-8

Риск-ориентированное формирование внутреннего контроля в условиях цифровой трансформации ТЭК
(Risk-oriented formation of internal control in the digital transformation of the fuel and energy complex)

Кириченко Татьяна Витальевна¹, Изотова Елена Валерьевна²

¹Профессор, ²Доцент

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Многие операции в промышленности, включая ТЭК перешли в онлайн-сферу и этот процесс набирает обороты. Цифровая трансформация помогает оставаться конкурентоспособными и становится одним из основных драйверов развития. Современный этап развития внутрикорпоративного контроля – это риск-ориентированный контроль. Соединение этих основных трендов дает новый подход к организации контрольных процедур.

ABSTRACT

Many operations in the industry, including the fuel and energy complex, have gone online, and this process is gaining momentum. Digital transformation helps to remain competitive and is becoming one of the main drivers of development. The current stage of development of internal control is a risk-based control. The combination of these main trends gives a new approach to the organization of control procedures.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Экономика, цифровизация экономики, внутренний контроль, риск-ориентированный подход, топливно-энергетический комплекс, цифровая трансформация.

KEYWORDS

Economics, digitalization of the economy, internal control, risk-based approach, fuel and energy complex, digital transformation.

Введение. В последние годы наметилась очевидная тенденция перехода к цифровизации экономики, цифровой трансформации ТЭК. Так в 2017 году стартовала государственная программа цифровой экономики, которая направлена на формирование и развитие цифровой среды, позволяющей повысить конкурентоспособность и национальную безопасность России. С другой стороны, в 2018 году произошли существенные изменения в корпоративном законодательстве России, были внесены изменения в закон об акционерных обществах, изменяющие взаимодействия органов управления и специализированных подразделений в процессе контроля. При этом цифровизация характерна как для сферы внутреннего контроля на федеральном и на региональном уровнях государства, так и для внутреннего контроля в крупнейших российских государственных нефтегазовых компаниях.

Изменения законодательства, делающие актуальными исследования в области внутреннего контроля.

Прежде всего, организацию управления рисками и внутренний контроль в публичных акционерных обществах требует Закон об акционерных обществах [1], а методические рекомендации содержатся в письмах [2] регулятора фондового рынка – Банка России. Коротко суть этих рекомендаций заключается в предложении

использовать в своей деятельности в части формирования системы управления рисками и внутреннего контроля стандарт COSO.

Закон о бухгалтерском учете [3] требует организации внутреннего контроля. В соответствии с Информацией Минфина [4] его (внутреннего контроля) неотъемлемой частью является оценка риска и в этой Информации так же дается определение риска. По сути, эти рекомендации также являются переводом COSO.

Основные подходы к организации риск-ориентированного внутреннего контроля. Сутью риск-ориентированного внутреннего контроля является риск-ориентированный подход [5]. Риск-ориентированный подход подразумевает выделение основных рисков и концентрацию процедур внутреннего контроля именно на них [6].

Подразделения по управлению рисками и внутреннего контроля в системе защиты интересов собственников ПАО

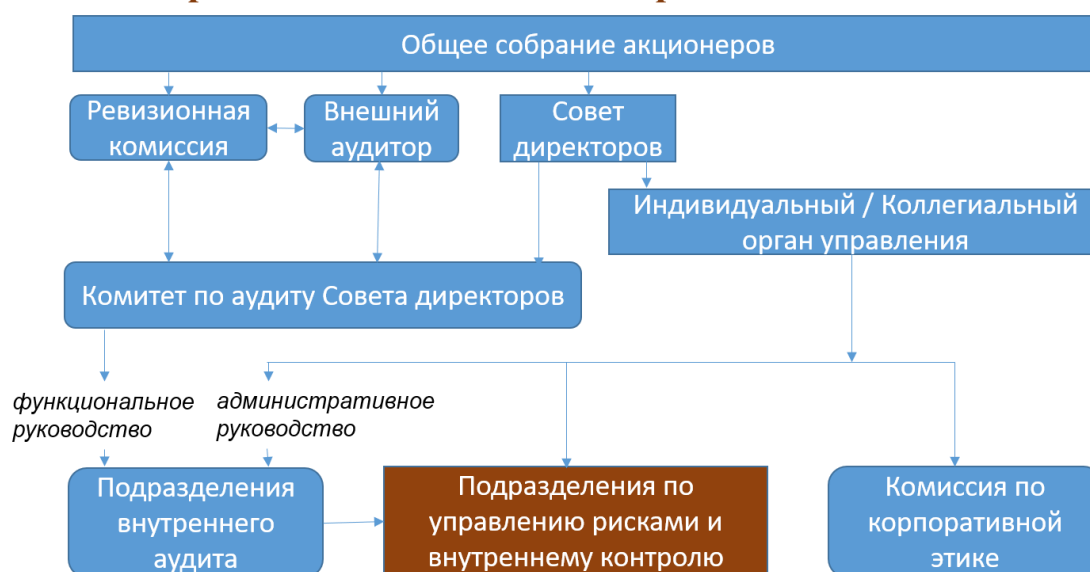


Рисунок 1 – Внутренний контроль в публичном акционерном обществе

На рисунке 1 показаны подразделения по управлению рисками и внутреннего контроля в системе защиты интересов собственников публичного акционерного общества (ПАО).

Главным органом управления, представляющим интересы собственников является общее собрание акционеров которое избирает совет директоров – постоянно действующий орган, представляющий интересы акционеров, также собрание акционеров избирает ревизионную комиссию, задачами которой является осуществление контроля за формированием достоверной финансовой и бухгалтерской отчетности, осуществление контроля за соответствием действующему законодательству, в настоящее время ряд компаний отказались от деятельности ревизионной комиссии, передав ее функции постоянно действующей системе управления рисками и внутреннего контроля (СУРиБК), что допускает действующее законодательство и, что более соответствует современным тенденциям корпоративного контроля, так, например, поступили в Лукойле. В ряде других корпораций, например, Газпроме, были ликвидированы ревизионные комиссии дочерних обществ.

Также собрание акционеров определяет внешнего аудитора. Совет директоров в свою очередь утверждает внутренние документы Общества, определяющие политику Общества в области организации управления рисками и внутреннего контроля, включая принципы и подходы к организации, функционированию и развитию СУРиБК. А

проверка эффективности и надежности функционирования СУРиВК российским корпоративным законодательством возложена на подразделения внутреннего аудита.

Внедрение в систему внутреннего контроля цифровых технологий. Основными элементами системы управления рисками и внутреннего контроля хозяйствующего субъекта являются [7]: контрольно-нормативная среда; подсистема оценки рисков; реализуемые процедуры внутреннего контроля; информационно-коммуникационная среда; подсистема оценки внутреннего контроля.

Существенным элементом системы управления рисками и внутреннего контроля являются процедуры внутреннего контроля. При этом полностью зрелой система управления рисками и внутреннего контроля считается при наличии автоматизированных процедур внутреннего контроля.

Это позволяет участвовать в бизнес-процессах объектов контроля через интеграцию цифровых инструментов непосредственно в бизнес-процесс. Данный подход не только позволяет оперативно выявлять отклонения, но и проводит регулярный и системный мониторинг без фактического вмешательства в бизнес-процесс.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Об акционерных обществах: Федеральный закон № 208-ФЗ от 26.12.1995 (ред. от 04.11.2019, с изм. от 07.04.2020) – Доступ из справ.-правовой системы КонсультантПлюс. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 30.06.2020)
2. О некоторых вопросах применения Федерального закона от 26.12.1995 № 208-ФЗ «Об акционерных обществах»: Письмо Банка России от 15.04.2019 № ИН-06-28/35 – Доступ из справ.-правовой системы КонсультантПлюс. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 30.06.2020)
3. О бухгалтерском учете: Федеральный закон № 402-ФЗ от 06.12.2011 (ред. от 26.07.2019, с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2020) – Доступ из справ.-правовой системы КонсультантПлюс. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 30.06.2020)
4. Организация и осуществление экономическим субъектом внутреннего контроля совершаемых фактов хозяйственной жизни, ведения бухгалтерского учета и составления бухгалтерской (финансовой) отчетности: Информация Минфина России № ПЗ-11/2013 – Доступ из справ.-правовой системы КонсультантПлюс. – URL: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 30.06.2020)
5. Кириченко О.С., Кириченко Т.В., Комзолов А.А. Управленческий учет факторов риска // Управленческий учет. 2008. № 3. С. 13-18.
6. Кириченко Т.В., Дашков Л.П., Комзолов А.А. Риск-ориентированная система финансового менеджмента в условиях финансовой глобализации и трансформации международных стандартов финансовой отчетности: Монография. М.: Информационно-внедренческий центр «Маркетинг», 2009. – 239с. ISBN: 9785785606968
7. Комзолов А.А., Кириченко Т.В. Реализация концепции риск-ориентированного внутреннего контроля в системе обеспечения экономической безопасности собственников корпораций // Финансы и управление. — 2019. - № 4. - С.28-35.

REFERENCES (TRANSLITERATED):

1. Ob aktsionernykh obshchestvakh: Federal'nyy zakon № 208-FZ ot 26.12.1995 (red. ot 04.11.2019, s izm. ot 07.04.2020) – Dostup iz sprav.-pravovoy sistemy Konsul'tantPlyus. – URL: <http://base.consultant.ru> (data obrashcheniya: 30.06.2020)
2. O nekotorykh voprosakh primeneniya Federal'nogo zakona ot 26.12.1995 № 208-FZ «Ob aktsionernykh obshchestvakh»: Pis'mo Banka Rossii ot 15.04.2019 № IN-06-28/35 – Dostup iz sprav.-pravovoy sistemy Konsul'tantPlyus. – URL: <http://base.consultant.ru> (data obrashcheniya: 30.06.2020)

3. O bukhgalterskom uchete: Federal'nyy zakon № 402-FZ ot 06.12.2011 (red. ot 26.07.2019, s izm. i dop., vstup. v silu s 01.01.2020) – Dostup iz sprav.-pravovoy sistemy Konsul'tantPlyus. – URL: <http://base.consultant.ru> (data obrashcheniya: 30.06.2020)
4. Organizatsiya i osushchestvleniye ekonomicheskim sub"yektom vnutrennego kontrolya sovershayemykh faktov khozyaystvennoy zhizni, vedeniya bukhgalterskogo ucheta i sostavleniya bukhgalterskoy (finansovoy) otchetnosti: Informatsiya Minfina Rossii № PZ-11/2013 – Dostup iz sprav.-pravovoy sistemy Konsul'tantPlyus. – URL: <http://base.consultant.ru> (data obrashcheniya: 30.06.2020)
5. Kirichenko O.S., Kirichenko T.V., Komzolov A.A. Upravlencheskiy uchet faktorov riska // Upravlencheskiy uchet. 2008. № 3. S. 13-18.
6. Kirichenko T.V., Dashkov L.P., Komzolov A.A. Risk-oriyentirovannaya sistema finansovogo menedzhmenta v usloviyakh finansovoy globalizatsii i transformatsii mezhdunarodnykh standartov finansovoy otchetnosti: Monografiya. M.: Informatsionno-vnedrencheskiy tsentr «Marketing», 2009. – 239s. ISBN: 9785785606968
7. Komzolov A.A., Kirichenko T.V. Realizatsiya kontseptsii risk-oriyentirovannogo vnutrennego kontrolya v sisteme obespecheniya ekonomicheskoy bezopasnosti sobstvennikov korporatsiy // Finansy i upravleniye. — 2019. - № 4. - S.28-35.

Критерии оценки эффективности и рисков инвестиционных нефтегазовых проектов (Performance and Risk Assessment Criteria oil and gas investment projects)

Комзолов Алексей Алексеевич¹, Шабаров Максим Алексеевич²

¹Заведующий кафедрой, д.э.н., профессор, ²Магистрант

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В работе рассматриваются критерии для оценки проектов в нефтегазовой отрасли, позволяющей максимизировать доходы. Рассматриваются критерии оценки эффективности, наиболее широко представленные в практике деятельности нефтегазовых компаний. Рассмотрены особенности нефтегазовых проектов. Рассмотрены методы анализа рисков, позволяющие учесть технические и экономические факторы, учитывают геологические особенности, качество ресурсов. А также учитывающие способность менеджеров адаптировать проект к реализации различных рисков.

ABSTRACT

The paper considers the criteria for evaluating projects in the oil and gas industry, which allows to maximize revenues. Efficiency assessment criteria are considered that are most widely represented in the practice of oil and gas companies. The features of oil and gas projects are considered. Risk analysis methods are considered, allowing to take into account technical and economic factors, take into account geological features, quality of resources. And also taking into account the ability of managers to adapt the project to implement various risks.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Инвестиции, инвестиционные проекты, нефтегазовые компании, риски, эффективность, методы оценки эффективности, методы анализа рисков.

KEYWORDS

Investments, investment projects, oil and gas companies, risks, efficiency, methods for assessing effectiveness, methods of risk analysis.

Введение. Поиск оптимального соотношения доходности и риска инвестиционных проектов является ключевой проблемой в нефтегазовой отрасли в условиях волатильности цен на нефть и непредсказуемости доходности в нефтегазовой отрасли. Условия неопределенности и потенциальная готовность нефтяных и газовых компаний привлекать средства для новых проектов, приводит к необходимости в развитии и создании новых инструментов оценки, и, возможно, подбору новых критериев оценки проектов для максимизации отдачи от инвестиционной деятельности в условиях неопределенности и высоких рисков.

Российские компании продолжают активно инвестировать в капиталоемкие и дорогостоящие проекты, не смотря на волатильность рынка, нестабильность цен на международном нефтегазовом рынке, а также на глобальные экономические кризисные явления, геополитическая обстановка и санкции, используемыми западными государствами с целью недобросовестной конкуренции и попытками вытеснить отечественные компании с международного рынка. Это значительно повышает риски нефтегазовых проектов. Что делает актуальным разработку глубокого анализа эффективности реализации инвестиционных проектов и рисков, связанных с данными проектами.

При рассмотрении эффективности и критериев реализации проектов в нефтегазовом секторе стоит учитывать специфику отрасли, а именно: наличие геологических рисков. Срок продолжительности проектов в данной отрасли, который составляет в среднем 25-40 лет. Данный срок обусловлен в первую очередь геологическими и техническими факторами, играющими ключевую роль при разработке месторождений. Третьей особенностью является большая капиталоемкость. А четвертой, длительный срок отдачи инвестиций.

Кроме того, важно отметить, что проект, рентабельный и эффективный для одной нефтегазовой компанией, может оказаться убыточным и неприемлемым для другого хозяйствующего субъекта в силу различных причин. Такими причинами могут являться и территориальное расположение, и наличие технологий, и опыт компании в соответствующей деятельности.

Таким образом, не существует единой модели критериев отбора проектов, которая подходила бы всем нефтегазовым компаниям.

Критерии оценки реализации инвестиционных проектов нефтегазовой сферы. Как правило для экономической оценки реализации проектов в нефтегазовой сфере принято использовать следующие показатели эффективности [1]:

1. ЧДД (NPV) – чистый дисконтированный доход. Позволяет сравнивать доходы и расходы, относимые к различным временным отрезкам. При всей частоте использования показателя, его традиционности для отрасли, оставляет ряд открытых вопросов. Прежде всего, значение нормы дисконта. И во-вторых, что считать притоками по проектам, особенно, если этот проект часть большой программы или системы.

2. ВНД (IRR) – внутренняя норма доходности является показателем доходности инвестиций. Является решением уравнения при использовании ВНД в качестве нормы дисконта ЧДД становится равным нулю.

3. ИД (PI) – Индекс доходности является отношением чистого дисконтированного дохода к дисконтированным инвестиционным затратам. Это полезный инструмент для ранжирования проектов, при необходимости сформировать портфель при наличии ограничений на сумму инвестиций.

Однако помимо данных показателей необходимо принимать во внимание риск и неопределенности. Здесь существует несколько подходов.

Прежде всего, доходность рассматривают как вероятностную функцию, получая ожидаемые (математические ожидания) показателей эффективности. Методы широко применяются. Но эти методы не являются методами анализа показателей рисков как таковых, скорее это уточнение показателей эффективности на основе учета рисков [2]. При этом наиболее корректным при этом является подход, учитывающий адаптивность управленческих решений по мере реализации тех или иных рисков, способность менеджеров вносить коррективы в ход реализации проекта.

Методы анализа показателей рисков с получением дисперсии или вероятности неудачной реализации проектов и ряд других [3]. Эти показатели не нашли широкого применения. И проблема здесь не в сложности их вычисления, а в сложности интерпретации полученных результатов.

И, наконец, методы анализа риска инвестиционных проектов не в терминах теории вероятностей. Такие подходы как метод построения сценариев. Где у сценариев нет вероятности, но они рассматриваются как реалистичные, и выбираются такие варианты реализации проекта, которые позволяют минимизировать потери при реализации различных сценариев.

Методы, используемые в оценке проекта, можно разделить на три типа: качественная оценка (использование мнений экспертов), количественная оценка (использование статистических данных и методов их обработка) и качественно-

количественная оценка (получение количественного результата, базирующегося на исходных данных, в том числе цифрах – полученных экспертно).

Заключение. Таким образом, не существует единого набора критериев эффективности и риска проекта, подходящего для любого нефтегазового проекта любой нефтегазовой компании

ЛИТЕРАТУРА:

1. Комзолов А.А., Кириченко О.С., Кузнецов И.А. Развитие методологии оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в газовой отрасли // Нефть, газ и бизнес. 2017. № 9. С. 54-58.
2. Кириченко О.С., Кириченко Т.В., Комзолов А.А. Управленческий учет факторов риска // Управленческий учет. 2008. № 3. С. 13-18.
3. Кириченко Т.В., Дашков Л.П., Комзолов А.А. Риск-ориентированная система финансового менеджмента в условиях финансовой глобализации и трансформации международных стандартов финансовой отчетности: Монография. М.: Информационно-внедренческий центр «Маркетинг», 2009. – 239с. ISBN: 9785785606968

REFERENCES (TRANSLITERATED):

1. Komzolov A.A., Kirichenko O.S., Kuznetsov I.A. Razvitiye metodologii otsenki ekonomicheskoy effektivnosti investitsionnykh proyektov v gazovoy otrasti // Neft', gaz i biznes. 2017. № 9. S. 54-58.
2. Kirichenko O.S., Kirichenko T.V., Komzolov A.A. Upravlencheskiy uchet faktorov riska // Upravlencheskiy uchet. 2008. № 3. S. 13-18.
3. Kirichenko T.V., Dashkov L.P., Komzolov A.A. Risk-orientirovannaya sistema finansovogo menedzhmenta v usloviyakh finansovoy globalizatsii i transformatsii mezhdunarodnykh standartov finansovoy otchetnosti: Monografiya. M.: Informatsionno-vnedrencheskiy tsentr «Marketing», 2009. – 239s. ISBN: 9785785606968

Метод интеллектуального обнаружения комплексных угроз
(Complex threats intellectual detection method)

Корнеев Николай Владимирович¹, Меркулов Вячеслав Дмитриевич²

¹Профессор, д.т.н., ²Инженер

¹ Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации

^{1,2} РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В работе описаны базовые принципы моделирования комплексных угроз, а также формализована задача обнаружения комплексных угроз. Предлагаемые принципы моделирования основываются на идее выявления связей между элементарными угрозами в составе комплексной. На основе сформулированных принципов построения базовых моделей, предложен метод интеллектуального обнаружения комплексных угроз, который использует алгоритмы интеллектуального анализа данных и технологии обработки больших данных при построении систем защиты от комплексных угроз, а также принципы нейрографовой теории комплексной безопасности.

ABSTRACT

The paper describes the basic principles of complex threats modeling, and the task of complex threats detection is formalized. The proposed modeling principles are based on the idea of identifying the links between elementary threats as part of a complex one. Based on the formulated principles of basic modeling, proposed complex threats intellectual detection method, which uses data mining algorithms and big data processing technologies in the construction of protection systems against complex threats and principles the neurographic theory of complex security.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Комплексные угрозы, модель комплексной угрозы, комплексная безопасность, гибридные угрозы, обнаружение комплексных угроз, метод обнаружения комплексных угроз, алгоритмы интеллектуального анализа данных, обработка больших данных, нейрографовая теория комплексной безопасности.

KEYWORDS

Complex threats, complex threat model, complex security, hybrid threats, complex threats detection, complex threats detection method, data mining algorithms, big data processing, neurographic theory of complex security.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕРМИНЫ

Защищаемая система – система в общепринятом понимании, состоящая из множества объектов защиты, не обязательно расположенных в одном пространстве.

Комплексная угроза – угроза, состоящая из нескольких различных элементарных угроз, связанных между собой посредством определенных синхронизирующих механизмов и не обязательно существующих в одном пространстве.

Гибридная угроза – вариация комплексной угрозы, в составе которой обязательно имеются элементарные угрозы, затрагивающие различные пространства функционирования защищаемой системы.

Эксплуатируемая уязвимость угрозы – фактор, базирующийся на свойствах защищаемой системы или методах защиты, который используется при реализации конкретной элементарной угрозы.

Механизм реализации угрозы – множество действий, которые активно используют доступные эксплуатируемые уязвимости и направлены на реализацию угрозы.

Последствие реализации угрозы – фактор, появление которого обусловлено реализацией конкретной угрозы; может непосредственно оказывать негативное влияние на защищаемую систему, либо являться эксплуатируемой уязвимостью для другой угрозы.

ВВЕДЕНИЕ

Научные публикации как отечественных, так и зарубежных ученых [1-3, 7, 11-13, 15-20] показывают, что в отечественной и зарубежной литературе и практике в сфере комплексной безопасности, как правило, не используются строгие математические модели с критериями эффективности управления поддержкой. Существующие комплексные системы безопасности не решают задачу автоматического построения компонентной модели объекта как части комплексной поддержки контроля безопасности объекта [9].

В случае, когда конечное число состояний контролируемого объекта в каждый момент времени неизвестно, целесообразно использовать более сложную модель, аналогичную нейрографической модели [9].

В ретроспективе, угрозы безопасности рассматривались как атомарные единицы, не связанные между собой. Подобный подход привел к тому, что элементарные угрозы на текущий момент хорошо изучены и проклассифицированы [5, 6], для обеспечения защищенности от них разработаны эффективные аппаратные и программные решения, широко применяются организационно-правовые методы и общие принципы обеспечения защищенности.

В практической деятельности, при анализе инцидентов и рисков безопасности, зачастую становится очевидным факт наличия внутренних связей между набором элементарных угроз, которые в совокупности образуют некую систему. Наличие в данной системе определенных свойств позволяет рассматривать составляющие элементы системы не как атомарные (элементарные) угрозы, а как комплексную угрозу безопасности. Далее в работе будет приведен пример формирования и реализации комплексной угрозы, состоящей из связанных определенным образом нескольких элементарных угроз.

Также стоит отметить существование гибридных угроз, тесно связанных с термином «гибридная война» [4, 8, 10], которые являются подвидом комплексных угроз и характеризуются свойством формирования и реализации составляющих угрозы не в едином пространстве (например, только в физическом), а в нескольких одновременно (например, в физическом и информационном пространстве).

Комплексные угрозы, как отдельный вид угроз, требуют создания теоретических основ обеспечения защищенности, на основе которых будет возможно обеспечить разработку соответствующих систем комплексной безопасности.

БАЗОВАЯ МОДЕЛЬ КОМПЛЕКСНОЙ УГРОЗЫ

Как объект исследования, комплексные угрозы требуют наличия определенных методов формализации, т.е. принципов и инструментов для моделирования, которые на текущий момент отсутствуют. Далее предлагаются правила построения базовых моделей комплексных угроз.

Комплексная угроза C может быть представлена как совокупность (1) множества элементарных угроз T и множества R взаимосвязей между ними [14]:

$$C = \langle T, R \rangle; |T| > 1; |R| > 1 \quad (1)$$

Элементарная угроза $t_i \in T$ состоит из непустых множеств эксплуатируемых уязвимостей V (2), механизмов реализации M и последствий реализации угрозы A (3) [14]:

$$t_i = \langle V_{t_i}, M_{t_i}, A_{t_i} \rangle; V_{t_i} = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}; \quad (2)$$

$$M_{t_i} = \{m_1, m_2, \dots, m_k\}; A_{t_i} = \{a_1, a_2, \dots, a_p\} \quad (3)$$

Чтобы избежать нагромождения индексов в дальнейшем, будем считать записи вида v_1 эквивалентными $v^{(1)}$.

Связь $r_{i,j} \in R$ между элементарными угрозами t_i и t_j существует, если хотя бы одно последствие реализации угрозы t_i ($a_p \in A_{t_i}$) является эксплуатируемой уязвимостью угрозы t_j ($v_n \in V_{t_j}$), т.е. между a_p и v_n существует некое отношение эквивалентности.

Таким образом, множество R может быть представлено в виде двумерной матрицы, в строках и столбцах которой указаны элементы множества T , а на пересечении i строки и j столбца находится элемент $r_{i,j}$, показывающий наличие связи между угрозами t_i и t_j . Характер такой связи – открытый вопрос для дальнейших исследований, однако в упрощенном варианте предлагается использовать бинарные значения для элементов множества R (связь либо имеется, тогда $r_{i,j} = 1$, либо нет, в таком случае $r_{i,j} = 0$) [14]:

$$r_{i,j} = \begin{cases} 1, \exists a_p \in A_{t_i}, (a_p \sim v_n) \wedge (v_n \in V_{t_j}) \\ 0, \text{otherwise} \end{cases} \quad (4)$$

Приведенные выше принципы моделирования позволяют создать формализованную модель комплексной угрозы, обладающую минимальным набором параметров для дальнейшего исследования.

МЕТОД ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ОБНАРУЖЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ УГРОЗ

Введем три новых определения.

1. Потенциальные элементарные угрозы T_p – множество всех элементарных угроз, существующих в рамках рассматриваемой защищаемой системы. При этом элементы множества T_p также удовлетворяют (2), а запись (1) может быть дополнена следующим образом [14]:

$$C = \langle T, R \rangle; |T| > 1; |R| > 1; T \subseteq T_p \quad (5)$$

То есть для любой комплексной угрозы C , множество элементарных угроз T всегда будет формироваться из элементов множества потенциальных элементарных угроз T_p .

2. Текущая модель комплексной угрозы – дополняемая и уточняемая модель вида $C = \langle T, R \rangle$, созданная на основе имеющейся в дискретный момент времени информации о реализуемой комплексной угрозе C .

3. Предполагаемая модель комплексной угрозы – неизменяемая модель вида $C = \langle T, R \rangle$, формируемая интеллектуальным алгоритмом на основе его внутренних правил работы и знаний о возможных моделях комплексных угроз.

В сущности, имея максимально подробную информацию о составляющих множества потенциальных элементарных угроз T_p , для синтеза правил обнаружения конкретной комплексной угрозы C потребуются создать набор предполагаемых моделей комплексной угрозы C , а затем – сравнить предполагаемые модели с текущей моделью для выявления наиболее достоверных.

Пусть для обнаружения комплексной угрозы C было синтезировано N предполагаемых моделей комплексных угроз $\langle T_i, R_i \rangle$ ($i = 1..N$), при этом каждая такая

модель удовлетворяет (5) и (2). Введем совокупность $\langle T_c, R_c \rangle$ для обозначения текущей модели комплексной угрозы C , также удовлетворяющей (5) и (2).

По мере реализации комплексной угрозы C , ее текущая модель $\langle T_c, R_c \rangle$ будет дополняться как новыми известными связями g , так и составом элементов множества T_c . Рассчитав значение (6), где $d(p, q)$ - определенная мера сходства, получим наиболее приближенную к текущей модели $\langle T_c, R_c \rangle$ предполагаемую модель $\langle T_i, R_i \rangle$, которая может считаться наиболее вероятным сценарием развития в дискретный момент времени [14]:

$$\min(d_{i=1}^N(\langle T_i, R_i \rangle, \langle T_c, R_c \rangle)) \quad (6)$$

Таким образом, предлагается свести задачу обнаружения комплексной угрозы к нахождению наиболее «похожей» модели из множества пар предполагаемых моделей вида $\langle T_i, R_i \rangle$, которые будут создаваться специальным интеллектуальным алгоритмом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемые правила формализации комплексных угроз в базовую модель могут использоваться как основа для дальнейших исследований в направлении теории комплексной безопасности и защиты от гибридных угроз. Пример построения базовой модели, приведенный в работе [14], показывает ее применимость. Используемая базовая модель в дальнейшем может быть дополнена различными аспектами, которые позволят дополнительно расширить точность и полноту создаваемых моделей. Помимо этого, открытыми для дальнейших исследований остаются некоторые обозначенные в работе моменты, например, характер связей между элементарными угрозами.

Второй важнейший результат работы – вывод формализованного представление задачи обнаружения комплексных угроз (6). Данное представление, по сути, непосредственно ведет к необходимости применения алгоритмов искусственного интеллекта и обработки больших данных при построении систем комплексной безопасности, поскольку возникают три большие задачи:

1. Построение предполагаемых моделей комплексных угроз. Задача может быть решена созданием системы искусственного интеллекта, обладающего знаниями о специфике формирования комплексных угроз, структуре внутренних взаимосвязей, особенностях реализации комплексных угроз и т.п. Такие знания могут быть получены только в результате обработки больших объемов данных, собранных за время работы систем мониторинга безопасности. В целом, здесь возникает круг задач, типичных для технологий Big Data, которые уже широко применяются во многих сферах, в том числе в области обеспечения защищенности и систем кибербезопасности [1, 11, 13, 16, 17, 19].

2. Создание правил определения максимально схожих предполагаемых и текущих моделей комплексных угроз. Решение данной задачи включает в себя широкий спектр возможностей для применения алгоритмов интеллектуального анализа данных (Data Mining). Среди наиболее применимых в отношении данной задачи алгоритмов Data Mining можно выделить кластеризацию, классификацию и аффинитивный анализ. Не исключено использование регрессионного анализа и генетических алгоритмов. Технологии Data Mining также широко применяются во многих сферах деятельности, успешно решая поставленные задачи, в том числе в области обеспечения безопасности [2, 3, 7, 9, 12, 18].

3. Отслеживание и формирование текущей модели комплексной угрозы. По мнению авторов, данная задача может быть решена созданием определенных информационно-аналитических систем, которые в том числе могут базироваться на существующих корпоративных информационных системах и средствах защиты в рамках конкретных предприятий. Интеграция и мониторинг информационных потоков [15],

выделение критических отклонений, фиксирование событий и определение взаимосвязей методами интеллектуальной аналитики – основные средства, совокупность которых позволит решить данную задачу.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Anavangot, Vijay, Varun G. Menon, and Anand Nayyar. "Distributed Big Data Analytics in the Internet of Signals." 2018 International Conference on System Modeling & Advancement in Research Trends (SMART). IEEE, 2018.
2. Barceló-Rico, F., Esparcia-Alcázar, A. I., & Villalón-Huerta, A. (2016). Semi-supervised classification system for the detection of advanced persistent threats. In *Recent Advances in Computational Intelligence in Defense and Security* (pp. 225-248). Springer, Cham.
3. Chan, K. Y., Kwong, C. K., Wongthongtham, P., Jiang, H., Fung, C. K., Abu-Salih, B., ... & Jain, P. (2018). Affective design using machine learning: a survey and its prospect of conjoining big data. *International Journal of Computer Integrated Manufacturing*, 1-19.
4. Davis Jr, J. R. (2015). Continued evolution of hybrid threats. *The Three Sword Magazine*, 19(28).
5. Elnagdy, S. A., Qiu, M., & Gai, K. (2016, June). Cyber incident classifications using ontology-based knowledge representation for cybersecurity insurance in financial industry. In *2016 IEEE 3rd International Conference on Cyber Security and Cloud Computing (CSCloud)* (pp. 301-306). IEEE.
6. Elnagdy, S. A., Qiu, M., & Gai, K. (2016, June). Understanding taxonomy of cyber risks for cybersecurity insurance of financial industry in cloud computing. In *2016 IEEE 3rd International Conference on Cyber Security and Cloud Computing (CSCloud)* (pp. 295-300). IEEE.
7. He, Z., Situ, H., Zhou, Y., Wang, J., Zhang, F., & Qiu, M. (2018, May). A Fast Security Evaluation of Support Vector Machine Against Evasion Attack. In *2018 IEEE 4th International Conference on Big Data Security on Cloud (BigDataSecurity), IEEE International Conference on High Performance and Smart Computing (HPSC) and IEEE International Conference on Intelligent Data and Security (IDS)* (pp. 258-263). IEEE.
8. Hunter, E., & Pernik, P. (2015). The challenges of hybrid warfare. *International Centre for Defence and Security*.
9. Korneev, N. V. (2019, January). A Neurograph as a Model to Support Control Over the Comprehensive Objects Safety for BIM Technologies. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 224, No. 1, p. 012021). IOP Publishing.
10. Mälksoo, M. (2018). Countering hybrid warfare as ontological security management: the emerging practices of the EU and NATO. *European security*, 27(3), 374-392.
11. Mishra, A. D., & Singh, Y. B. (2016, April). Big data analytics for security and privacy challenges. In *2016 International Conference on Computing, Communication and Automation (ICCCA)* (pp. 50-53). IEEE.
12. Mohammed, B., Awan, I., Ugail, H., & Younas, M. (2019). Failure prediction using machine learning in a virtualised HPC system and application. *Cluster Computing*, 22(2), 471-485.
13. More, Rohit, et al. "Real time threat detection system in cloud using big data analytics." *2017 2nd IEEE International Conference on Recent Trends in Electronics, Information & Communication Technology (RTEICT)*. IEEE, 2017.
14. Korneev, N., & Merkulov, V. (2020). Intellectual analysis and basic modeling of complex threats. In *CEUR Workshop* (Vol. 2603, pp. 23-28).
15. Offia, C. E., & Crowe, M. (2019). A theoretical exploration of data management and integration in organisation sectors. *International Journal of Database Management Systems*, 11(1), 37-56.

16. Petrenko, S. A., & Makoveichuk, K. A. (2017). Big data technologies for cybersecurity. In CEUR Workshop (pp. 107-111).
17. Rawat, D. B., Doku, R., & Garuba, M. (2019). Cybersecurity in Big Data Era: From Securing Big Data to Data-Driven Security. IEEE Transactions on Services Computing.
18. Singh, J. (2014, March). Real time BIG data analytic: Security concern and challenges with Machine Learning algorithm. In 2014 Conference on IT in Business, Industry and Government (CSIBIG) (pp. 1-4). IEEE.
19. Srivastava, Neha, and Umesh Chandra Jaiswal. "Big Data Analytics Technique in Cyber Security: A Review." 2019 3rd International Conference on Computing Methodologies and Communication (ICCMC). IEEE, 2019.

Эффективный механизм функционирования биржевых торгов природным газом на
русском рынке
(The effective mechanism for the functioning of natural gas exchange trading in Russian
market)

Корчин Леонид Владимирович¹, Миловидов Константин Николаевич²

¹ Соискатель кафедры международного нефтегазового бизнеса, ²Д.э.н., профессор
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Предложен механизм биржевой торговли природным газом через открытый доступ к газотранспортной системе и организации оптового рынка с участием биржи. Механизм базируется на создании биржевой модели, которая работает не как опосредованная структурная единица, а интегрирована в систему рынка газа.

Цена на транспортные услуги, или цена доступа, является одним из наиболее важных факторов в достижении конкуренции и эффективности на бирже. Причина заключается в том, что для поддержания своего доминирующего положения трубопроводные компании могут взимать чрезмерную плату за доступ, или лишать права доступа.

Одним из способов определения оптимальной цены доступа является эффективное правило ценообразования, в соответствии с которым цена доступа должна покрывать транспортные услуги третьей стороне, а прибыль собственника трубопровода, упущенная при поставках газа, не должна быть меньше, чем у конкурентов. Такая цена обеспечивает собственнику трубопровода правильные стимулы для предоставления открытого доступа к трубе, формирует предпосылки для развития конкуренции на рынке газа.

Такой механизм должен соответствовать интересам Газпрома, поскольку основная проблема неэффективности биржевых торгов на сегодня кроется в потенциальной потере прибыли при изменении ситуации на бирже.

ABSTRACT

The mechanism of exchange trade in natural gas through open access to the gas transportation system and the organization of a wholesale market with the participation of the exchange is proposed. The mechanism is based on creating an exchange model that works not as an indirect structural unit, but is integrated into the gas market system.

The price of transport services, or the price of access, is one of the most important factors in achieving competition and efficiency on the exchange. The reason is that pipeline companies may charge excessive access fees, or deny access rights to maintain their dominant position.

One way to determine the optimal price of access is an effective pricing rule, which States that the price of access must cover the provision of transport services to a third party, and the profit of the pipeline owner lost in gas supplies should not be less than that of competitors. This price gives the pipeline owner the right incentives to provide open access to the pipe, and creates prerequisites for the development of competition in the gas market.

This mechanism should suit Gazprom, since the main problem of inefficiency of exchange trading today lies in the potential loss of profit when the situation changes on the exchange.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Рынок газа, биржевая торговля природным газом, ценообразование на газ, либерализация рынка, ликвидность биржевых торгов.

KEYWORDS

Gas market, exchange trading in natural gas, gas pricing, market liberalization, liquidity of exchange trades.

Газовая отрасль занимает 8% в структуре ВВП Российской Федерации, обеспечивает значительную часть доходов бюджета и более 19% поступлений валютной выручки государства за счет экспортных поставок газа (45% в структуре экспорта топлива из России). Согласно прогнозам, доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2020-2022 годах продолжит сокращение, но даже к концу этого периода на них будет приходиться более трети поступлений в казну.

Выходя на биржевые торги, потребители природного газа получают ряд преимуществ, главное из которых — возможность долгосрочно планировать закупки с использованием «прозрачного» механизма формирования цен. Покупатели газа на бирже пользуются также гарантией поставки товара в установленный срок по зафиксированной цене. На основе рыночного механизма биржевых продаж формируется индикатор объективной оценки уровня рыночных цен на газ в России. Этот индикатор используется предприятиями-потребителями, находящимися в разных регионах страны.

При постановке целей развития биржевой торговли и методологии функционирования газовой биржи следует исходить из общей теории ценообразования на газ. Заметим, что социальная значимость газа стимулирует более активное государственное вмешательство в ценообразование и регулирование рынка по сравнению с рынком нефтепродуктов или угля. Кроме того, распределение доходов от добычи газа не вполне следует традиционным принципам раздела рентных доходов с государством посредством налогообложения. Поэтому, на наш взгляд, следует рассмотреть вопрос подходов к формированию «справедливой» цены на газ.

Принято, что цена на газ должна отражать состояние баланса между спросом и предложением, а также альтернативные издержки общества в целом от дополнительного использования газа (включая любые «экстерналии» — такие внешние факторы, как стоимость загрязнения воздуха от выбросов газа и др.). В этом смысле теория ценовой оптимизации может в равной степени применяться к системе регулируемых цен на газ, установленных Правительством РФ, а также к системе рыночного ценообразования. Действительно, основная теория конкурентного ценообразования гласит, что конкурентная рыночная система в условиях совершенной конкуренции и интернационализации всех внешних факторов, будет принимать цену за товар, которая покрывает издержки [1]. В теоретических моделях, где выполняются условия совершенной конкуренции, было продемонстрировано, что цена достигает равновесия, при условии, что количество товаров и услуг, которые желают купить потребители, абсолютно соответствует количеству товаров и услуг, которые производители могут предложить.

Конечно, в текущей ситуации предпосылки для установления «идеальных» рыночных цен отсутствуют, поэтому рациональный подход мог бы заключаться в определении нескольких ценовых вариантов и последующем установлении неэффективности каждого варианта, что позволит сделать выбор между альтернативами, или найти компромиссное решение [2].

Критика государственного регулирования цен на газ, реализуемого ПАО «Газпром», заключается в том, что регулятор при формировании цен и тарифов должен учитывать интересы всех сторон и находить компромисс, который с одной стороны не приведет к резкому росту розничных и оптовых цен для потребителей, а с другой позволит Газпрому реализовывать программу газификации субъектов РФ.

При этом следует учитывать, что для свободного рынка газа характерны свои потенциальные искажения, которые могут возникнуть ввиду доминирующего положения ПАО «Газпром», нехватки ликвидности или внешних факторов. В результате такие рыночные цены на газ могут характеризоваться собственной неэффективностью; и неизбежно возникают вопросы:

- как сформировать эффективную систему ценообразования на газ;
- как обосновать компромиссы ценовой эффективности.

ФАС России утверждает, что его действия в нахождении такого компромисса заключаются в исправлении ошибок рынка при сохранении стимулов и преимуществ рыночного ценообразования. Однако, как показывает практика, регулятор запаздывает в своих действиях, поскольку свободные рынки хороши тем, что они выявляют рыночную цену (спроса/предложения), обладая способностью адаптации к изменениям и неопределенности, и поскольку сами конкурентные рынки менее склонны к манипулированию и бюрократическим искажениям. В конечном счете цены на газ должны отражать все предельные альтернативные издержки, связанные с его производством и использованием.

В российской действительности это означает, что цены на газ следует уравнивать с долгосрочными предельными затратами на добычу и поставку газа, при соблюдении принципа равнодоходности с экспортом газа (за вычетом экспортной пошлины и затрат на транспортировку).

Очевидно, что баланс альтернативных издержек будет зависеть от стратегии экспорта, а также отражать внутреннюю энергетическую политику Правительства РФ. Эта внутренняя политика, как правило, ориентирована не только на эффективность освоения газовых ресурсов, но и на задачи распределения; иными словами, Правительство стремится оптимизировать распределение газовой ренты.

Достижение этих целей осуществляется через налоговую систему и функционирование системы социального обеспечения. Поэтому политики вынуждены использовать другую методологию распределения прибыли от реализации газа. Правительство снижает цены для определенных категорий потребителей, регулирует налоги на некоторые формы потребления, а также осуществляет более общее регулирование цен и другие меры.

Вместе с тем задачи ценовой политики заключаются в поиске баланса между обеспечением выгоды от российского газа для общества в целом и экономическим стимулированием развития газовой промышленности в России. Сложность этой задачи усугубляется тем, что Россия является крупным экспортером и стремится максимизировать зарубежные доходы, обеспечивая при этом поступление валютной выручки.

Высокая стоимость инфраструктуры, масштабы и специфика базовых газовых активов обуславливают форму вертикальной интеграции газового бизнеса. Сегмент транспорта газа часто рассматривают как естественную монополию, при которой государственные органы строго регулируют газовую деятельность. Более того, значительную роль играют территориальные масштабы и географическое разнообразие российских регионов, поскольку в цене газа транспортные расходы могут составлять значительную долю. В результате Правительство, используя свои регулирующие полномочия, корректирует условия деятельности компаний, с тем чтобы цены на газ обеспечивали «справедливое» распределение совокупного дохода между компаниями, потребителями и государством.

Отсюда следует, что методологические подходы, связанные с ростом эффективности рынка газа и совершенствованием функционирования газовой биржи должны быть нацелены на достижение компромиссных решений между Правительством

и газовыми компаниями, которые, как отмечалось, преследуют не вполне совместимые цели.

Отметим основные нерешенные проблемы газовой биржи по итогам работы на начало 2020 г.:

1. В течение всего периода проведения биржевых торгов природным газом (2014-2020 гг.) наблюдалось снижение объемов продаж с 20,346 млрд куб. м в 2017 г. до 12,875 млрд куб. м в 2019 г., (падение на 37%). (рис. 1);
2. «Газпром» по-прежнему оценивает риски торговли через газовую биржу как слишком высокие для компании;
3. Рынок газа остается сильно зарегулированным;
4. Тарифы на транспортировку и подземное хранение газа не обеспечивают нормального уровня рентабельности;
5. Сохраняется неэффективное перекрестное субсидирование в ценах на газ для регионов.

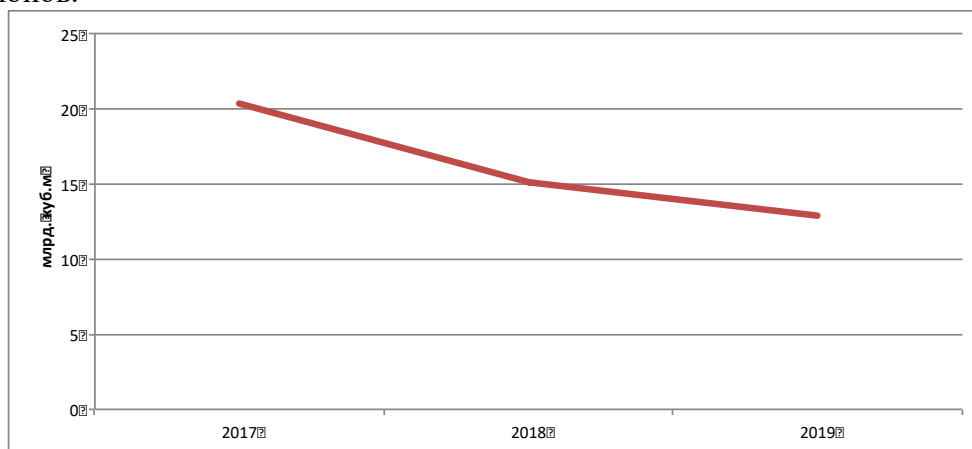


Рис. 1. Объемы торгов природным газом на СПБМТСБ 2017-2020 гг. [3]

Необходимо увеличивать объемы предложения Газпрома на биржевых торгах. Но проблема избыточного предложения Газпрома и его перераспределения переходит уже в проблему биржевой площадки СПБМТСБ. Сегодня существует парадоксальная ситуация: как только покупатель приобретает газ у поставщика, он должен обеспечить физическую поставку, но не имеет возможности реализовать весь, или часть объема, третьей стороне (т.н. коммерческая балансировка). Это не только создает риски для потребителей газовой биржи, потому что у них нет возможности перепродать газ, который может не потребоваться, если спрос оказывается ниже ожидаемого, но также не позволяет новым поставщикам и трейдерам выходить на рынок.

Решить эту проблему можно двумя путями:

- во-первых, разрешить продажу любого излишка газа, который возникает во время ежемесячного аукциона, или в ходе ежедневных торгов на бирже;
- во-вторых, любому потребителю должно быть разрешено перепродавать любые излишки, возникающие по долгосрочным контрактам.

Необходимо радикально изменить ситуацию: способствовать увеличению торговли избыточным газом Газпрома. Конечно, Газпром потребует отмены принципа «+20/-10», когда покупатель может без штрафных санкций приобрести на 20% газа больше плановой суточной нормы или недобрать 10%, а также законодательного закрепления обязательств независимых производителей по реализации газа на организованных торгах. Это решит проблему, в первую очередь, в отношении обеспечения ликвидности биржевого рынка. Потребители, чтобы сбалансировать свои

потребности в газе на ликвидном рынке, обязательно должны иметь возможность покупать и перепродавать газ.

К началу 2020 г. была завершена работа по подготовке нормативной базы к запуску коммерческой балансировки невыбранных объемов газа по биржевым договорам, подготовлена концепция заключения договоров с использованием инструментов срочного рынка [4].

Но в 2020 г. на рынке газа стали происходить события, которые ранее не наблюдались. В апреле 2020 г. российский газ в Европе торговался ниже, чем на внутреннем рынке, т.е. продажа газа внутри России стала выгоднее экспорта, что определенно может сказаться на снижении доходности Газпрома.

В конце апреля 2020 г. цены на хабах в Великобритании (NBP) и Нидерландах (TTF) с поставкой на следующий день упали: в Великобритании с 100\$ до 43\$ за 1 тыс. куб. м, в Нидерландах с 95\$ до 67\$ за 1 тыс. куб. м (рис. 2.).

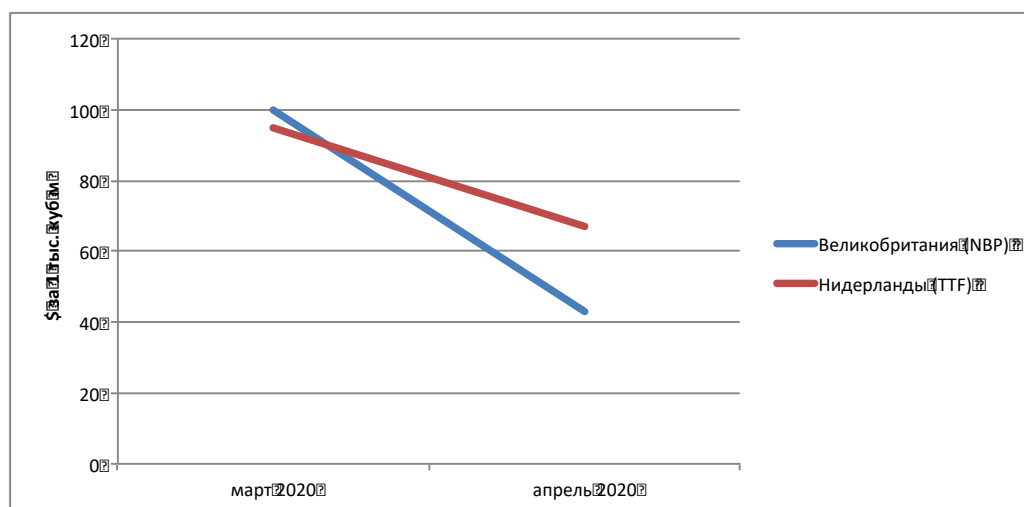


Рис. 2. Динамика цен на природный газ на биржах Великобритании и Нидерландах за март-апрель 2020 г. [5]

Падение произошло из-за пандемии и снижения спроса, заполненных газовых хранилищ, теплой зимы 2019-2020 гг.

Поставщику стало выгоднее продавать газ в приграничных районах России (например, в Смоленской области), чем на хабах в Европе, так как по внутренним ценам, которые устанавливает ФАС России (по курсу ЦБ на 22 апреля 77,04 руб. за доллар) для потребителей Южного федерального округа стоимость составляла 67\$ за 1 тыс. куб. м, в Смоленской области – 60\$ за 1 тыс. куб. м. Если сравнить с европейским рынком, то на NCG в Германии это соответственно 86\$ за 1 тыс. куб. м. В результате стоимость 1 тыс. куб. м газа за вычетом экспортной пошлины 25\$ и транспортных расходов до границы Германии 40\$ с базисом в Смоленской области составила всего 21\$ за 1 тыс. куб. м [5].

При этом в бюджете Газпрома на 2020 г. оптовая цена на газ заложена на уровне 200\$ за 1 тыс. куб. м. Если цены на европейских хабах будут падать и дальше, то Газпрому придется переориентироваться на российский рынок, что, возможно, усилит конкуренцию и на СПБМТСБ.

Подводя итог анализа наиболее актуальных проблем, назовем перечень задач, которые, на наш взгляд, необходимо решить с целью эффективного функционирования биржевой торговли газом:

- выработка критериев ликвидности биржевых торгов;
- формирование объективных ценовых индикаторов;

- совершенствование системы газотранспортных тарифов;
- обеспечение дисциплины торгов – ликвидация «задвигания» договоров;
- совершенствование механизма доступа для независимых поставщиков;
- коммерческая балансировка;
- обеспечение более высокой дисциплины обязательств по транспортировке;
- снижение издержек Газпрома от внедрения коммерческой балансировки;
- продажа излишков газа по ежемесячным аукционам;
- продажа излишков газа по долгосрочным договорам.

С учетом перечисленных задач очевидным остается вопрос доминирования Газпрома на бирже, особенно в части предложения газа и выполнения функции оператора товарных поставок.

Основная проблема заключается в том, что доминирующий игрок может влиять на цены, управляя потоками газа, реализуемого на бирже. Поэтому необходимы усилия по совершенствованию механизма биржевой торговли газом, и, прежде всего, развитию конкуренции.

Механизмы повышения эффективности биржевой торговли природным газом

В настоящее время конкуренция на российском биржевом рынке газа не соответствует текущему развитию рынка. Участникам рынка необходимо оптимизировать контрактные режимы поставок газа, снизить стоимость поставок газа и повысить ценовую доступность, чтобы максимизировать прибыль от сотрудничества на газовом рынке и увеличить объемы биржевых торгов.

Стремясь к прибыльности, заявленные на бирже газовые компании должны учитывать национальный спрос для обеспечения энергетической безопасности, а также общую упорядоченность рынка. Поэтому им необходимо сотрудничать с другими игроками, чтобы максимизировать общие выгоды на рынке газа. Как правило, для обеих групп поставщиков и покупателей газа выигрыш одного игрока – это проигрыш другого в некооперативной игре.

При открытии газовой биржи в 2014 г. ее участники были в относительно равном положении. К 2020 г. монополизация Газпрома фактически приостановила конкуренцию на бирже.

Поэтому для эффективного развития биржевых торгов природным газом нужны такие структурные модели, которые будут удовлетворять основных игроков, включая Газпром.

Наиболее важными структурными составляющими рынка газа являются:

1. открытие сегмента трубопроводного транспорта для транспортировки третьей стороной;
2. разделение/структурное выделение добычи природного газа от трубопроводного транспорта.

Поэтому, с целью создания эффективного механизма функционирования биржевых торгов, вначале предлагается рассмотреть два варианта структурного механизма рынка газа.

Механизм 1: государственная монополия газовой отрасли представляет собой структуру рынка, где производство, транспортировка и распределение, как конечным пользователям, так и через оптовый рынок и биржу осуществляются одной компанией (рис. 3).

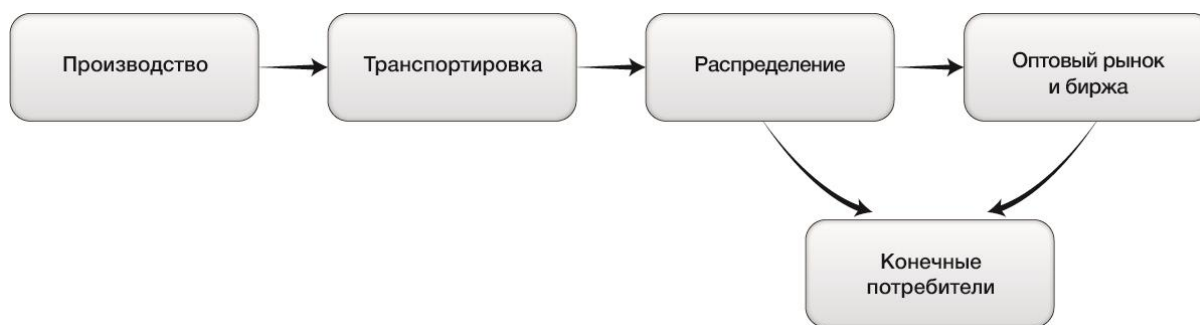


Рис.3 Схема механизма 1

Как правило, такая компания имеет исключительное положение в поставках природного газа конечным потребителям на оптовом и розничном рынках. Примером является Газпром, который занимает все сегменты отрасли.

Интегрированная газовая компания обычно жестко регулируется из-за ее монопольного положения. Регулирующая структура (в нашем случае ФАС России) использует норму прибыли, или ценовые ограничения для поддержания экономической эффективности и ограничения рыночной власти доминирующего поставщика.

Но у вертикально интегрированной компании не хватает гибкости, необходимой в динамичной рыночной среде, и одного лишь регулирования часто недостаточно для того, чтобы заставить монополиста работать эффективно.

Механизм 2: государственная монополия по реализации газа (рис. 4). В таком механизме производство отделяется от остальной части газовой цепочки и создает конкуренцию среди производителей, в результате чего формируются условия для повышения эффективности и снижения себестоимости добычи.

Производители продают газ компании, которая затем перепродает его конечным потребителям. Сделки между производителями и поставщиком ведут к развитию оптового рынка природного газа, где природный газ далее перепродается. Похожий механизм был задействован в Великобритании. Компания British Gas до того, как она была приватизирована в 1986 г., закупала природный газ у более чем 40 производителей. Также такой механизм частично задействован и на российском газовом рынке (нефтяные компании реализуют Газпрому попутный нефтяной газ).



Рис. 4. Схема механизма 2

В регулировании механизма 2 присутствуют необходимые ограничения рыночной власти газовой компании в отношении производителей и конечных потребителей. Цены для конечных потребителей регулируются уполномоченным органом также, как в модели 1, вместе с тем регулируется цена газа, отпускаемого на коммунальные нужды.

Но оптимальный способ определения эффективного механизма ценообразования на газ возможен только на основе конкурентных торгов, которые можно реализовать через биржу. Цена, определенная в результате конкурентных торгов, всегда будет более эффективной по сравнению с ценой установленной регулятором.

Для конкурентных торгов необходим открытый доступ к трубе. ФАС России подготовила проект постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по транспортировке газа по магистральным газопроводам, Правил недискриминационного доступа к услугам подземного хранения газа, Правил подключения (технологического присоединения) к магистральным газопроводам, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации». Эти правила планируется ввести для всех газопроводов, а не только для входящих в систему ГТС Газпрома. Они ориентированы на систему использования свободных мощностей трубопроводов.

Режим открытого доступа способствует повышению эффективности на оптовом рынке газа и приносит пользу для ее участников. Производители выигрывают, поскольку открытый доступ резко увеличивает количество покупателей,

Нижестоящие участники отрасли, такие как распределительные компании, или крупные конечные потребители, получают прямой доступ к производственному сегменту и большим возможностям выбора в поставках газа.

Кроме того, механизмы 1 и 2 не будут поддержаны Правительством РФ, которое на протяжении многих лет постепенно реализует мероприятия по либерализации рынка газа.

Поэтому предлагается следующий эффективный механизм биржевой торговли через открытый доступ к сети и организации оптового рынка с участием биржи.

Механизм 3: Открытый доступ к трубопроводной сети и оптовый рынок с участием газовой биржи

Предлагаемый механизм 3 вводит открытый доступ к трубопроводной сети, открывая сегмент для сторонних компаний на бирже (рис. 5.).

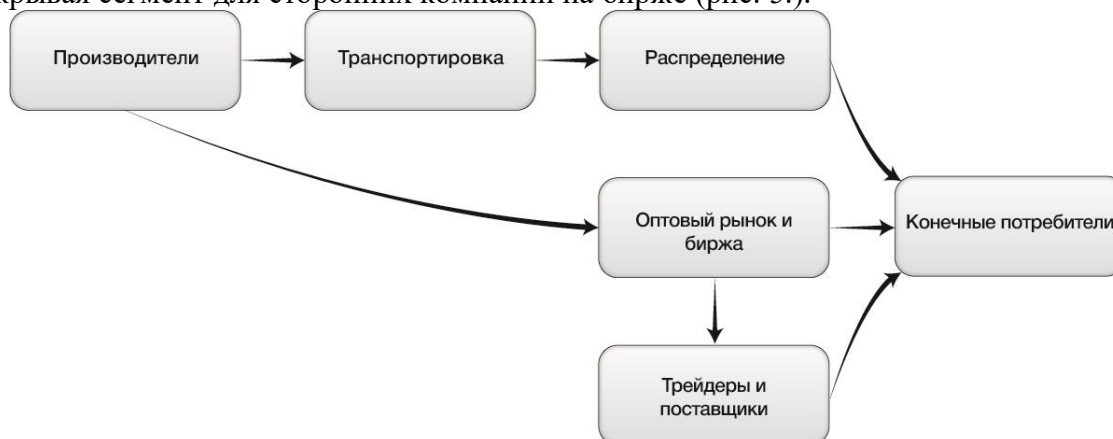


Рис. 5. Эффективный механизм производства и распределения газа через оптовый рынок и биржевые торги

Данный механизм задействует все добывающие компании, организует поставки на оптовый рынок и через распределительные сети трубопроводов, включает в механизм продаж трейдеров и биржу. Отметим, что собственники трубопроводов в предложенном механизме находятся в более сложном положении, чем в условиях действия механизмах 1 и 2, так как вынуждены координировать транспортировку собственного и стороннего природного газа по газопроводу. Снижение издержек за такую координацию может быть достигнуто путем введения рыночных механизмов, которые оптимизируют взаимодействие между участниками рынка и системой трубопроводов через торговые контракты, которые будут отражать спрос на газ.

В предлагаемом нами механизме в газовой отрасли, на наш взгляд, существуют две важные регулирующие задачи:

- защита конечных потребителей от монопольной власти крупных газовых компаний, формирование условий для развития конкуренции на оптовом рынке газа;
- ограничение рыночной власти владельцев газопроводов по отношению к потребителям.

Дело в том, что цены для конечных потребителей регулируются с использованием нормы прибыли или ценового разрыва. Оптовые цены на газ дерегулируются, если на рынке существует достаточная конкуренция. Если конкуренция ограничена, регуляторам следует сосредоточиться на устранении входных барьеров, а не на прямом регулировании цен, поскольку регулирование оптовых цен не способствует развитию конкурентной торговли.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Allsopp C. & Stern J. The Future of Gas: What are the analytical issues relating to pricing? Ch. 1 in Stern J. (ed.) The Pricing of Internationally Traded Gas (2012), Oxford University Press.
2. Heather, P. (2012) Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose? Working Paper NG 63, Oxford Institute for Energy Studies
3. Материалы СП6МТСБ.
4. Нормативные акты СП6МТСБ.
5. Продажа газа в России стала выгоднее экспорта. Как это скажется на доходах «Газпрома».

URL: <https://www.rbc.ru/business/23/04/2020/5ea05fa39a79472367751eda>.

Экономический подход к формированию рациональной программы эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин в условиях вызовов экономики
(Economic approach to the formation of a rational program for efficient operation of low-capacity wells in the conditions of economic challenges)

Крайнова Элеонора Алексеевна
Профессор, доктор экономических наук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В условиях прогрессирующего роста затрат на добычу нефти, связанного с вступлением большинства месторождений в позднюю стадию разработки, формирование рациональной программы эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин является жизненно необходимой, так как может повысить эффективность использования денежных средств в условиях высокой неопределённости экономической среды.

Это требует разработки экономического механизма контроля за эффективностью использования денежных средств, направляемых на реабилитацию скважин, позволяющего дать своевременную оценку рентабельности эксплуатируемых скважин на стадии планирования и сформировать рациональную структуру экономически эффективной эксплуатации малодебитного фонда скважин. Для этого разработана модель комплексной оценки коммерческой эффективности каждой скважины, основанная на методологии маржинального подхода и определении границ технологической эффективности и экономической целесообразности эксплуатации скважин. С целью оптимизации принятия управленческих решений разработан графический метод проигрывания технико-экономических ситуаций на каждой скважине для контроля за коммерческой эффективностью.

ABSTRACT

In the conditions of progressive growth of oil production costs associated with the entry of most fields into the late stage of development, the formation of a rational program for the efficiency of operation of a low-capacity well stock is vital, since it can increase the efficiency of using funds in a highly uncertain economic environment.

This requires the development of an economic mechanism for monitoring the effectiveness of the use of funds directed to the rehabilitation of wells, which allows to give a timely assessment of the profitability of operated wells at the planning stage and to form a rational structure for the cost-effective operation of a low-capacity well Fund. For this purpose, a model has been developed for a comprehensive assessment of the commercial efficiency of each well, based on the methodology of the margin approach and determining the boundaries of technological efficiency and economic feasibility of well operation. In order to optimize management decision-making, a graphical method has been developed for playing technical and economic situations at each well to monitor commercial efficiency.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

Малодебитный фонд скважин, обводнённость, модель комплексной оценки, коммерческая эффективность, оптимизация управленческих решений, технологическая эффективность, экономическая целесообразность, графический метод оценки, маржинальный подход.

KEYWORDS:

Low-capacity well stock, water availability, integrated assessment model, commercial efficiency, optimization of management decisions, technological efficiency, economic feasibility, graphical assessment method, margin approach.

Введение

Проблема оптимизации разработки нефтяных месторождений на поздней стадии вызывает необходимость адаптации высоко обводнённого малодебитного фонда скважин к ухудшающимся условиям разработки, а, следовательно, определения экономической целесообразности эксплуатации такого фонда.

В настоящее время основными факторами стабилизации добычи нефти являются реабилитация нефтяных скважин на разрабатываемых месторождениях или их остановка в связи с низкой рентабельностью. Действенное использование этих факторов во многом определяется дальнейшим развитием методических основ в области оценки рентабельности эксплуатации каждой скважины и оценки экономической эффективности использования денежных средств, направляемых на программу реабилитации нефтяных скважин с учётом особенностей разработки нефтяных месторождений в разных природно-геологических условиях.

Несмотря на то, что проблема оценки экономической эффективности эксплуатации малорентабельного обводнённого фонда скважин детально рассмотрена в отечественной и зарубежной научной литературе [1, 2, 4], ее решение требует комплексной разработки рациональной программы выявления рентабельной производительности скважин на обводнённых месторождениях и целесообразности их дальнейшей эксплуатации.

Экономические проблемы выявления рентабельности эксплуатации малодебитных нефтяных скважин

Анализ современного состояния технико-экономических проблем рентабельности эксплуатации высоко обводнённого малодебитного фонда нефтяных месторождений [1, 2, 3, 4, 5, 9] позволил выявить общие для них тенденции:

- изменение структуры запасов нефти;
- ежегодно возрастание количества скважин, эксплуатация которых нерентабельна из-за низкого дебита и высокой обводненности продукции.

С точки зрения экономики такие скважины необходимо останавливать, чтобы улучшить финансовое положение предприятий. С другой стороны, остановка скважин приведёт к полной деформации систем разработки эксплуатируемых объектов и существенному снижению конечной нефтеотдачи за счёт безвозвратной потери значительного количества нефти.

Негативная тенденция снижения ежегодных приростов добычи нефти несколько сглаживается за счёт мероприятий по восстановлению производительности скважин. Сложность состоит в том, чтобы любой метод повышения нефтеотдачи требует дополнительных затрат, которые не всегда окупаются в сложившихся экономических условиях.

Анализ существующих методических работ по оценке экономической эффективности проводимых мероприятий на нефтяных скважинах с низкой производительностью [1, 2, 3, 9] показывает, что практические и теоретические рекомендации, как правило, не идут дальше выявления промысловой эффективности осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин, то есть

оценки технологической эффективности. В лучшем случае, экономическая эффективность по восстановлению производительности скважин оценивается экономией эксплуатационных затрат, связанных с получением дополнительной нефти [4, 9].

При этом, основным критерием является чистый дисконтированный доход (ЧДД), который при разовых инвестициях служит предпосылкой для локальных экономических расчетов; учитывает распределение и масштаб денежных потоков в течении всего периода действия мероприятия. В случае применения мероприятий по восстановлению производительности скважин логика критерия ЧДД такова, что даже в случае выбора варианта с ЧДД=0, когда благосостояние нефтяной компании не изменится, в то же время объемы производства возрастают, что и подтверждается дальнейшими расчетами. Одновременно, не всегда обоснована целесообразность использования ряда других критериев – индекса доходности и срока окупаемости. Дело в том, что мероприятия по восстановлению производительности скважин осуществляются в основном за счет затрат, предназначенных на капитальный ремонт, а действие технологического эффекта составляет нередко менее года. Поэтому дополнительно рекомендуется критерий - точка безубыточности, который позволяет увязывать прибыль и затраты с изменением объема добычи в результате применения мероприятия. При этом, изучение взаимосвязи постоянных и переменных затрат, чистой прибыли и объемов добычи по каждой скважине расширяет возможности руководства в принятии оптимальных решений по дальнейшей эксплуатации скважин или их остановке и выбытию из действующего фонда.

Принципиальный подход к оценке технологической эффективности и экономической целесообразности эксплуатации малодобитных нефтяных скважин

В условиях падения цен и прогрессирующего роста затрат на добычу нефти, связанного с вступлением большинства месторождений в позднюю стадию разработки, определение рентабельности нефтедобычи каждой скважины может повысить эффективность использования денежных средств в условиях высокой неопределенности экономической среды.

В качестве рекомендаций по совершенствованию экономического механизма контроля за эффективностью используемых финансовых средств предлагается принципиальная схема комплексной экономической оценки, учитывающая особенности эксплуатации малорентабельных обводнённых скважин, алгоритм которой представлен на рисунке 1.

Разработанная модель экономической оценки эффективности эксплуатации таких скважин представляет собой стандартизированный набор расчетов по выявлению коммерческой эффективности каждой скважины, основанной на методологии маржинального подхода и определении возможностей безубыточной эксплуатации скважин.

В соответствии с разработанным алгоритмом определены экономические условия и необходимость производительной работы скважин на разных стадиях разработки месторождений и в отличающихся природно-геологических условиях, что позволяет значительно снизить временные и денежные затраты нефтедобывающих предприятий.

На начальном этапе осуществляется распределение скважин по группам с учетом стадийности эксплуатации и природно-геологических условий на основе систематизации исходных данных по каждой скважине. Сюда относятся: номер скважины, даты проведения мероприятия по восстановлению производительности скважин, дебит нефти и обводненность скважины до и после мероприятия, стоимость применяемых технологий.

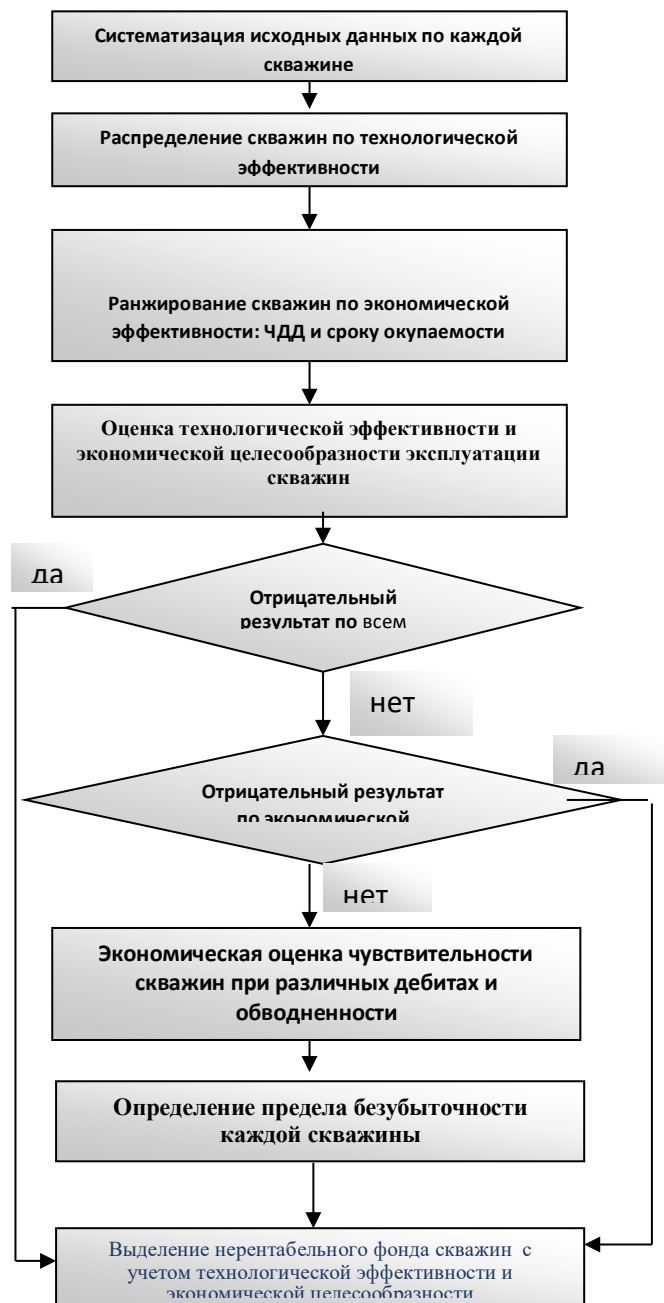


Рисунок 1 - Оценка технологической эффективности и экономической целесообразности эксплуатации малодебитных скважин

Для того, чтобы оценить с экономических позиций условия и границы производительности скважин и обосновать необходимость их дальнейшей эксплуатации в конкретных условиях разработки месторождения предлагаются методические приемы определения пределов технологической и экономической целесообразности работы скважины. На рисунке 2 приводятся расчётные кривые зависимости ЧДД от дебитов и обводненности при возможном осуществлении работ, направленных на улучшение технологических параметров эксплуатации скважин.

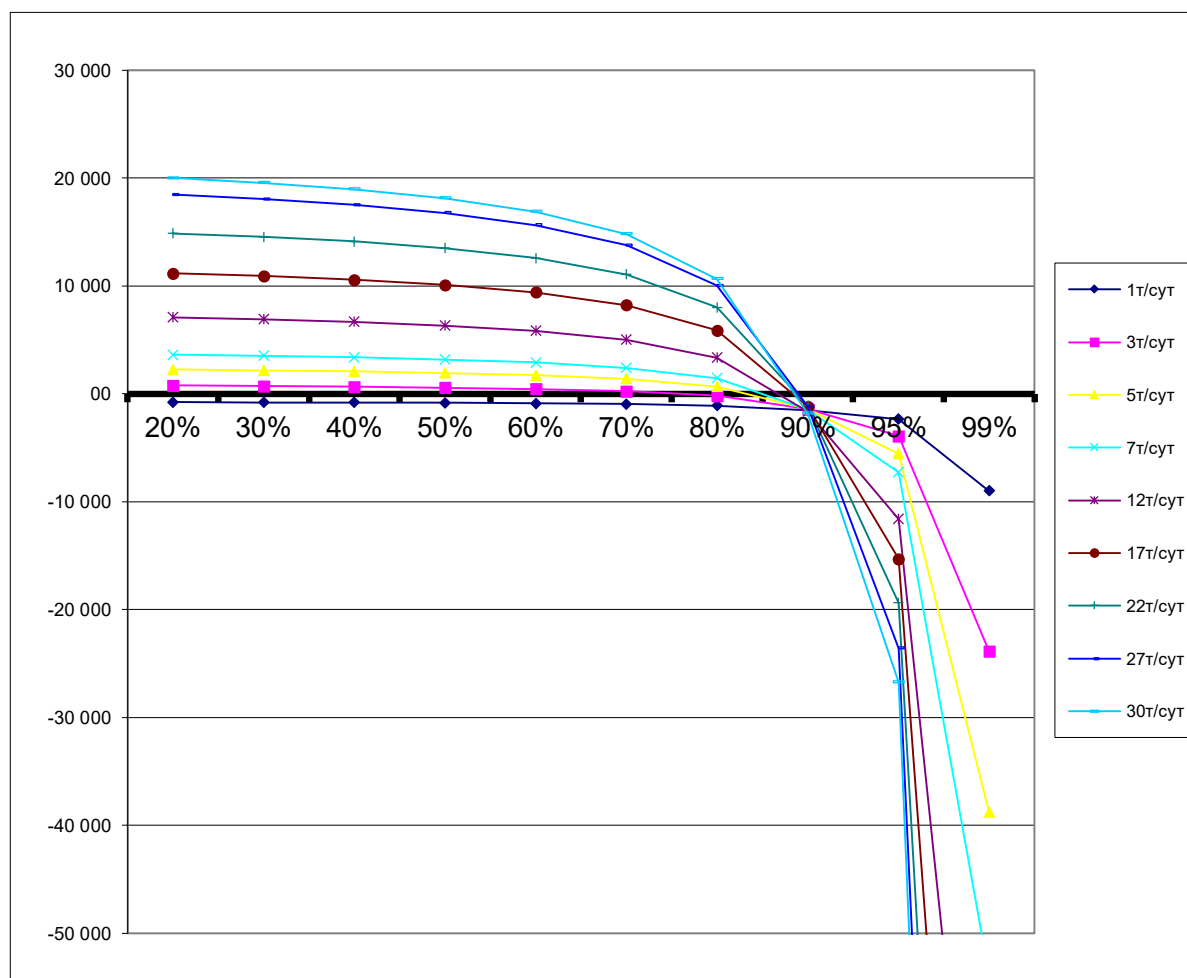


Рисунок 2 - Зависимость предельной экономической целесообразности эксплуатации скважин от технологических особенностей разработки нефтяных месторождений Западной Сибири

Описанный графический метод может, на наш взгляд, оказать практическую помощь при определении рациональных границ экономической целесообразности их эксплуатации с учётом технологических особенностей разработки нефтяных месторождений на поздней стадии разработки месторождений.

Из приведённых зависимостей следует, что восстановлению производительности на малодебитных скважинах не всегда экономически эффективны даже при низкой обводненности продукции. При обводненности более 85% все скважины становятся экономически неэффективными.

Предельная экономическая эффективность реанимации скважин на месторождении Западной Сибири приходится на скважины с дебитом 3т/сут и обводненностью продукции 70%. Нарастание ЧДД по анализируемым скважинам начинается с 7 т/сут и при 80% обводненности.

Проверка технологической эффективности и экономической целесообразности эксплуатации малодебитных скважин по различным экономическим критериям

Смысл проверки по выбранным критериям экономической эффективности - в выявлении условий эффективности и целесообразности эксплуатации скважин.

Если полученные результаты ЧДД не дают желаемого положительного эффекта даже с применением различных технологий для повышения производительности скважины, то встает вопрос о ее консервации. Если ЧДД положительный, то необходимо провести расчет срока окупаемости данной скважины, и сравнить его с межремонтным периодом скважины. Такая оценка позволяет установить, оправдываются ли экономически дополнительные затраты на проведение мероприятий при низкой технологической эффективности. Следствием может стать отрицательный прирост ЧДД по выполняемым работам и высокие затраты на их осуществление, отнесённые на единицу дополнительно добытой нефти.

На этапах комплексной оценки выпадают нерентабельные скважины по выбранным критериям технологической эффективности и экономической целесообразности (рисунок 1).

Для оценки экономической эффективности производительности скважин большое значение имеет такой показатель как продолжительность технологического эффекта и окупаемость затрат на реанимацию скважин.

На рисунке 3 показан разрыв между средним сроком окупаемости затрат и средней технологической продолжительностью эффекта по всем мероприятиям восстановления производительности скважин на месторождениях Западной Сибири.

В результате, средняя эффективная скважина работает на повышенном режиме, дополнительное время после того, как затраты на ее реанимацию окупятся, принося основной экономический эффект, которым затем окупаются затраты на неэффективные виды повышения её производительности.

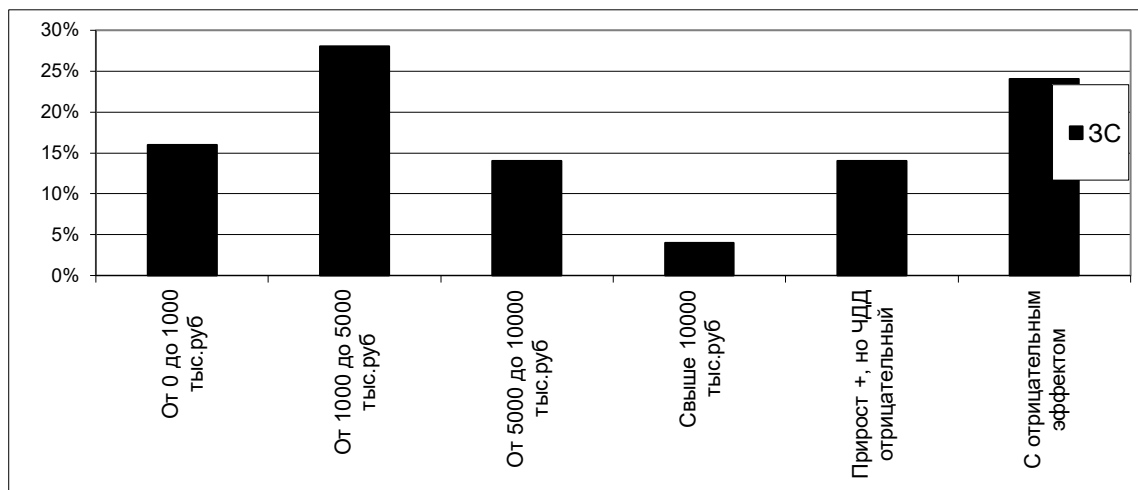


Рисунок 3 - Структура распределения скважин по окупаемости затрат

Распределение скважин по критерию прироста ЧДД (рисунок 4) свидетельствует о значительном наличии скважино-операций с полностью отрицательным и приростным отрицательным эффектом. Так, доля таких скважин составляет на месторождениях в Западной Сибири - 30%.

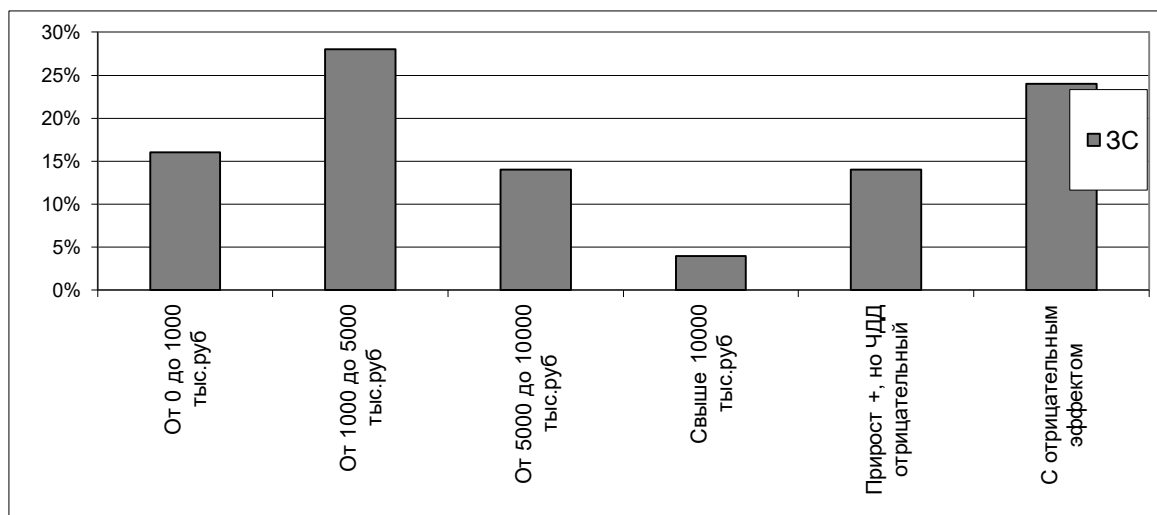


Рисунок 4 - Структура распределения скважин по приросту ЧДД

Распределение скважин по критериям технологической эффективности и экономической целесообразности (рисунок 5) позволяет установить разрыв в их уровнях.

Как видно из рисунка 4, 74% скважин по месторождению Западной Сибири дают положительный технологический эффект, однако из них только 38% скважин по месторождениям анализируемого района дают положительный экономический эффект.

При этом, значительная доля проведенных скважино-операций сопровождается технологическим эффектом, но при этом прирост добычи не окупается даже за счет условно-постоянных затрат и затрат на их эксплуатацию

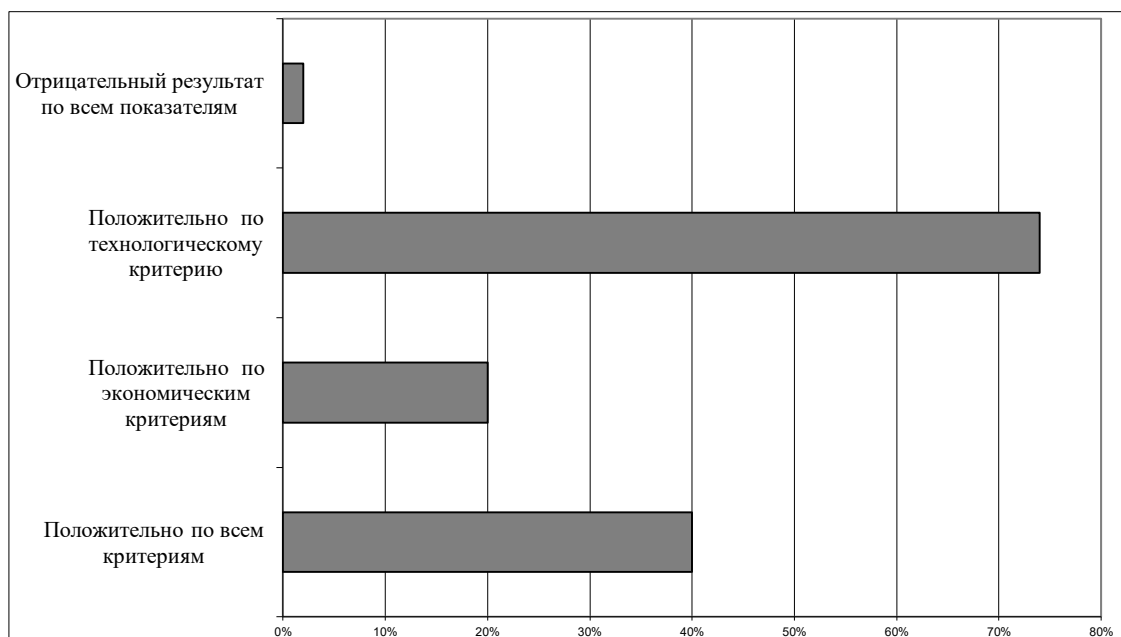


Рисунок 5 - Распределение скважин по технологической эффективности и экономической целесообразности их эксплуатации

Принятие управленческих решений по обеспечению безубыточности и экономической целесообразности эксплуатации малодебитных скважин

Использование теории управления затратами [6] позволяет графически давать количественную оценку по каждой скважине с учетом изменения затрат в зависимости от изменения дебита и обводненности скважин, т.е., управлять переменными затратами

Поэтому для принятия решения о вариантах дальнейшей эксплуатации необходимо иметь аналитические зависимости, позволяющие проводить оценку экономической эффективности.

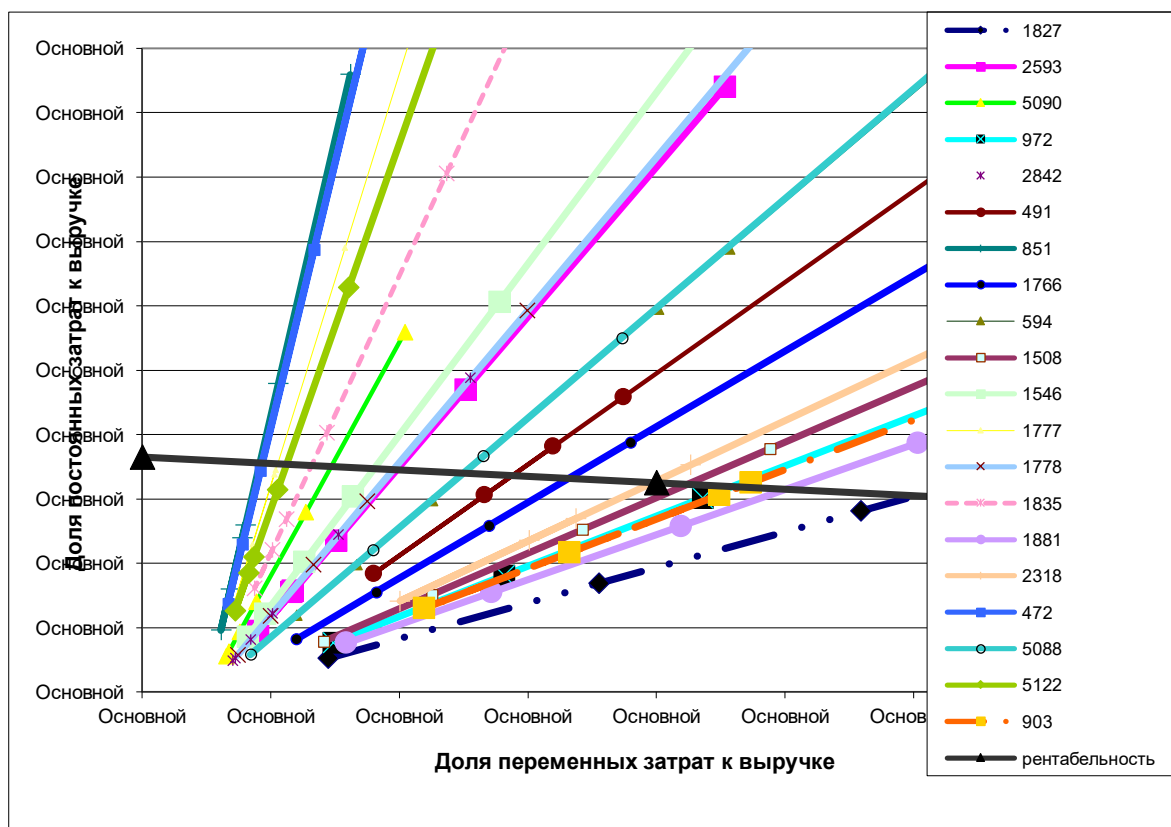


Рисунок 6 - Установление предела рентабельности малодебитных скважин

Графический метод даёт наглядную картину, показывает физическую сущность точки безубыточности и позволяет принимать решения по управлению переменными затратами с целью приемлемого значения критического объема добычи нефти и выхода на уровни, обеспечивающие прибыльность скважины.

Выводы

1. На основе проведенного анализа рекомендовано использовать комплексный подход при разработке методов контроля за технологической эффективностью и оценкой экономической целесообразности эксплуатации обводнённого малорентабельного фонда скважин.

2. С целью универсальности, стандартизации и ускорения процесса принятия управленческих решений предлагается графический метод, связанный с оценкой технологических и экономических результатов эксплуатации обводненного малорентабельного фонда скважин.

3. Методический подход направлен на развитие экономического механизма управления и контроля за денежными средствами, направляемыми на восстановление производительности обводнённого малорентабельного фонда скважин или перевод его в консервацию.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Андреев А.Ф., Яртиев, А.Ф. Экономическая оценка минимально рентабельных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну добывающую скважину // Нефть, газ и бизнес. – 2005. – № 6. – С. 49-52
2. Бозиева И.А. Совершенствование методических подходов к определению ожидаемой стоимости ресурсов нефти // Нефть, газ и бизнес. – 2013. - №2. – с. 31-34.
3. Буренина И. В., Бирюкова В. В., Зац С. А. Повышение экономической эффективности деятельности нефтегазодобывающего предприятия (теория и практика) - СПб: ООО «Недра», 2010- с. 56-110
4. Герт А.А. Экономическое обоснование эффективности управленческих решений на основе стоимостной оценки нефтегазовых месторождений и участков недр/ Герт А.А., Немова О.Г., Супрунчик Н.А. и др. // Минеральные ресурсы России. – 2009. - №1. – с. 48-56.
5. Зайнутдинов Р., Крайнова Э.А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства (монография) М.: ГУП изд – во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2002, 384 с.
6. Жданов С. А. Экономические модели и методы в управлении. М.: Дело и сервис, 1998.
7. Крайнова Э.А. Методический подход оценки безубыточности нефтегазового производства. Сборник научных трудов, посвященный 20-летию со дня основания кафедры финансового менеджмента. «Развивая факторы успеха высшего нефтегазового экономического образования». М.: РГУ нефти и газа (НИУ), 2016, с.125-135.
8. Крайнова Э.А., Голубев Д.В. Критерии обоснования принятия управленческих решений для обеспечения безубыточности нефтегазового производства. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. №1, 2011. с. 25-28.
9. Яртиев, А.Ф. Экономическая оценка проектных решений при разработке месторождений с высокой отработанностью запасов нефти // Горный журнал. – 2009. – № 4. – С. 54-56.

Состояние мировых нефтегазовых рынков в условиях пандемии коронавируса: новые реальности, новые прогнозы, новые стратегии
(World Oil and Gas Markets status in the context of the Coronavirus pandemic: New Reality, Forecast, Strategy)

Ластовская Марина Ростиславовна

доцент, к.э.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В данной работе представлены логически структурированные самые первые данные о последствиях пандемии коронавируса для мировых нефтегазовых рынков и более детально рассмотрена сложившаяся ситуация для России как крупнейшего производителя углеводородов, доходы от экспорта которых составляют значительную долю национального бюджета. Произведен анализ ключевых трендов, наметившихся в мировой экономике и оказывающих непосредственное влияние на состояние рынков нефти и газа. Представлены первые прогнозы поведения рынков по мере выхода из острой ситуации с учетом резко возросшей неопределенности изменения основных факторов, лежащих в основе этих прогнозов, и высокой вероятности их понижающей корректировки.

ABSTRACT

This article presents the first logically structured characteristics of the consequences of the coronavirus pandemic for the world oil and gas markets. In more detail, the situation analysis is carried out for Russia as one of the largest producers of hydrocarbons, the export of which provides a significant part of the national budget revenues. An analysis is also made of the main trends in the development of the world economy which significantly influence the situation on the oil and gas markets. The first forecast of the attitude of the markets emerging from this acute situation is demonstrated, taking into account the growing uncertainty of the main factors making these forecasts a reality and the great probability of their downward correction.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Пандемия коронавируса, сценарный подход, кризис недоинвестирования, волатильность рынка, цена безубыточности производства, энергетический переход, декарбонизация, цифровизация.

KEY WORDS

Coronavirus pandemic, scenario approach, crisis of under-investment, market volatility, break-even price of production, energy transition, decarbonization, and digitalization.

Состояние мировой экономики в условиях происходящих шоков на мировых рынках нефти.

В начале марта 2020 г., когда масштаб последствий коронавируса для мировой экономики был совершенно не ясен, информационное агентство Bloomberg Economics опубликовало один из первых сценарных прогнозов развития мировой экономики на краткосрочную перспективу с учетом последствий Covid-19. В рамках 4 сценариев анализируются потенциальные последствия коронавируса по странам и отраслям и оценивается их масштаб.

Первый сценарий (наиболее оптимистичный для мировой и китайской экономики) предусматривает серьезный удар для Китая и значительные последствия для остального мира. Рост ВВП Китая в 1-ом квартале 2020 г. сократится до 1.2% – рекордно

низкого уровня. Если Китаю удастся быстро взять кризис под контроль во втором квартале 2020 г., тогда последствия для глобальной экономики могут быть локализованы. В этом случае после глубокого шока в начале года последует восстановление экономики во втором квартале.

По второму сценарию произошедший шок приведет к локальным спадам в развитии мировой экономики. Китаю потребуется больше времени для возвращения своей экономики к нормальному уровню. Помимо Китая крупные страны – Южная Корея, Италия, Япония, Франция, Германия – станут центрами распространения коронавируса. В результате темпы роста мировой экономики в 2020 г. снизятся до 2.3% (по сравнению с прогнозами до коронавируса в 3.1%).

Третий сценарий предполагает масштабное распространение инфекции: более серьезный шок в Южной Корее, Италии, Японии, Франции и Германии; распространение Covid-19 на США, Индию, Великобританию, Канаду и Бразилию. Рост мировой экономики в этом случае сократится до 1.2%. Зона евро и Япония погрузятся в рецессию, рост ВВП в США снизится до 0.5%.

И, наконец, самый неблагоприятный – четвертый сценарий предусматривает возможность глобальной пандемии. В этом случае все страны испытывают глубокий шок, аналогичный тому, который испытал Китай в первом квартале 2020 г. Мировая экономика потеряет порядка \$2.7 трлн.

В апреле 2020 г. информационное агентство Fitch обновило оценку масштабов коронавирусной рецессии. Мировой ВВП сократится в 2020 г. на 3,9%, а в 2021 г. – вырастет на 5%. В развитых странах спад будет более выраженным — на 5,9% в 2020 г. (за ним последует рост в 2021-м на 4,1%); развивающиеся экономики ждут спад на 0,5% в 2020 г. и более быстрый рост — на 6,4% в 2021 г. В зоне евро спад составит 7% в 2020 г., в 2021 г. экономика вырастет лишь на 4,3%. В США ожидается падение ВВП на 5,6% в 2020 г. и рост на 4,3% в 2021 г.; в Великобритании — минус 6,3% в 2020 г. и +3,9% в 2021 г., соответственно.

Fitch подчеркивает, что в среднем дополнительный месяц ограничений обходится в 2 процентных пункта роста ВВП. При этом есть существенный риск пересмотра прогноза по мировому ВВП в сторону еще большего замедления на фоне ухудшения финансовых условий для большинства участников рынка.

Наиболее жесткий прогноз в отношении развития мировой экономики в условиях Covid-19 опубликовал Международный валютный фонд в апреле 2020 г. По этим оценкам пандемия коронавируса спровоцировала самый значительный экономический спад со времен Великой Депрессии (Рис. 1). МВФ предусматривает падение темпов роста мировой экономики в 2020 г. на 3%, что говорит о понижении на 6.3% по сравнению с прогнозом за январь 2020 г.: это самая значительная корректировка за столь короткий период.

По прогнозу МВФ, в 2021 г. с учетом постепенного окончания пандемии во второй половине 2020 г. и принятия мер во всех странах по предотвращению масштабных банкротств компаний, потери рабочих мест и системных финансовых проблем, рост мировой экономики составит 5.8%. Восстановление экономики в 2021 г. будет лишь частичным, так как уровень экономической активности останется значительно ниже ранее прогнозируемого уровня. Совокупные потери мирового ВВП в 2020 и 2021 гг. могут достигнуть \$ 9 трлн. (Рис. 2), что больше, чем ВВП Японии и Германии вместе взятых. Впервые со времен Великой Депрессии в глубокую рецессию попадают как развитые, так и развивающиеся экономики.

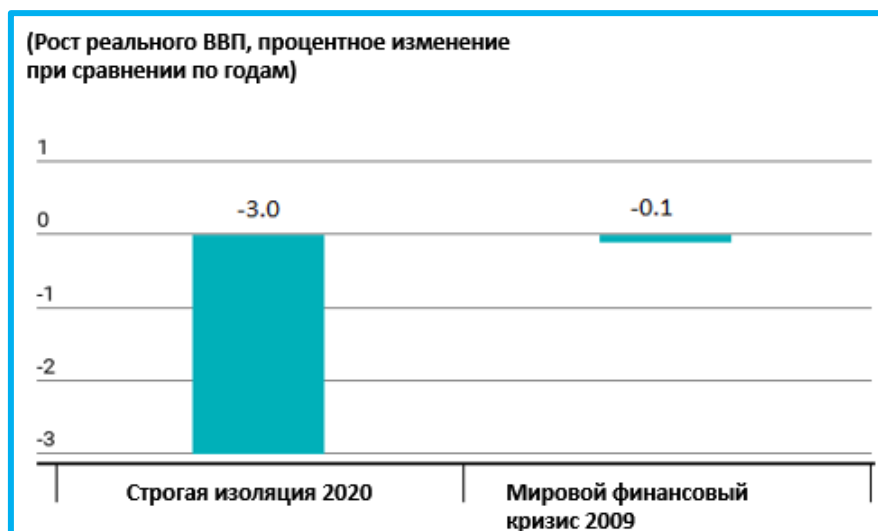


Рис. 1. Рецессия мировой экономики во время мирового финансового кризиса 2009 г. и пандемии коронавируса в 2020 г.: оценки МВФ

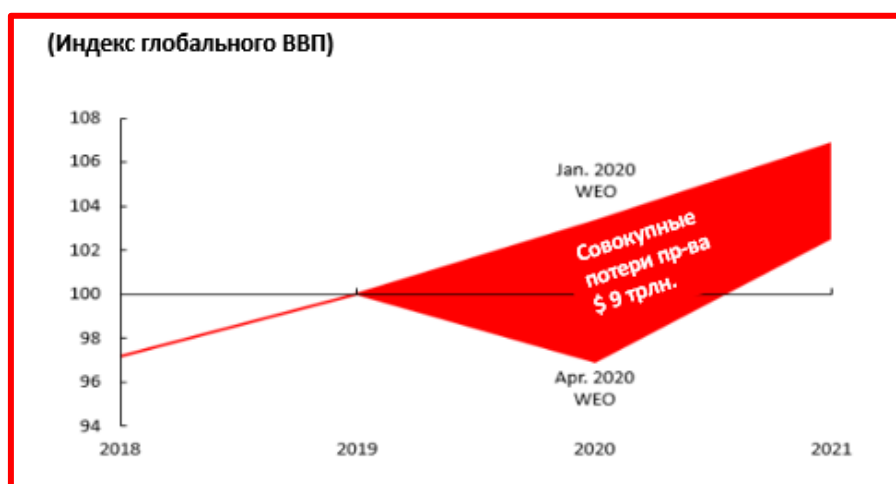


Рис. 2. Совокупные потери производства от пандемии коронавируса: оценки МВФ

Прекращение действия сделки ОПЕК+: главные причины и основные последствия.

Соглашение ОПЕК и ряда не входящих в организацию стран (ОПЕК+) о сокращении добычи нефти действует с начала 2017 г. Оно неоднократно продлевалось, а его условия менялись. Механизм сделки ОПЕК+ зарекомендовал себя как эффективный инструмент в обеспечении долгосрочной стабильности на глобальных энергетических рынках.

6 марта 2020 г. министры нефти ОПЕК и стран, не входящих в картель, впервые с конца 2016 г. не смогли договориться о параметрах сделки по сокращению добычи, в результате чего 31 марта ее действие было остановлено. Россия и Саудовская Аравия заняли противоположные позиции: Москва предлагала продлить сделку на прежних условиях и только на второй квартал 2020 г; Саудовская Аравия — увеличить сокращение на 1,5 млн барр. в сутки до конца года.

Прекращение сделки произошло в условиях исключительной нестабильности мирового рынка нефти и непредсказуемости его состояния в ближайшем будущем, что обусловлено следующими факторами:

- Взрывом предложения на фоне расторжения сделки ОПЕК+: по оценкам в том случае, если не будет сокращения добычи, но, напротив, борьба за долю рынка, в 2020 г. мировая добыча может вырасти более чем на 6 млн барр. в сутки. Вряд ли рынок сможет потребить все эти объемы.

- Шоковым падением спроса из-за вспышки коронавируса и замедляющегося экономического роста. По данным Международного энергетического агентства (МЭА) абсолютное сокращение спроса на нефть составит 90 тыс. барр. по сравнению с 2019 г.

Мартовское расторжение сделки ОПЕК+ и последовавший обвал рынка отразились на всей нефтяной отрасли: при исторически низких ценах на нефть пострадает сланцевая добыча, новые морские проекты, добыча трудноизвлекаемых запасов. Больше всего пострадают крупные страны – экспортеры нефти. Бюджеты большинства этих стран не выдерживают цен даже на уровне \$45 за баррель. Приемлемая цена Brent для российского бюджета составляет \$45–50 за баррель.

В этих условиях перспектива недоинвестирования может снова стать реальной. Рынку не нужны ни высокие, ни низкие цены на нефть. Рынку нужна стабильность и предсказуемость. Потребуется время, чтобы экономика и спрос на нефть восстановились после коронавируса – это главный источник неопределенности 2020 года. Стол высокая неопределенность на рынке имеет и косвенный, но чрезвычайно важный эффект: экологические планы могут быть временно отложены, поскольку именно высокие цены и зависимость от поставщиков углеводородов – один из главных стимулирующих факторов для поиска альтернативных источников энергии и энергосбережения.

Особенно остро столь драматическая ситуация на рынке отразится на сланцевой добыче в США. Добыча нефти в США за время действия соглашения ОПЕК+ в 2016–2019 гг. выросла с 8,4 млн барр., до 12,2 млн барр. в день, а доля на рынке — с 9 до 12% (данные Минэнерго США). Тем не менее, с начала 2020 г. закредитованные американские производители сланца балансируют на грани банкротства, средняя цена безубыточности для большинства сланцевых компаний составляет \$35–45 за барр.

В марте 2020 г. Минэнерго США пересмотрело оценку производства сланцевой нефти в США. Даже при стоимости WTI в \$35 за барр. до конца 2021 г. добыча сланцевой нефти в стране может упасть на 1 млн барр. в день (стрессовый сценарий). При любой цене выше \$40 за барр. в среднесрочной перспективе добыча сланцев будет расти, но меньшими темпами, чем в 2017–2019 гг.

Сланцевые компании США достаточно легко могут уходить с нефтяного рынка, но также легко на него возвращаться, когда цена вырастет — они доказали это в 2014–2015 гг. Сланцевая индустрия отличается от добычи традиционной нефти тем, что ее легко сократить, или остановить, а затем начать заново. Кроме того, цифровизация процессов сократила потребность в трудовых ресурсах в этой индустрии на 40% за 10 лет. В 2014 г. в отрасли работало 200 тыс. человек, в 2017-м — 145 тыс., в 2019-м — 150 тыс. Падение добычи в два раза сведет на нет имеющийся дефицит кадров.

Экономика России в условиях масштабных шоков на мировом рынке нефти.

Накопленные в России за последние годы резервы дали значительно больше возможностей для геополитического маневра. Сегодня российский бюджет защищен от низких цен на нефть. По бюджетному правилу на обеспечение текущих расходов федерального бюджета направляются базовые нефтегазовые доходы (от продажи нефти ценой до \$42,4 барр.), которые в 2019 г. обеспечили около 25% суммарных доходов бюджета. При сохранении цены на нефть выше цены отсечения в начале 2020 г. ликвидная часть ФНБ превысила 7% ВВП.

В сентябре 2019 г. Центральный банк России представил рисковый сценарий развития российской экономики при снижении цен на нефть в 2020 г. до \$25 за барр., а в наиболее острой фазе кризиса - до \$20. В данном сценарии России не удастся избежать рецессии и падения ВВП на 1,5–2%. Этот сценарий, в частности, предусматривает:

- Снижение темпов роста мировой экономики, носящее характер выраженной циклической рецессии, и на этом фоне - резкое усиление волатильности на мировых финансовых рынках, а также резкое и глубокое падение мировых цен на нефть.

- Закрепление в 2021–2022 гг. мировых цен на нефть на низком уровне (около \$30–35 за барр.), предполагающее ухудшение координации добычи нефти в рамках ОПЕК+ при значительном росте добычи вне ОПЕК.

При ценах на нефть в \$25–30 за барр. будет наблюдаться падение темпов роста российской экономики, существенный рост премии за страновой риск, увеличение оттока капитала на фоне снижения внешнего спроса на российское сырье и, соответственно, резкого сокращения экспорта. При этом рисковом сценарии в российской экономике наступает рецессия: падение ВВП на 1,5–2% в 2020 г.; рост инфляции до 6,5–8% из-за значительного ослабления рубля.

При таком негативном сценарии роль Фонда национального благосостояния становится ключевой. До наступления пандемии коронавируса Правительство РФ предусматривало направить средства ФНБ на реализацию новых инвестиционных проектов. В реальных условиях падения мировых цен на нефть ниже цены отсечения в \$40 за барр., сложившихся на начало марта 2020 г., ожидается увеличение расходов федерального бюджета, финансируемых за счет средств ФНБ. При этом, согласно бюджетному правилу, использовать средства из ФНБ для целевой поддержки экономики нельзя, их можно направить лишь для компенсации выпадающих нефтегазовых доходов. По данным на 1 апреля 2020 г., объем ликвидных средств в ФНБ составил 11,1 трлн руб., или 9,8% ВВП.

В апреле 2020 г. Центром макроэкономического анализа и краткосрочного прогнозирования (ЦМАКП) был представлен прогноз развития экономики России с учетом последствий Covid-19. «Конструктивный» вариант прогноза предполагает активные интервенции государства по минимизации влияния кризиса, масштабную программу антикризисных мер на фоне продолжительного спада мировой экономики в условиях значительных потерь объемов экспорта российских энергоносителей, машин и оборудования, услуг туризма и транспорта. Падение реального ВВП в этом сценарии составит 2,3–2,5% в 2020 г. и 0,5–0,8% в 2021 г. После окончания кризиса в 2022 г. экономика вернется к росту, но очень медленному: 0,6–1% в год.

По «жесткому» сценарию ВВП в 2020 г. может упасть на 3–3,3%, в 2021 г. — на 0,8–1%. Для России этот кризис может оказаться более серьезным, чем для мира в целом на фоне исчерпавшей себя экономической модели, жестко завязанной на нефтяной фактор и уже не способной обеспечить интенсивный рост.

Первым официальным прогнозом развития экономики в 2020 г. по результатам пандемии коронавируса стал прогноз Центрального банка России от 23 апреля. ЦБ прогнозирует снижение ВВП на 4–6% в 2020 г. с восстановительным ростом российской экономики на 2,8–4,8% в 2021 г. и 1,5–3,5% в 2022 г. В базовый прогноз Банка России заложена средняя цена нефти марки Urals в \$27 за барр. в 2020 г. и ее последующее повышение до \$35 и \$45 за барр. в 2021 и 2022 гг.

Волатильность мирового рынка нефти и позиции России на рынке.

В марте 2020 г. на рынке сложилась редкая комбинация факторов — шок со стороны предложения (рост нефтедобычи), обратный шок со стороны спроса (снижение потребления из-за коронавируса) и отсутствие на рынке «стабилизирующего

производителя» (swing producer). Последний раз такое сочетание факторов отмечалось в начале 1930-х годов на фоне Великой депрессии.

6 марта 2020 г. цена нефти Brent упала на 9% до \$45,5 за баррель, что явилось минимумом с июня 2017 г. 9 марта цена североморской нефти Brent обрушилась более чем на 27%, опустившись ниже \$32 за баррель, цена на WTI упала ниже \$30 за баррель. 20 апреля 2020 г. впервые в истории рынка фьючерсный контракт Nymex WTI опустился ниже нуля, упав в течение одного дня почти на \$60 до окончательной отметки в минус \$37,63 за барр.

Основными причинами краха нефтяных цен стали: недостаток мощностей для хранения нефти в США из-за огромного переизбытка предложения; опасения, что спад в экономике США может быть сильнее, чем ожидалось, а значит, снижение спроса на нефть может оказаться гораздо более значительным; достигшие рекордных уровней объемы нефти в танкерах и опасения того, что все хранилища могут быть полностью заполнены уже в мае. В таких условиях высокая волатильность на рынке нефти сохранится.

Прецедент с отрицательными ценами на нефть в США явился мощным сигналом странам ОПЕК+. Подписанное 11 апреля соглашение о сокращении добычи на 9,7 млн баррелей в сутки не в состоянии сбалансировать глубокое падение спроса.

На этом фоне появился целый ряд неблагоприятных прогнозов по цене на нефть в ближайшей перспективе. В частности, по данным инвестиционного банка Goldman Sachs цена на нефть марки Brent может обвалиться весной 2020 г. до \$20 за баррель, а в годовом выражении не превысит \$30. По данным Агентства по энергетической информации США (EIA), средняя цена барреля нефти марки Brent в 2020 г. составит всего \$43 (предыдущий прогноз — \$61,25), в т.ч. во втором квартале — \$37, во втором полугодии — \$42. На 2021 г. ценовой прогноз ухудшен до \$55,4 с \$67,5 за барр. По прогнозам Минэнерго России, следует ожидать возвращение цены в диапазон \$40–45 за барр. во второй половине 2020 г.; \$45–50 — в 2021 г.

В 2016 г. добыча нефти в России составила 11,08 млн барр. в день; в 2019 г. добыча выросла до 11,44 млн барр. в день (11,4% мирового потребления). В перспективе при цене \$40 за барр. у России будут ограниченные возможности для наращивания добычи, а через несколько лет встанет вопрос о поддержке производства. В стране мало новых месторождений, разработка которых была бы рентабельна при таких низких ценах на нефть, которые возникли на рынке в результате пандемии.

По данным Saudi Aramco, в Саудовской Аравии цена breakeven для сухопутных и офшорных месторождений самая низкая в мире - \$16–18 за барр. Порог рентабельности на действующих месторождениях страны составляет менее \$10. В России себестоимость добычи превышает \$40 за барр., что вдвое дороже, чем в Саудовской Аравии и дороже, чем добыча в Мексиканском заливе США. Безубыточная цена добычи нефти для новых нефтяных проектов на суше России в среднем составляет около \$42 за барр. сорта Brent, для проектов морской добычи — около \$44.

Оценка экспертами произошедшего в марте 2020 г. коллапса нефтяного рынка приводит к выводу о том, что на обрушение мирового рынка нефти более всего подействовал категоричный характер заявлений сторон, участвующих в сделке ОПЕК+. Проявилась недооценка специфики рынка нефти как «рынка ожиданий», бурно реагирующего на информационные вбросы, касающиеся взаимодействия стран-производителей и экспортеров нефти.

Стороны, тем не менее, пришли к выводу, что необходимо возобновить переговорный процесс с ОПЕК и независимыми производителями углеводородов в целях дальнейшей балансировки рыночных цен на нефть. При этом, безусловно, необходимо последовательно отстаивать российские интересы в переговорном процессе

с целью удержания позиций на нефтяных рынках. В целом для России выгодно формирование устойчивой и прогнозируемой системы воздействия на уровень цен на нефть.

Новая сделка ОПЕК+ и ее последствия для России.

11 апреля 2020 г. страны - участницы ОПЕК+ и G20 договорились о стабилизации нефтяного рынка, который оказался на грани коллапса из-за пандемии коронавируса и падения спроса на нефть. Страны ОПЕК+ договорились о двухлетней сделке — с 1 мая 2020-го до 30 апреля 2022 г. В течение двух лет объем сокращения добычи будет постепенно снижаться: в мае—июне 2020 г. снижение добычи составит 10 млн барр., во втором полугодии - 8 млн барр., а с января 2021 г. до 30 апреля 2022 г. — 6 млн барр.

Саудовская Аравия и Россия договорились снизить добычу нефти на 2,5 млн барр. в день - до 8,5 млн барр., база для обеих стран установлена в 11 млн барр. Без принятия формальных обязательств по сокращению добыча упадет и в других странах: США снизят добычу в 2020 г. на 2–3 млн барр., Бразилия и Канада – по 1 млн барр. Снизить добычу согласился и крупнейший производитель нефти в Европе - Норвегия, объемы сокращения не уточнены.

По результатам сделки российская нефтяная отрасль вынуждена будет снизить добычу в 2020 г. на 8,4%, в абсолютном выражении - порядка 46,6 млн т: более значительное падение добычи наблюдалось в истории современной России только по итогам 1992 г. (63 млн т).

Особенность новой сделки ОПЕК+ заключается в том, что цена нефти в результате не вырастет, пока не начнут сворачиваться карантинные меры, а в лучшем случае стабилизируется. Для бюджета это означает падение доходов от нефтяной отрасли в несколько раз. При падении цены на нефть марки Urals до \$15 за барр. российский федеральный бюджет теряет около трети всех доходов (порядка 5 трлн руб. в год).

Соглашение означает значительный (до 30%) пересмотр инвестиционных программ и сдвиг сроков реализации новых проектов. Скорее всего, сначала компании будут сокращать добычу на высокодебитных скважинах, так как это быстрее и технически проще, а затем закрывать высокообводненные и наименее рентабельные скважины. Закрытие скважин — это большой технологический риск, в первую очередь, связанный с неопределенностью физики и геологии месторождений.

Будут заморожены крупные инвестиции в геологоразведку. Будут, скорее всего, пересмотрены крупные инфраструктурные проекты, предусматривающие строительство трубопроводов и инфраструктуры для новых месторождений. Модернизация НПЗ и крупные проекты в области логистики нефтепродуктов также с высокой вероятностью будут заморожены.

Тем не менее, сделка ОПЕК+ имеет большое значение для рынка. Если бы сделка со странами ОПЕК не была заключена, через 40–45 дней все нефтехранилища мира оказались бы полностью залиты. России все равно пришлось бы остановить скважины через 30 или 40 дней и продавать нефть по \$15–20 за барр. Заключение же сделки должно сохранить диапазон цен на нефть в районе \$30–40 за барр, что ее оправдывает.

Соглашение с ОПЕК смогло остановить развязывание нефтяной войны с Саудовской Аравией. До заключения сделки Саудовская Аравия начала агрессивно демпинговать, предлагая свою нефть в Европе по \$10 за барр. Фактически они начали бы вытеснять российскую нефть у европейских производителей, забивая хранилища.

Управляемое согласованное снижение общей мировой добычи в условиях очень сильного падения спроса на нефть необходимо. Сегодня стратегия борьбы за долю рынка не имеет смысла. Она возможна в условиях, когда ситуация стабильна.

США не могут официально войти в соглашение, но с учетом текущего уровня цен добыча уменьшится естественным образом, по оценкам, более чем на 13%. Можно говорить о серьезном заочном участии США в соглашении.

Мировой спрос на нефть с учетом пандемии коронавируса: первые прогнозы.

Одним из первых был опубликован прогноз МЭА (1 апреля 2020 г.), отражающий основные аспекты невиданной до сих пор турбулентности на мировом рынке нефти, связанные с пандемией.

По оценкам МЭА, существует пять основных составляющих кризиса, в который погрузился мировой нефтегазовый рынок:

1. Остановка части мировой добычи нефти. При установившихся ценах на нефть порядка \$ 25 за барр. добыча около 5 млн. барр. нефти в день не покрывает затраты: таким образом, операции по добыче этой нефти убыточны. При этом сохраняется главная угроза для производителей нефти: в условиях падения спроса разрывается вся цепочка, включающая нефтепереработку, фрахт, хранение, что резко усложняет новые поставки.

2. Резкое сокращение инвестиций коснется всей цепочки поставок. В сравнении с инвестициями, ранее предусмотренными на 2020 г., на первом этапе сокращение составит 20%-35%. Проекты, считавшиеся вчера низкозатратными (жизнеспособными при цене на нефть \$35-45 за баррель), сегодня рассматриваются как высокозатратные. В результате сокращение инвестиций непосредственно приведет к падению производства.

3. Все более сильное негативное давление на нефтепереработку. Отмечаемое падение спроса резко сократило прибыли НПЗ и объемы переработки. Крупные нефтяные компании и независимые НПЗ приступили к пересмотру своих инвестиционных портфелей, что может привести к остановке работы ряда НПЗ. Это ускорит реорганизацию мировой нефтепереработки и ее концентрацию в районах более дешевой добычи (Ближний Восток), или более высокого спроса (развивающиеся страны Азии).

4. Усугубление ситуации в странах, жестко зависящих от доходов от торговли углеводородами. По оценкам, в 2020 г. ожидается сокращение доходов у ряда стран производителей на 50%-85% в сравнении с 2019 г. У ряда производителей Персидского залива, обладающих определенной подушкой безопасности при ухудшении ситуации на рынке, бюджетный дефицит достигнет в 2020 г. 10%-12% ВВП, что потребует дополнительных \$150-170 млрд.

5. Распространение коллапса цен на нефть на другие сектора энергетики. Одним из очевидных связанных результатов является падение цены на природный газ, т.к. в долгосрочных контрактах на поставку газа сохраняется привязка цены на газ к цене на нефть. При цене на нефть в \$25 за баррель ряд газовых компаний не смогут покрывать свои операционные затраты. Наиболее уязвимыми окажутся поставщики с самыми высокими краткосрочными затратами на добычу, а также те, кто ориентирован на продажу на спотовом рынке.

В целом краткосрочные перспективы развития мирового рынка нефти в условиях пандемии коронавируса по оценкам МЭА выглядят следующим образом:

- Мировой спрос на нефть упадет в 2020 г. на рекордные 9.3 мб/д при сравнении по годам. Никогда еще нефтяная индустрия не подходила так близко к исчерпанию логистических мощностей. Плавучие мощности все более дорожают из-за жесткой конкуренции трейдеров за морские суда.

- Сегодня нет соглашения, которое предусматривает сокращение добычи в достаточном объеме для компенсации потери спроса в краткосрочной перспективе. Меры, обозначенные в рамках новой сделки ОПЕК+ и странами G20, не позволят быстро

восстановить баланс на рынке. Но за счет сглаживания пиков избыточных поставок и выравнивания кривой роста запасов эти меры помогают выдержать кризис.

- Низкие цены на нефть угрожают стабильности отрасли, играющей центральную роль в функционировании глобальной экономики. Нефтяные компании сокращают инвестиции для возмещения падающей добычи и удовлетворения растущего спроса в будущем. Капитальные затраты компаний на геологоразведку и добычу в 2020 г. по оценкам сократятся на 32% к 2019 г. до \$335 млрд. – самого низкого уровня за 13 лет.

Пандемия коронавируса и энергетический переход.

Существуют различные экспертные мнения относительно темпов и трендов в реализации климатической политики после пандемии.

Часть экспертов считает, что пандемия коронавируса может остановить прогресс в развитии возобновляемой энергетики.

Технологии возобновляемой энергетики, в частности, солнечной и ветровой энергетики, за два последних десятилетия показали впечатляющий рост, создав новую отрасль и способствуя снижению выбросов парниковых газов. Но кризис, созданный коронавирусом (COVID-19), может резко затормозить эту тенденцию.

Сегодня возобновляемая энергетика сталкивается с тремя основными вызовами в результате пандемии: разрыв цепочки поставок, что может привести к отсрочкам в реализации проектов; риск невозможности воспользоваться инициативами правительств, предусмотренными на текущий год; сокращение инвестиций из-за резкого роста нагрузки на национальные и частные бюджеты, а также неопределенности спроса на электроэнергию.

С учетом сложившейся ситуации и в целях содействия развитию возобновляемой энергетики правительства ряда стран, наиболее активно осуществляющих климатическую политику и связанный с ней энергетический переход, разрабатывают план действий для поддержки ВИЭ. В частности, с учетом разрывов цепочек поставок государства намерены перенести сроки реализации проектов за пределы 2020 г. Это позволит разработчикам проектов в области ВИЭ избежать финансовых санкций в тяжелых условиях для их бизнеса и сохранить возможности для реализации ранее задуманных проектов.

Кроме того, правительства намерены включить в разрабатываемые пакеты мер специальные меры по стимулированию проектов ВИЭ. В частности, это касается снижения рисков для малых предприятий при капиталоемком производстве солнечных панелей и проектов в ветровой энергетике. Для поддержания отрасли потребуются дополнительные экономические инициативы: налоговые субсидии, инвестиционные субсидии и специальные программы кредитования.

И, наконец, краткосрочные меры в области ВИЭ должны совпадать с новым видением в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Возобновляемая энергетика и энергоэффективность должны сыграть лидирующую роль в переходе к чистой энергетике. В этом контексте стимулирующие пакеты мер должны также предусмотреть финансирование технологий возобновляемой энергетики, которые еще не в полной мере коммерциализированы, но обладают потенциалом для значительного снижения затрат (ветряки на шельфе, морские технологии, использование водорода).

Мнение других экспертов заключается в том, что пандемия не только не остановит энергетический переход, но, напротив, ускорит его. Такого мнения, в частности, придерживаются эксперты Центра энергетики Московской школы управления Сколково. По оценкам Центра энергетики Сколково, существует три основных технологических драйвера энергетического перехода: декарбонизация, децентрализация и цифровизация.

Пандемия создает возможности для того, чтобы к моменту восстановления мировой экономики разработать новую модель для ускоренного перехода к низкоуглеродному будущему (декарбонизация). Кроме того, пандемия, скорее всего, спровоцирует рост инвестиций в распределенную энергетику (децентрализация). Цифровизация – третий драйвер – лежит в основе инновационных программ энергетических компаний, которая должна помочь удержаться на плаву при остро возросшей конкуренции при падении спроса на рынке.

Заключение

Очевидным последствием пандемии коронавируса является тяжелая рецессия мировой экономики с обвальным падением ВВП (по различным прогнозам – на 3-6%) и с ожиданием постепенного выхода из рецессии к 2022-2023 гг. В этих условиях уровень турбулентности на мировых рынках нефти оказался беспрецедентным на фоне взрывного предложения на базе технологического прогресса и шокового падения спроса на фоне борьбы с пандемией. С большим трудом достигнутое и запоздавшее во времени новое соглашение в рамках сделки ОПЕК+, заключенное в апреле 2020 г., уже не смогло стабилизировать рынок, и лишь в определенной мере успокоило ситуацию в ожидании выхода из всеобщего карантина и восстановления спроса. Таким образом, крупнейшие игроки рынка оказались перед необходимостью менять свои инвестиционные планы, сокращать затраты, отказываться от реализации ряда проектов, что в перспективе грозит возникновением дефицита на мировом рынке нефти. Перечисленные характеристики рынка, вызванные Covid-19, оказали большое влияние и на ситуацию в России, бюджет которой жестко зависит от нефтегазовых доходов. В результате страна вынуждена пересматривать свои планы по использованию средств Фонда национального благосостояния и обеспечивать за счет ФНБ выпадающие доходы бюджета. На данный момент остается не ясным, в какой степени пандемия и ее последствия окажут влияние на энергетический переход: продлят ли они век нефти с учетом низких цен на нее, либо ускорят энергопереход на фоне изменения предпочтений инвесторов в сторону более стабильных рынков ВИЭ и роста рисков на все более волатильных нефтяных рынках. С учетом крайней неопределенности на рынке нефти под действием перечисленных факторов дальнейший анализ и прогноз рынка представляются исключительно важными, т.к. они позволят мировой и российской экономике быстрее адаптироваться к новым условиям и играть в определенных случаях на опережение.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Tom Orlik, Jamie Rush, Maeva Cousin and Jinshan Hong. Coronavirus Could Cost the Global Economy \$2.7 Trillion. Bloomberg Economics, март 2020 г.
2. Агентство Fitch. Special report. Global Economic Outlook: Crisis Update Late April 2020 - Coronavirus Recession Unparalleled, апрель 2020 г.
3. International Monetary Fund. World Economic Outlook, April 2020: The Great Lockdown. апрель, 2020 г.
4. International Energy Agency. Global Energy Review 2020. The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions. апрель 2020 г., 56 стр.
5. Митрова Т., Грушевенко Е. Коронакризис: влияние COVID-19 на ТЭК в мире и в России. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. 65 стр.
6. Центр макроэкономического анализа и краткосрочного прогнозирования. О контурах конструктивного варианта прогноза. Апрель 2020 г., 6 стр.

Совершенствование системы разработки Сыморяхского месторождения за счет
применения скважин сложной архитектуры
(Enhancement of Symoryahskoe field development system by drilling complex design wells)

Литовар Родион Евгеньевич

Главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Научный руководитель: Юдчиц В.В.

АННОТАЦИЯ

Разработка месторождений Урайского региона Обществом ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ведется с 60-х годов прошлого столетия. Суточная добыча нефти превышает 10 000 т/сут. Пик добычи нефти пришелся на 1989 год (более 21 300 т/сут). На текущий момент большинство месторождений находятся на третьей стадии разработки. Дальнейшие направления совершенствования системы разработки месторождений направлены на достижение коэффициента нефтеизвлечения не ниже числящегося на Государственном балансе, при условии достаточной экономической рентабельности. Активно ведется работа по поиску новых технологий бурения скважин, для вовлечения в разработку недренируемых запасов. Одной из таких технологий является бурение многозабойных скважин с многозонным гидроразрывом пласта.

ABSTRACT

«LUKOIL-West Siberia» LLC develops oil fields in Urai region starting from 60th. Daily production is exceeding 10,000 tons/day. The highest production was achieved in 1989 – more than 21 300 tons/day. Currently most of the fields are at the stage of declining production. Further actions are targeting to achieve the oil recovery objective as per State requirements, at the same time ensuring economic efficiency. New drilling technologies are being implemented in order to reach currently unproduced reserves. One of these technologies is drilling of multi-lateral wells with multi-stage hydraulic fracturing.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Скважины сложной архитектуры; система разработки; многозабойные скважины (МЗС) с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП).

KEYWORDS

Complex design wells; oil field development system; multi-lateral wells with multi-stage hydraulic fracturing.

Сыморяхское месторождение введено в разработку в 1996 году. Месторождение относится к сложнопостроенным, с наличием тектонических нарушений, характеризуется невыдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу, литологическим замещением коллекторов. Месторождение имеет северо-западное простирание и состоит из двух залежей: Центральной и Южной, имеющих запасы нефти пластов T_1 , T_2 и T_3 .

Нефтяные залежи пластов Тюменской свиты T_1 , T_2 и T_3 изначально, согласно утвержденным решениям «Технологической схемы разработки Сыморяхского месторождения» (2009), были объединены в единый эксплуатационный объект разработки. Залежи пластов T_1 , T_2 , T_3 в плане перекрываются между собой. Толщина глинистой перемычки, разделяющей продуктивные части пласта T_1 и нижележащего T_2 , изменяется от 0,8 до 22,4 м, в среднем составляя 9,5 м; между продуктивной частью пласта T_2 и нижележащим T_3 – от 1,6 до 39,3 м, в среднем – 10,4 м.

По состоянию на 01.01.2019 на Сыморяхском месторождении числится 365 скважин, из них 213 находится в добывающем фонде, 91 – в нагнетательном, 35 – в консервации, 14 – в пьезометрическом фонде, 2 – в ликвидации, 10 – водозаборных. В фонде не учитываются 45 скважин, ликвидированных после бурения. Проектный фонд реализован на 65,2 %.

Из продуктивных пластов месторождения по состоянию на 01.01.2019 отобрано 7185 тыс. т нефти, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,083 при числящемся на Госбалансе 0,249. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов (по категории А+В₁) составляет 33,4 % и 43 % от вовлеченных запасов при текущей обводненности продукции 85,8 %. Остаточные запасы нефти оцениваются в объеме 14321 тыс. т.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Сыморяхского месторождения

Параметр	Объект Т ₁₋₃
Глубина залегания, м	-2222,7
Тип коллектора	Терригенный, поровый
Общая толщина пласта, м	53,1
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,0
Коэффициент расчлененности, д. ед.	7,3
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	26,3
Пористость, д. ед.	0,182
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,584
Начальное пластовое давление, МПа	20,2

К настоящему времени разбурены центральные зоны залежей. Максимальный объем буровых работ приходится на 2011–2013 гг. В этот же период отмечается максимальная добыча нефти. В настоящее время, по мере выработки запасов, добыча нефти на месторождении снижается. Поддержание уровней добычи напрямую связано с вводом в разработку краевых участков скважинами проектного фонда, оставшимися для бурения, и уплотнением сетки скважин в разбуренной части за счет бурения вторых стволов.

В соответствии с утвержденным проектным документом, разработка месторождения ведется наклонно-направленными скважинами (ННС) по площадной девятиточечной системе 500х500 с переходом на очагово-избирательную.

В период 2014-2015 гг. по Сыморяхскому месторождению отмечается снижение добычи нефти, что связано со снижением объемов эксплуатационного бурения вследствие низкого эффекта от ввода новых скважин (входной дебит нефти от новых скважин составил 6-7 т/сут со снижением до 0,5 т/сут к концу года). Скважины реализованы в наклонно-направленном исполнении (рисунок 1)

Учитывая тот факт, что месторождение разбурено не полностью, для реализации потенциала новыми скважинами были рассмотрены существующие технологии, получившие широкое применение на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Однако, в данных горно-геологических условиях (высокая расчлененность, низкая проницаемость и большой этаж нефтеносности) многозабойные скважины (МЗС) неэффективны в связи с низкой проницаемостью, а горизонтальные скважины (ГС) с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП) не позволяют охватить весь этаж нефтеносности, в связи с чем было предложено усовершенствование данных технологий путем объединения **МЗС и МГРП**. Технология предполагает бурение классической

многозабойной скважины с тремя ответвлениями, обсаживание ответвлений по уровню сложности ТАМЛ2 (без механического стыка), в основной ствол спускаются компоновки МГРП с расстановкой двух портов на местах срезки, напротив ответвления [1].

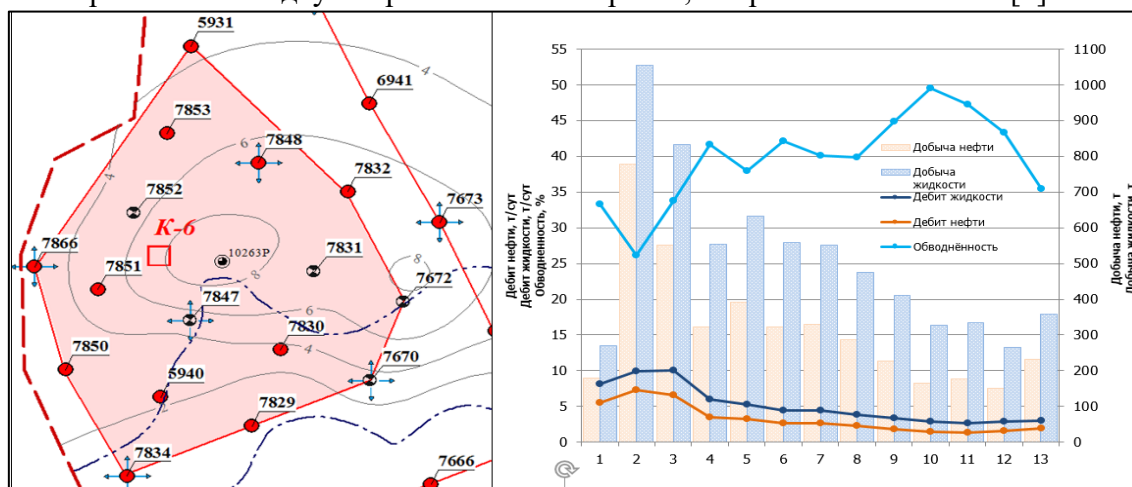


Рисунок 1. Результаты эксплуатационного бурения ННС в 2015 году.
Куст № 6 Сыморяхского месторождения

Предложенный способ включает в оснастку хвостовика циркуляционные муфты – взамен фильтроэлементов (рисунок 2) для создания большего охвата и достижения дебита по жидкости в условиях низкопроницаемого коллектора с высокой расчлененностью и большим этажом нефтеносности [1].

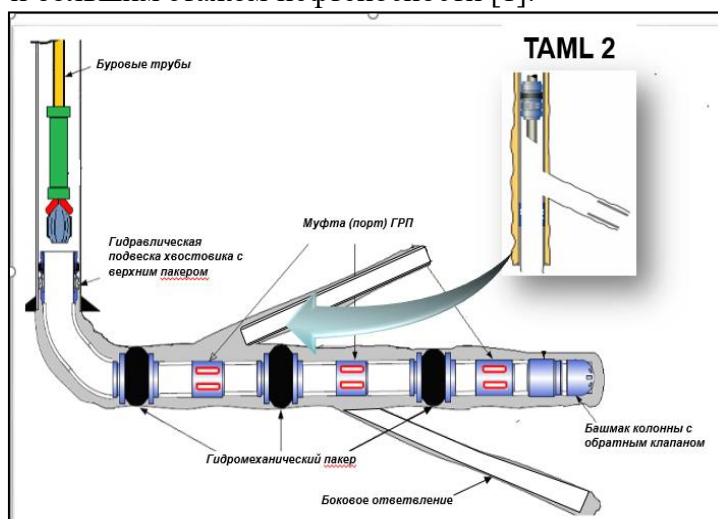


Рисунок 2. Схема заканчивания МЗС с включением в компоновку хвостовика заколонных пакеров и циркуляционных клапанов

Данная технология была предложена к внедрению, в центральной залежи Сыморяхского месторождения на двух участках опытно-промышленных работ (ОПР) (рисунок 3):

- участок ОПР 1 (кустовая площадка № 3) в чистонефтяной зоне (ЧНЗ) представлен добывающими скважинами со способом заканчивания МЗС с МГРП и нагнетательными в наклонно-направленном исполнении;
- участок ОПР 2 (кустовая площадка № 31) вблизи водонефтяной зоны (ВНЗ) представлен добывающими скважинами со способом заканчивания МЗС и МГРП и нагнетательными в исполнении ГС с МГРП.

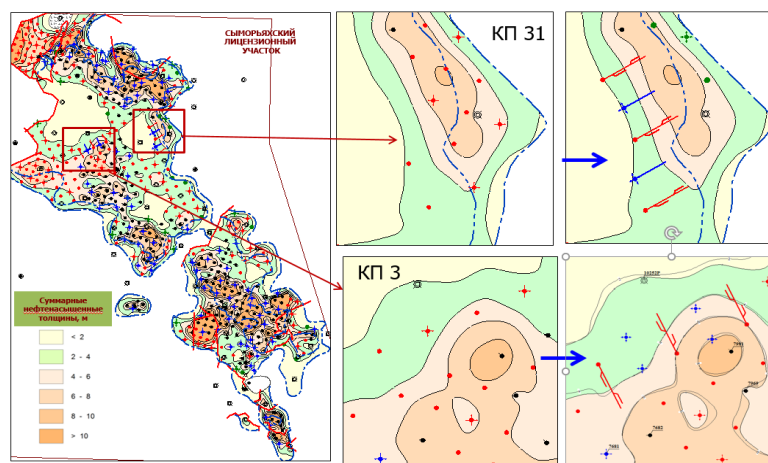


Рисунок 3. Участки ОПР для внедрения технологии МЗС и МГРП

По результату реализации программы ОПР на кустовой площадке № 3 пробурено 11 скважин, в т. ч. 8 ННС, 3 МЗС с МГРП. Входные показатели по всем скважинам достигнуты, средняя эффективность от ввода ННС составила 17 т/сут, МЗС – 38 т/сут. Средняя накопленная добыча нефти по МЗС за 2 года эксплуатации превысила 29 тыс. т нефти, что в 2 раза больше, чем по ННС (таблица 2 и рисунок 4).

Таблица 2 – Показатели работы МЗС с МГРП на кустовых площадках № 3 и № 31 Сыморянского месторождения

Номер скв.	Дата ввода	Плановые показатели			Фактические показатели			Текущие показатели на 01.05.2020			Накопленная добыча нефти на 01.05.2020, тыс. т
		Qж, м³/сут	Qн, т/сут	fв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	fв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	fв, %	
Кустовая площадка № 3											
7982Г	20.10.2017	50,4	36,4	14	55	37,6	18,4	18,4	12,6	18	20,8
7986Г	25.12.2017	50,4	36,4	14	53	39,5	12,2	27,6	23,2	6	26,4
7992Г	15.03.2018	50,4	36,4	14	60	38,8	22,8	66,1	50,5	9	40,1
Кустовая площадка № 31											
7657Г (МЗС)	26.02.2019	54	25,9	43	60	32,3	36	58,5	44,1	9	19,9
7658Г (ГС)	25.03.2019	54	25,9	43	65	49,8	9	49,5	39,2	6	19,2
7659Г (МЗС)	05.08.2019	35	25,9	12	55	32,3	30	37,7	27,5	13	9,1
7869Г (ГС)	20.08.2019	54	25,9	43	50	31,1	26	30,2	23,5	8	9,8
7874Г (МЗС)	26.08.2019	47	25,9	34	55	37,9	18	53,4	40,8	9	10,1
Среднее по МЗС		-	25,9	-	-	34,5	-	-	37,5	-	-
Среднее по ГС		-	25,9	-	-	40,1	-	-	31,3	-	-
Примечание – Ож – дебит жидкости; Он – дебит нефти; fв – обводненность											

Примечание – Qж – дебит жидкости; Qн – дебит нефти; fв – обводненность

По результату реализации программы ОПР на кустовой площадке № 31 пробурено 3 МЗС с МГРП и 2 ГС с МГРП. Плановая эффективность по всем скважинам была достигнута. За 9 месяцев эксплуатации скважин темп падения дебита жидкости по ГС составил 21 %, по МЗС – 9 %. Более низкий темп падения дебита жидкости по МЗС относительно ГС получен за счет интерференции притока жидкости/флюида в боковые ответвления, тем самым увеличивая охват и зону дренирования скважин (таблица 2 и рисунок 5).

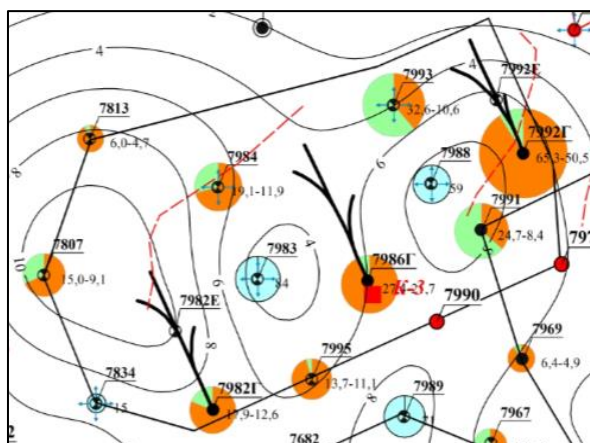


Рисунок 4. Участок ОПР № 1 с применением технологии МЗС с МГРП

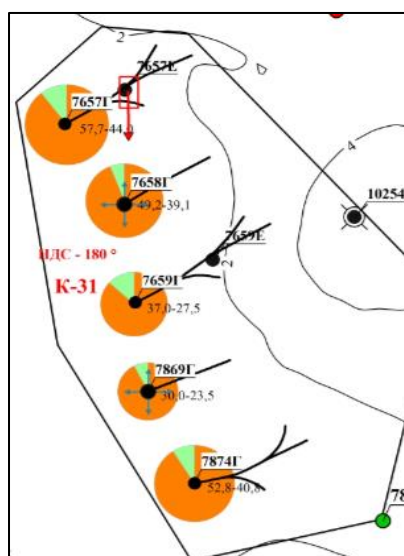


Рисунок 5. Участок ОПР № 2 с применением технологии МЗС с МГРП

Ввиду получения высокой эффективности по результату двух участков ОПР [2], при составлении проектно-технологического документа по Сыморяхскому месторождению (Дополнение к Технологической схеме разработки Сыморяхского нефтяного месторождения, 2019), дальнейшее бурение оставшегося проектного фонда запроектировано с применением МЗС с МГРП.

Внедрение системы разработки МЗС с МГРП позволит достигнуть коэффициента извлечения нефти, соответствующего числящемуся на Государственном балансе и обеспечить дополнительную прибыль.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Фаттахов М.М.* Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозбойным окончаниями в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / М.М. Фаттахов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 25-27.
2. *Литовар Р.Е.* Результаты реализации уникальной системы разработки объектов с высокой расчлененностью, низкой проницаемостью и высоким этажом нефтеносности на примере объекта Т Сыморяхского месторождения / Р.Е. Литовар // XVIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г Тюмени: сб. докл. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2018. – С. 288-297.

Патентная защита в области бурения скважин и добычи углеводородов
(Patent protection in the field of well drilling and hydrocarbon production)

Лысков Александр Анатольевич¹, Молчанова Елена Андреевна²

¹ Главный государственный эксперт, кандидат технических наук

² Главный государственный эксперт

Федеральный институт промышленной собственности

АННОТАЦИЯ

Представлена динамика числа опубликованных охранных документов на изобретения и полезные модели в области бурения скважин и добычи углеводородов. Выявлены слабые и сильные сегменты патентования, присутствие на патентном рынке иностранных и отечественных патентообладателей, показаны изобретательские тенденции, преимущества патентования, описаны инструменты патентной аналитики.

ABSTRACT

Dynamics of submitted applications and the published protection documents for inventions and utility models on drill bits is presented to the Russian Federation. Distribution of patents on their owners, function, the nature of impact on rock, design features is shown. Inventive tendencies, arrangement geography, the main owners of patents are detected. Advantages of patent analytics tools are described.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

бурение скважин, добыча углеводородов, буровое долото, патент, охранный документ, анализ, патентная активность, патентный ландшафт, аналитика.

KEYWORDS

well drilling, hydrocarbon production, drill bit, patent, protection document, analyzation, patent activity, patent landscape, analytics.

Патентная защита в области бурения скважин и добычи углеводородов

Объемы бурения и добываемых полезных ископаемых в стране продолжают оставаться на высоком уровне. С учетом рыночной конкурентной борьбы, значительная роль в сохранении и совершенствовании техники и технологий в области бурения скважин и добычи углеводородов из них должна быть уделена повышению активности изобретателей. От них зависит прогресс в показателях работы техники и технологий. Именно их патенты защищают производства от конкурентов.

Для лучшего ориентирования изобретателей проведен анализ патентов на изобретения и полезные модели. Представлена динамика таких опубликованных охранных документов в области бурения скважин и добычи полезных ископаемых из скважин по различным показателям. Ориентировочная статистика в данной работе представлена по оценочным данным патентных поисковых систем Patsearch, Orbit Intelligence, Patscape, Espacenet.

Согласно действующей Международной патентной классификации (МПК) 2020, относящейся к официальным изданиям Роспатента и которую можно найти на сайте ФИПС в разделе «Поиск», раздел «Е» относится к строительству и горному делу. Далее, раздел «E21» относится к бурению грунта или горных пород, а также к горному делу. И наконец, подраздел «E21B» включает в себя бурение грунта или горных пород (скважин), добычу нефти, газа, воды, растворимых или плавких веществ или полезных ископаемых в виде шлама из буровых скважин. Именно этот подраздел «E21B» и принят для дальнейшего анализа, поскольку его наполнение патентами на изобретения и

полезные модели показывает степень заинтересованности в охраноспособных продуктах у изобретателей в области бурения скважин и добычи углеводородов.

На рисунке 1 показано распределение класса МПК E21B для анализа заполнения его патентными документами (далее в статье под патентами или охранными документами будем называть опубликованные патенты на изобретения и полезные модели). Весь класс МПК E21B был разбит нами на 5 наиболее значимых тематик:

1) способы и устройства для бурения (ударное бурение; вращательное бурение; приводы для бурения, размещаемые в скважине; приводы для комбинированного ударно-вращательного бурения, особые способы или устройства для бурения);

2) буровые инструменты (т.е. породоразрушающие инструменты), принадлежности (буровые долота, прочие буровые инструменты, вспомогательные приспособления для буровых инструментов);

3) прочее оборудование для бурения, оборудование или ремонт и эксплуатация буровых скважин (опоры для буровых станков или машин; буровые штанги; трубы для скважин; спуско-подъемные операции; промывка, очистка скважин; устройства для перемещения, установки, фиксации, освобождения или удаления инструментов в скважинах; устройства для получения и извлечения ненарушенного керна; контейнеры для сбора или хранения вещества в скважинах; устройства для генерирования вибраций, резка, разрушение или деформирование элементов, ловильные работы в скважинах; уплотнение или изоляция, клапанные устройства для скважин; предупреждение или тушение пожаров на скважинах; нагревательные устройства для скважин; прочее оборудование);

4) добыча жидких или газообразных текучих сред из буровых скважин (для подводной добычи; подземное фильтрование; устройства для перфорирования скважин; способы или устройства для регулирования потока добываемой жидкости или газа в скважинах или к скважинам; добыча из скважин на нескольких горизонтах; способы усиленной добычи для получения углеводородов; способы возбуждения скважин; добыча полезных ископаемых растворением, плавлением, в виде шлама; особая сетка размещения скважин; предотвращение образования газового конуса или конуса обводнения вокруг скважины; устройства для разделения материалов, добытых из скважины);

5) автоматическое управление или регулирование; измерения или испытания (системы автоматического управления или регулирования процессом бурения; измерение времени или скорости бурения; исследование или инспектирование скважин; исследование структуры стенок скважины; исследование геологического строения пластов; способы или устройства для получения проб грунта или скважинной жидкости, специально предназначенные для бурения пород).

Классы МПК после подраздела E21B далее указываются цифровыми обозначениями, например E21B 19/00 (спуско-подъемные операции с буровыми штангами, обсадными трубами, подъемными трубами и т.п. вне буровой скважины, например на буровой вышке; устройства для подачи штанг или тросов) или E21B 43/34 (устройства для разделения материалов, добытых из скважины). Классы МПК, отнесенные к каждой из разбитых пяти групп, показаны на рисунке 1.

1	СПОСОБЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ БУРЕНИЯ	E21B 1/00-7/00
2	БУРОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ; ПРИНАДЛЕЖНОСТИ	E21B 10/00-12/00
3	ПРОЧЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ; ОБОРУДОВАНИЕ ИЛИ РЕМОНТ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРОВЫХ СКВАЖИН	E21B 15/00-41/00
4	ДОБЫЧА ЖИДКИХ ИЛИ ГАЗООБРАЗНЫХ ТЕКУЧИХ СРЕД ИЗ БУРОВЫХ СКВАЖИН	E21B 43/00
5	АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ИЛИ РЕГУЛИРОВАНИЕ; ИЗМЕРЕНИЯ ИЛИ ИСПЫТАНИЯ	E21B 44/00-49/00

Рисунок 1. Распределение класса МПК «E21B»

На рисунке 2 показано количество охранных документов на территории Российской Федерации (российские патенты на изобретения и полезные модели, а также Евразийские патенты на изобретения) за 2019 год, распределенных по классу МПК «E21B» в указанных ранее пяти разбитых группах. Другие временные отрезки показывают примерно такую же картину распределения.

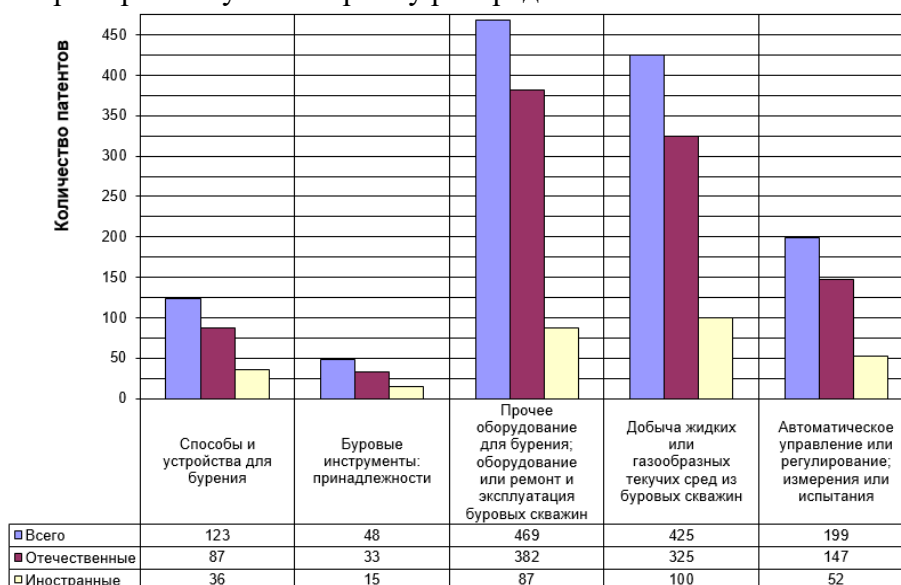


Рисунок 2. Количество патентов за 2019 г., распределенных по классу МПК «E21B»

Из рисунка 2 видно, что основное количество российских патентов на изобретения и полезные модели, а также Евразийских патентов на изобретения, патентообладателями которых являются лица РФ (на рисунке 2 и на последующих рисунках это метка «Отечественные»), выдано на буровое оборудование, не относящееся к породоразрушающему и приводному, а также на решения, относящиеся к добыче жидких или газообразных текучих сред из буровых скважин. Основными массивами для таких патентообладателей являются группы 3 и 4, в соответствии с вышеприведенным разбиением на классы (см., например, рисунок 1).

Основное же количество зарубежных патентообладателей российских патентов на изобретения и полезные модели, а также Евразийских патентов на изобретения (на рисунке 2 и на последующих рисунках это метка «Иностранные») патентуют свои решения в группах 3,4 и 5. То есть для зарубежных патентообладателей важно занимать на российском рынке сегмент, связанный с группой 5 (автоматическое управление или регулирование; измерения или испытания).

Из рисунка 2 можно сделать также вывод о том, что наименее задействованная ниша для патентования в Российской Федерации – это группа 2 – буровые инструменты

и принадлежности (породоразрушающий инструмент), к которым в первую очередь относятся буровые долота. В настоящее время в связи с увеличением глубин и осложнений при бурении требуется создание новых производительных буровых долот.

Количество опубликованных охранных документов по классу МПК E21B10 «Буровые долота» за 5 лет (2015-2019 гг. включительно) показано на рисунке 3. Как видно из рисунка 3, количество патентов, начиная с 2015 г. сократилось, но в 2017 г. наблюдается некоторое увеличение. При этом на долю отечественных заявителей приходится около 60-80% от общего числа патентов. По сравнению с 2013 и 2014 гг. количество патентов в последующие годы уменьшилось примерно на 25%.

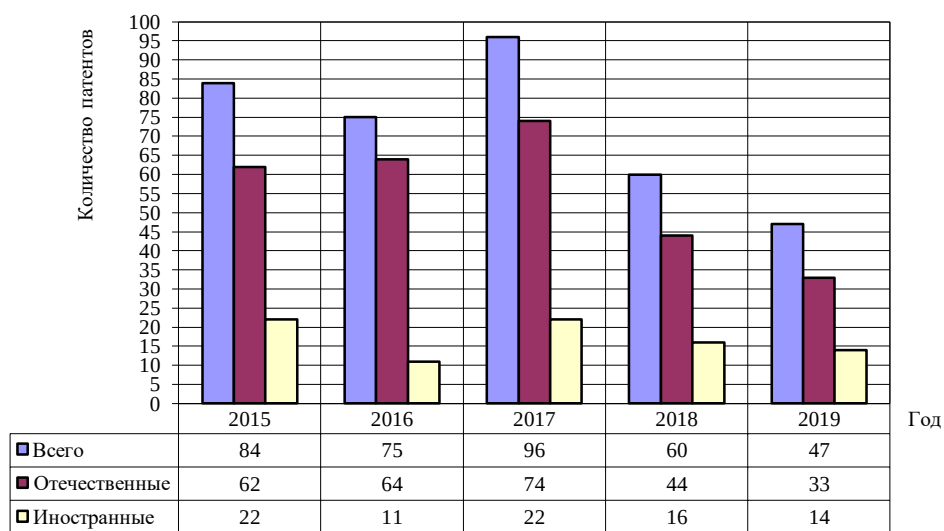


Рисунок 3. Количество охранных документов по буровым долотам

При исследовании выявленного массива охранных документов был проведен анализ сущности технических решений по буровым долотам. Они были проклассифицированы по назначению, по характеру воздействия на породу и по конструктивным особенностям. Например, по самостоятельным конструктивным особенностям, влияющим на рост показателей работы буровых долот, они ориентировочно разделены на 4 группы:

- 1) элементы вооружения (износостойкие части);
- 2) промывочные и продувочные узлы;
- 3) опоры шарошечных долот, в том числе подшипниковые узлы опор, герметизация и смазка опор;
- 4) новые материалы, способы изготовления и сборки как деталей, так и буровых долот в целом.

На рисунке 4 в качестве примера показано количество опубликованных в 2016 и 2017 гг. патентов на буровые долота, распределенных по указанным конструктивным особенностям (данные за 2018 и 2019 гг. не указаны из-за меньшего наполнения рубрик МПК патентами по сравнению с периодом 2016-2017 гг., поэтому выборка была бы менее достоверной). Из представленных данных видно, что элементы вооружения буровых долот продолжают представлять наибольший интерес по сравнению с другими особенностями конструкции, поскольку контактирующие с забоем и стенками скважины части долот должны обладать комплексом высоких характеристик. В то же время остаются малонаполненными остальные три группы, причем доля иностранных патентовладельцев в последних велика по сравнению с отечественными, что говорит о меньшей концентрации внимания иностранных патентовладельцев только на элементах вооружения долот. Из рисунка 4 также следует, что отечественные патентообладатели

уступают зарубежным по количеству выданных патентов по направлению новых материалов для элементов долот.

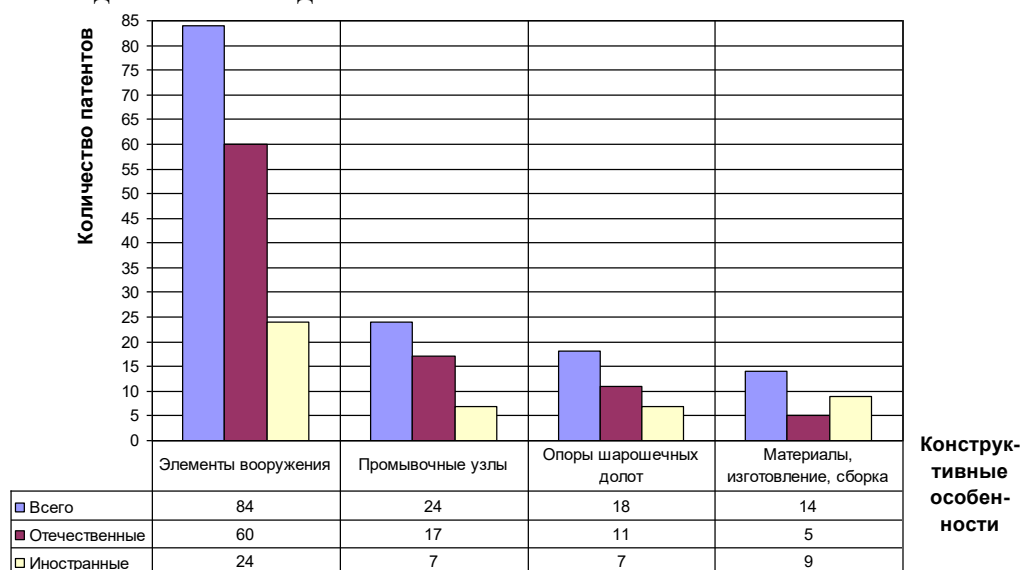


Рисунок 4. Количество охранных документов за 2016, 2017 гг., распределенных по конструктивным особенностям

Из последних передовых изобретательских тенденций стоит выделить изготовление элементов долот из сверхтвёрдых и наноматериалов, в том числе развитие долот с поликристаллическими алмазными вставками (PDC), а также долот с конструктивными особенностями для осуществления горизонтального бурения. Кроме информации об изобретательских тенденциях одним из преимуществ патентования для общественного достояния (а для патентообладателя – к одному из основных недостатков) является ограниченный срок действия патентов. Например, на изобретение такой срок составляет 20 лет, на полезную модель – 10 лет. Поэтому изобретение с началом срока действия в 2000 г., при отсутствии другой защиты, может перейти в общее пользование в 2020 г. Такая информация также может являться весьма ценной для разработчиков оборудования, технических специалистов, предприятий-изготовителей и пр. Например, запатентованное Закрытым акционерным обществом "Московский Опытный Завод Буровой Техники" в качестве полезной модели лопастное долото под номером RU 96903 U1, опубликованное 20.08.2010 и имеющее дату начала срока действия патента 28.04.2010, может изготавливать любой завод, начиная с 28.04.2020. Срок действия исключительного права на изобретения, полезную модель не может быть продлен, однако законодательством предусмотрены некоторые исключения, среди которых по заявлению патентообладателя ФИПС продлевает срок действия патента на полезную модель на срок, указанный в заявлении, но не более чем на 3 года. Поэтому беспрепятственно воспользоваться решением RU 96903 U1 можно с 28.04.2023, при отсутствии другой защиты (например, бренда, который сделал запатентованное долото узнаваемым).

Для ориентировочного анализа общемирового патентного рынка, на рисунке 5 показано распределение охранных документов, опубликованных в национальных ведомствах Китая, США и РФ в период 2015-2018 гг. на буровые долота по классу МПК E21B10. Из представленных данных следует, что культура патентования долот, например в Китае, количественно превосходит число российских патентов примерно в восемь и более раз, в 2018 году – более, чем на порядок.

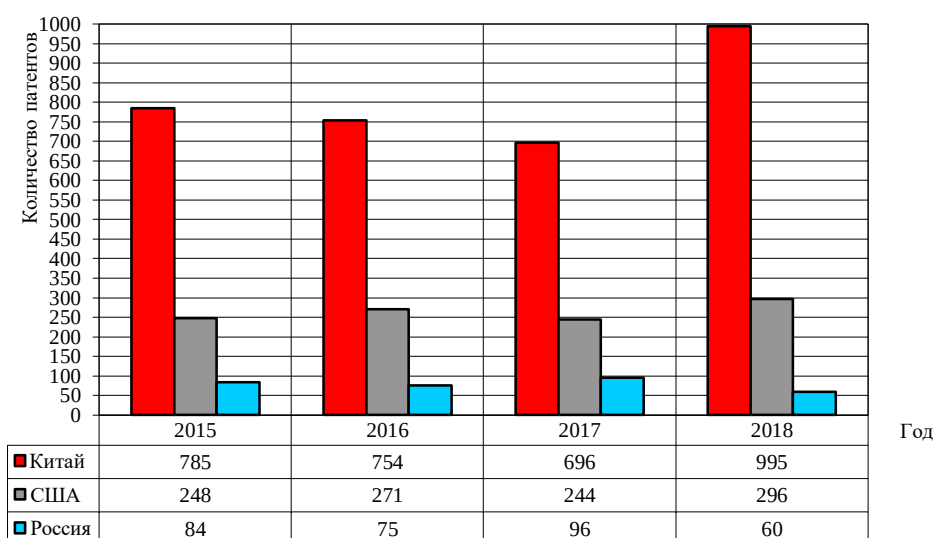


Рисунок 5. Количество охранных документов по буровым долотам в инновационно ведущих зарубежных странах и в России

Возвращаясь к анализу патентных документов в области бурения скважин и добычи углеводородов, на рис.6 показано количество охранных документов по классу E21B (бурение и добыча) по годам на территории Российской Федерации (российские патенты на изобретения и полезные модели, а также Евразийские патенты на изобретения). Из рисунка 6 видно, что общее количество патентов год от года в указанном интервале остается примерно неизменным, при этом в общем характерен рост доли патентов с российскими патентообладателями.

Детальный анализ патентных документов, а также обзор тенденций изобретательской активности позволяет дать будущему изобретателю очень ценную информацию, а именно – какие направления отрасли развиваются, а какие ниши еще не заполнены, какие компании лидируют в разработках, как могут пересекаться их направления разработок, с кем есть перспективы начать сотрудничество и пытаться предложить собственные разработанные технологии.

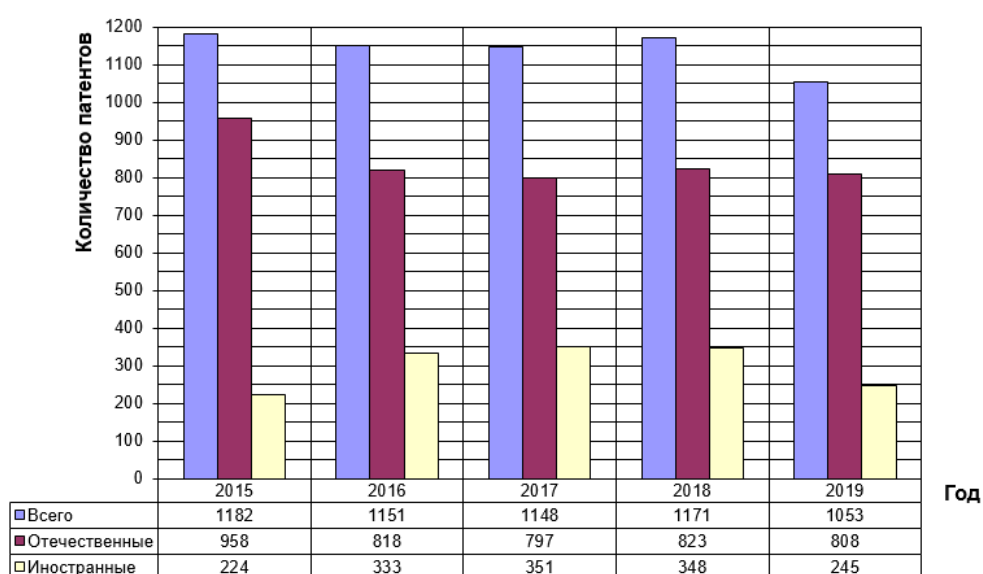


Рисунок 6. Количество охранных документов по классу МПК «E21B»

В настоящее время Роспатент продолжает вести работу по разработке новых инструментов патентной аналитики для науки и бизнеса и по их доступности для изобретателей. Создан Проектный офис ФИПС, который выявляет наиболее значимые группы технологий отраслевых проблем и проводит анализ стратегий патентования.

Для российского научного общества создан инструментарий доступа и анализа патентной информации patScape.ru. С помощью patScape.ru можно провести анализ патентного рынка, изучить активность изобретателей, направления разработок в различных областях техники и заинтересованность иностранных компаний в российском рынке.

Состояние патентного рынка является одним из показателей, характеризующих уровень развития и интеллектуальной мощи страны. Оно, как и обороноспособность страны, отражает уровень экономической национальной безопасности. Патентный рынок и перспективы его развития определяются количеством имеющихся действующих патентов на изобретения и полезные модели, количеством поданных заявок на патенты, что является косвенной характеристикой сегодняшнего состояния российской промышленности и перспектив ее будущего развития. Отсутствие или малое количество патентов в каких-либо областях техники свидетельствует о застое и потенциальной деградации данного направления. Патент – это важнейший шаг к инновациям, это путь к экономике знаний.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Молчанова Е.А. Патентная охрана объектов промышленной собственности в нефтегазодобывающей отрасли: обзор. М., ПАТЕНТ, 2007, 107 с.
2. Богомолов Р.М., Носов Н.В. Буровой инструмент. Энциклопедия изобретений, в двух частях. М., Инновационное машиностроение, 2015, всего 827 с.
3. Методические рекомендации по подготовке отчетов о патентном обзоре (патентный ландшафт) (утверждены приказом Роспатента от 23.01.2017 №8).
4. Молчанова Е.А., Лысков А.А. Тенденции развития буровых долот на примере патентных материалов. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2018, №3, с.98-102.

Кросс-культурные коммуникации: особенности, место и роль в международном
нефтегазовом бизнесе
(Cross-Cultural Communications: specific nature: place and role in the international oil and
gas business)

Масленникова Людмила Васильевна

К.э.н., доцент

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Приведен обзор толкований понятия кросс-культурных коммуникаций (ККК). На основе трендов XXI века обозначены факторы, определяющие эффективность ККК. Описаны теоретические предпосылки анализа ККК для успешного стратегического менеджмента в нефтегазовых компаниях. Обобщены кросс-культурные проблемы международного бизнеса. Указаны возможные риски. Предложены возможные формы и перечень участников партнерских отношений в международном нефтегазовом бизнесе.

ABSTRACT

A review of interpretations of the concept of cross-cultural communications (CCC) is given. Based on the trends of the twenty-first century factors are identified that determine the effectiveness of CCC. The theoretical background of the CCC analysis for successful strategic management in oil and gas companies is described. Cross-cultural problems of international business are summarized. Possible risks are named. Possible forms and a list of participants in partnerships in the international oil and gas business are proposed.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Кросс-культурные коммуникации, межкультурная компетентность, эффективность коммуникаций, международный нефтегазовый бизнес, технологические партнерства, их участники.

KEY WORDS

Cross-Cultural Communications, intercultural soft skills, effectiveness of communications, international oil and gas business, technological partnership and participants.

В современных условиях развития международного нефтегазового бизнеса особую актуальность приобретает проблематика, связанная с выявлением наиболее значимых особенностей и характеристик кросс-культурных коммуникаций (ККК) в современном нефтегазовом бизнесе, выявлением основных проблем и трудностей, с которыми сталкиваются глобальные компании на международной арене, и создание эффективной системы управления коммуникациями для нефтегазовой компании при вхождении в международный проект.

Понятие «межкультурная (кросс - культурная, межэтническая) коммуникация» ввели в научный оборот Э. Холл и Г. Трейгер в своей работе «Культура и коммуникация. Модель анализа», которые определяли ее как идеальную цель, к которой должен стремиться человек в своем желании как можно лучше и эффективнее адаптироваться к окружающему миру. С тех пор исследователи далеко продвинулись в теоретической разработке этого феномена, в частности определили наиболее характерные черты. Так, отмечено, что межкультурная коммуникация осуществляется, если отправитель и получатель сообщения принадлежат к разным культурам, если участники коммуникации осознают культурные отличия друг друга.

По сути межкультурная коммуникация — это всегда межперсональная коммуникация в специальном контексте, когда один участник обнаруживает культурное отличие другого. Такая коммуникация вызывает множество проблем, связанных с различиями в ожиданиях и предубеждениях, которые свойственны каждому человеку и, естественно, разные в разных культурах. Признаки межкультурных различий могут быть интерпретированы как различия вербальных и невербальных кодов в специфическом контексте коммуникации. Как любой другой вид общения, межкультурная коммуникация на всех уровнях имеет свои цели, реализация которых обуславливает эффективность (или неэффективность) коммуникации. Здесь важную роль играет понятие «межкультурная компетентность», которое, как правило, связывают с понятием коммуникативной компетенции, определяемой как «уровень сформированного межличностного опыта, т.е. обученности взаимодействию с окружающими». [5].

Мировой опыт показывает, что наиболее успешной стратегией достижения высокой межкультурной компетентности является интеграция — сохранение собственной культурной идентичности при овладении культурой других народов.

В XXI веке проблема межкультурных коммуникаций и кросс-культурного менеджмента становится все более актуальной. Так как кросс-культурный менеджмент отражает внутреннюю логику развития межкультурных взаимоотношений в эпоху всемирной интеграции и унификации всех сфер общественной жизни, благодаря его развитию среда жизнедеятельности людей трансформируется в полиэтническую, ее внутренняя структура становится сложной и противоречивой. На наш взгляд, *под кросс-культурными коммуникациями следует понимать взаимодействие представителей различных культур, которое предполагает, как непосредственные контакты между людьми и их общностями, так и опосредованные формы коммуникации.*

Эффективность коммуникаций напрямую связана с пониманием национальных, культурных особенностей представителей разных стран и народов. Эффективные коммуникации - это коммуникации, отвечающие таким критериям, как: достоверность, своевременность, объективность, прозрачность (доступность), наличие обратной связи, адресность. Однако зачастую международные компании, в т. ч. и компании нефтегазового сектора, делают целый ряд ошибок при осуществлении кросс-культурных коммуникаций, которые значительно снижают эффективность сотрудничества. Знание культурного контекста способствует предотвращению данных ошибок. Он представляет собой единый ряд факторов, которые находятся вне поля языка и существуют в каждой культуре: это ценностные установки, этническая, религиозная, экономическая и географическая составляющие, а также социальный статус участников, гендерные и демографические характеристики.

Ведение бизнеса в России характеризуется множеством региональных и локально-территориальных особенностей, поэтому руководителям как международных, так и региональных компаний необходимо повышать свою компетентность в вопросах кросс-культурного менеджмента и коммуникаций, а также, заниматься развитием персонала в этом направлении. Изучение кросс-культурной проблемы позволяет менеджерам не только идентифицировать свой культурный профиль, но и повысить кросс-культурную компетенцию, следовательно, воздержаться от рисков, нежелательных последствий для бизнеса, карьеры и личной жизни, стать более успешными.

Результатом столкновения разных культур могут стать серьезные конфликты, взаимное культурное и материальное обогащение, новые интересные идеи, открытия, полезные знания. Почувствовать эти различия можно, только погрузившись в новое сообщество носителей отличной культуры. Современный менеджер действует в многообразии внутренних и внешних культур. Знание своей культурной специфики, а

также специфики деловой культуры других этносов, национальностей, народов, цивилизаций становится необходимым, т.к. чем многообразнее культурное поле ведения бизнеса, тем выше репутационные риски, острее проявляются кросс-культурные различия, выше коммуникативные барьеры, критичнее требования к кросс-культурной компетенции менеджера.

Сегодня компании, выходящие на мировой рынок, сталкиваются с множеством проблем кросс-культурного характера. (рисунок 1).

Выход российских компаний на международный рынок сопряжен с множеством рисков, имеющих происхождение кросс-культурного характера, исследование которых связано со значительными дополнительными затратами, как финансовыми, так и временными. Однако если компания стремиться повысить эффективность своей работы, то не стоит пренебрегать изучением и использованием положений кросс-культурного менеджмента.



Рисунок 1 - Кросс-культурные проблемы международного бизнеса [2]

В теоретическом плане Р. Льюис предложил весьма оригинальный подход к решению одной из самых трудных загадок современной сравнительной культурологии — критерии для сопоставления культур. [3]

В настоящее время одной из немногих переменных, относительно которой у специалистов нет больших разногласий, является континуум: "индивидуализм" — "коллективизм". Иными словами, признано, что большинство существующих культур можно расположить на некоторой шкале между этими двумя полюсами, т. е, в одной культуре человек будет принимать решения, ориентируясь на потенциальную реакцию соответствующей социальной группы, в другой же — на собственную, личную оценку.

Р. Льюис вводит новый критерий: способ организации такого объективного измерения реальности, как время. По нему культуры делятся на три типа: *моноактивные* (или линейно организованные), *полиактивные* и *реактивные*.

В *моноактивной* культуре человек, пользуясь терминами Льюиса, приучен делать какое-либо дело, разбивая деятельность на следующие друг за другом этапы, не отвлекаясь на другие задачи. Типичными представителями такой культуры являются англосаксы: американцы, англичане, немцы, северные европейцы, методично, последовательно, пунктуально организующие свое время и жизнедеятельность. В культуре *полиактивной*, типичными представителями которой выступают латиноамериканцы, южные европейцы, принято делать одновременно несколько дел

(заметим попутно, нередко не доводя их до конца). Наконец, в *реактивной* культуре, характерной для азиатских стран, деятельность организуется также не по строгому и неизменному плану, а в зависимости от меняющегося контекста, как реакция на эти изменения.

Согласно теории Р. Льюиса различные страны можно разместить на осях треугольника, вершинами которого станут три главных типа культур: Моноактивная, Полиактивная, Реактивная. Эти 3 вида используют различные стратегии поведения в процессе делового общения, а также имеют различную организацию общества во времени в целом (Рисунок 2).

Моноактивные (линейная активность) - культуры, ориентированные на дело, представители которых жестко планируют свою жизнь, составляют расписания, четко следуют намеченному, выполняют последовательно одно за другим дела в одну единицу времени, бережно относятся ко времени, ориентируются на выполнении задач, не на общение, уважительно относятся к власти и законам. В этих культурах ценятся факты, точные данные, логика, технические умения. Решение принимает как правило руководитель. Менеджеры управляют согласно иерархии, статуса, должности. Выстраивают официальные отношения и их поддерживают. Предпочитают разделять рабочее и личное.

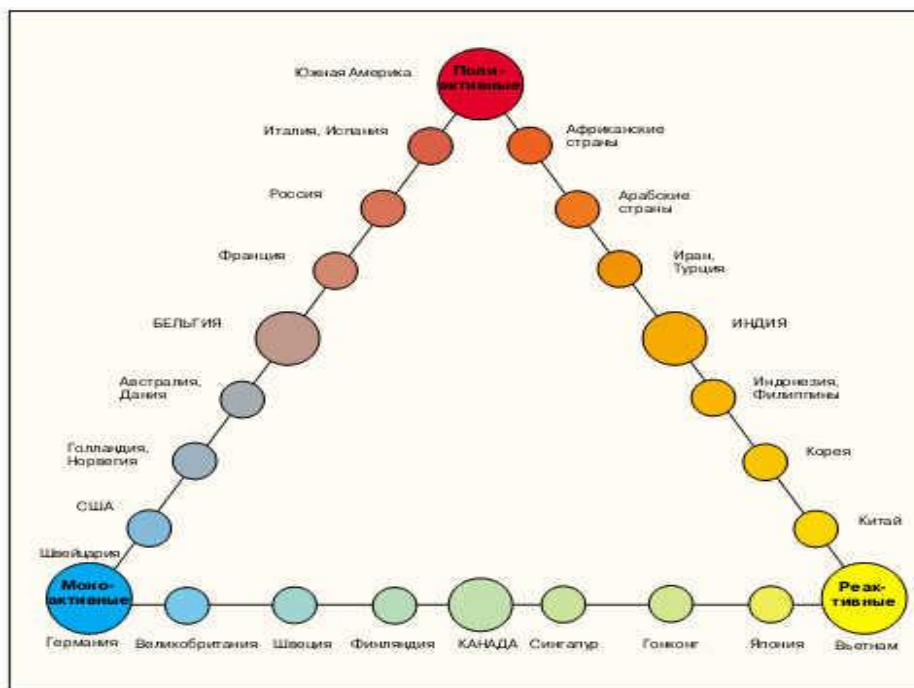


Рисунок 2 - Модель Р. Льюиса «Культурные типы стран» [3]

Полиактивные (многомерная активность) - культуры, ориентированные на человека, представители которых подвижные, общительные, энергичные, эмоциональные, красноречивые, умеющие убеждать, привыкшие делать сразу несколько дел одновременно, планирующие дела не по расписанию, а гибко смещающие по степени относительной привлекательности, значимости на настоящий момент времени. Основным в общении является энергичный диалог, могут постоянно перебивать, не дослушивать, делают акцент на эмоциональную передачу информации друг другу, сильно жестикулируют и проявляют активную мимику. Для представителей этих культур свойственно устанавливать неформальное общение, реализация семейственности в рабочих коммуникациях - эдакая большая семья на работе. Предпочитают смешение личного и рабочего. Менеджеры управляют благодаря

неформальным связям, налаженным коммуникациям.

Реактивные - культуры, ориентированные на процедуру взаимодействия, придающие наибольшее значение вежливости и уважению, скромности, дипломатичности, такту, сдержанности, осторожности во взаимоотношениях. Основными ценностями является гармония во взаимоотношениях, терпеливость, почтительность, бережное отношение к своей репутации и репутации других наравне с высоким уровнем профессионализма и компетентности. Представители этих культур редко являются инициаторами действий или дискуссии, потому что это может задеть партнера, уважают партнера, внимательно слушают больше, чем говорят, выдерживают паузу, не перебивают собеседника. Основным в общении является монолог. В общении свойственна ритуальность. Внешне отличаются сдержанной жестикულიцией и мимикой, поддерживая степень непроницаемости эмоциональной. Менеджеры управляют с помощью знаний, терпения, спокойного контроля, создавая гармоничную атмосферу для работы в команде.

Р. Льюис предлагает алгоритм формирования грамотной интеграции различных культур:

- 1) изучить особенности культур представителей, с которыми собираетесь общаться;
- 2) разграничить каждую культуру, включая свою, определив ненужные, неверные стереотипы в культурах;
- 3) определить какие культуры стран относятся как по трем типам культур и какая из них ближе вам;
- 4) проанализировать как те или иные представители культур функционируют, действуют в различных ситуациях;
- 5) определить сходства в культурах и на этом строить алгоритм (модель) взаимопонимания, на основе эмпатии.

В настоящее время интерес к кросс-культурному менеджменту возрастает, особенно на уровне транснациональных компаний, когда возникает высокая потребность в формировании команд из представителей различных культур в международных проектах. Знание и понимание особенностей бизнес коммуникаций с учетом различных культур становится необходимостью и требованием эпохи.

В ближайшей перспективе российские нефтяные компании столкнутся с технологическими вызовами, преодолевать которые в одиночку им будет непросто. Причинами этих вызовов являются как естественные процессы – ухудшение качества ресурсной базы и, соответственно, удорожание добычи, так и введенные технологические и финансовые санкции со стороны США и Евросоюза [4].

Технологические партнерства – форма кооперации, подразумевающая передачу технологий, обмен знаниями, рисками, ресурсами для решения технологических задач, которые экономически целесообразно решать сообща. Они всегда создаются для преодоления внешних и внутренних вызовов для нефтегазовых компаний (ухудшение качества ресурсов, рост капиталоемкости проектов, монополизм со стороны производителей оборудования, политические ограничения и т.д.). (Рисунок 3). Создание партнерств – непростая задача, во многих случаях транзакционные издержки на их создание и поддержание оказываются слишком высокими и не могут перевесить выгоды от сотрудничества. Эти транзакционные издержки включают в себя как затраты, связанные с формальными (юридическими) рамками, так и с неформальными, к которым относятся:

- Культурные разногласия. Компаниям, привыкшим годами конкурировать друг с другом, может быть сложно перейти на новые формы взаимодействия;

- Ошибки интеграции, вытекают из предыдущего пункта: партнёрство требует поиск и применение новых подходов к работе и управлению. Распространенным случаем может быть не готовность коллективов к совместной работе;
- Неадекватный дизайн контрактов. Плохо оформленные условия соглашений, а также неэффективные бюрократические процессы противодействуют совместной работе.



Рисунок 3 - Возможные участники партнерских отношений (составлено автором)

Компании могут обойти эти потенциальные ловушки, создав надлежащую основу для своих партнерских отношений. Она строится на грамотных подходах к выбору партнеров и заключению контрактов, а также на создании новой модели управления кросс-культурными коммуникациями [5].

К факторам, влияющим на процесс эффективного кросс-культурного взаимодействия при трансфере технологий, следует отнести: административное регулирование, уровень образования персонала, компетентностный подход в управлении кадровым потенциалом, планирование процесса трансфера со стороны менеджмента, культурную дистанцию, различия в климате и геологии, уровень конкурентной среды [6]. Все это влияет на качество, эффективность и возможность передачи технологии. При этом, разумеется, проекты реализации стратегического партнерства в нефтегазовой области должны разрабатываться с учетом как национальных геополитических интересов, так и в соответствии с корпоративными интересами стратегического развития.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Деминг Эдвардс. Менеджмент нового времени. Простые механизмы, ведущие к росту, инновациям и доминированию на рынке - М.: Издательство «Альпина Паблишер», 2019 - 182 с.
2. Ломовцева А.В., Илюшина А.С., Малышева А.А. Межкультурные коммуникации и кросс-культурный менеджмент в России // Экономика и менеджмент инновационных технологий. 2016. № 10 [Электронный ресурс].
3. Льюис Ричард Д. Деловые культуры в международном бизнесе. От столкновения к пониманию. – М.: Издательство «Дело», 2001 –221 с.

4. Пушных В.А. Межкультурный менеджмент: учебное пособие / В.А. Пушных, М.С. Ерёменко. - 2-е. изд., перераб; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. - 180 с.
5. Hall, E. T. (1990). Understanding Cultural Differences. Intercultural Press.
6. Еремина И.Ю., Масленникова Л.В., Бондаренко М.С. Международный опыт компетентностного подхода в управлении человеческими ресурсами в отраслевых компаниях//. Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономический журнал. 2019г. №1(169), с.48.

Литолого-петрофизическая характеристика допермского комплекса Восточного
Устюрта
(Lithological and petrophysical characteristics of the pre-upper permian complex of East
Ustyurt)

Маслов Вадим Владимирович¹, Шнип Олег Александрович²

¹Доцент, к.г.-м.н., ²Профессор, д.г.-м.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Статья посвящена рассмотрению вопроса о литолого-петрофизической характеристике допермского комплекса Восточного Устюрта. По преобладающей точке зрения доюрские образования Устюрта можно разделить на два основных структурных этапа: кристаллический фундамент; параплатформенный (промежуточный, переходный) этаж. Структурная поверхность кристаллического основания в пределах Устюртского региона отличается сложной, нередко мозаичной картиной. Параплатформенный этаж можно разделить на три структурных яруса с возрастами верхний девон - нижний карбон, средний карбон - нижняя пермь и верхняя пермь - триас. Первые два яруса и рассматриваются в настоящей работе. В допермских образованиях были открыты, газоконденсатные месторождения с высокой прогнозной оценкой. Выделены основные направления для поиска возможных залежей углеводородов в допермском комплексе.

ABSTRACT

The article deals with the question of lithological and petrophysical characteristics of the East Ustyurt pre-Permian complex. According to the prevailing view, the pre-Jurassic formations of Ustyurt can be divided into two main structural stages: the crystal Foundation; the para-platform (intermediate, transitional) floor. The structural surface of the crystal base within the Ustyurt region is characterized by a complex, often mosaic pattern. The parapatform floor can be divided into three structural tiers with ages of upper Devonian - lower Carboniferous, middle Carboniferous - lower Permian, and upper Permian - Triassic. The first two tiers are considered in this paper. In the pre-Permian formations, gas condensate fields were discovered with a high forecast rating. The main directions for searching for possible hydrocarbon deposits in the pre-Permian complex are highlighted.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Литолого-петрофизическая характеристика, фундамент, параплатформенный этаж, допермский комплекс, палеозой, нефтегазоносность, Восточный Устюрт.

KEYWORDS

Lithological and petrophysical characteristics, foundation, parapatform floor, pre-permian complex, paleozoic, oil and gas potential, East Ustyurt.

На протяжении многих лет исследователей привлекает геологическое строение Устюрта, но до настоящего времени вопрос остается открытым. Сложная структура фундамента перекрыта мощной осадочной толщей, что затрудняет изучение и расшифровку его геологической природы. Во многом по этим причинам проблема геологического строения региона до сих пор является предметом научной дискуссии.

В основу настоящей работы положены фондовые и опубликованные материалы, а также результаты изучения керна скважин Восточного Устюрта (Республика Узбекистан) по площадям Джел Кумой, Тамарлы, Шахпахты и др. (всего 18 площадей) (рисунок 1) .

гранитоиды. Граничные скорости поверхности фундамента составляют 5,6-6,3 км/сек. Возраст этих пород уверенно не определен. Мы предположительно их относим к верхнему протерозою. Такие породы вскрыты на площадях Караумбет, Коскала, Кырккыз, Мончаклы, Чибелли и др. [1].

Параплатформенный этаж можно разделить на три структурных яруса с возрастами верхний девон - нижний карбон, средний карбон - нижняя пермь и верхняя пермь - триас. Первые два яруса и рассматриваются в настоящей работе.

Комплекс $D_3 - C_1$ на Восточном Устюрте развит повсеместно. В его составе преобладают плотные органогенно-обломочные известняки, а также глинистые сланцы, черные аргиллиты, встречены прослои туфоалевролитов. В серых микрозернистых сахаровидных известняках скв.1 Тамарлы (инт. 3700,0 – 3858,14 м) обнаружены строматопороидеи, близкие к роду *Actinostroma* Nichoeson и многочисленные фораминиферы верхнего девона (франский ярус?) [2].

Комплекс $C_2 - P_1$ сложен песчаниками и алевролитами, карбонатными и глинистыми породами, андезитовыми порфиритами, туфами и туфолавами кислого и среднего состава. В алевролитах скв.1п Караудан (инт. 3796,65-3800,0 м) обнаружены фузулиниды верхнего карбона [2]. В ВСЕГЕИ уран-свинцовым методом был определен абсолютный возраст цирконов из андезитовых порфиритов скв.1п Кортпай (инт. 3750,0-4007,5 м) – $268,5 \pm 3,7$ млн. лет и из туфоалевроилтов скв.1п Кульбай (инт. 3982,0-4007,5 м) – $265,7 \pm 3,1$ млн. лет

В допермских образованиях на Куаныш-Коскалинском валу были открыты газоконденсатные месторождения Карачалак и Кокчалак. Карбонатные коллекторы трещинно-порового и каверно-трещинного типа имеют каменноугольный возраст. Прогнозные ресурсы палеозойского комплекса здесь оценены по категории D_y , их объем равен 9,3 млн.т [3,4]. Проявления углеводородов в породах девона и карбона были отмечены и на других площадях Восточного Устюрта – Каракудук, Кушкаир и др. Фильтрационно-емкостные свойства этих пород в большинстве случаев довольно низки (рисунке 2). Среднее значение абсолютной проницаемости изученных образцов палеозойских пород равно 0,38 мД, а открытой пустотности – 3,0 %.

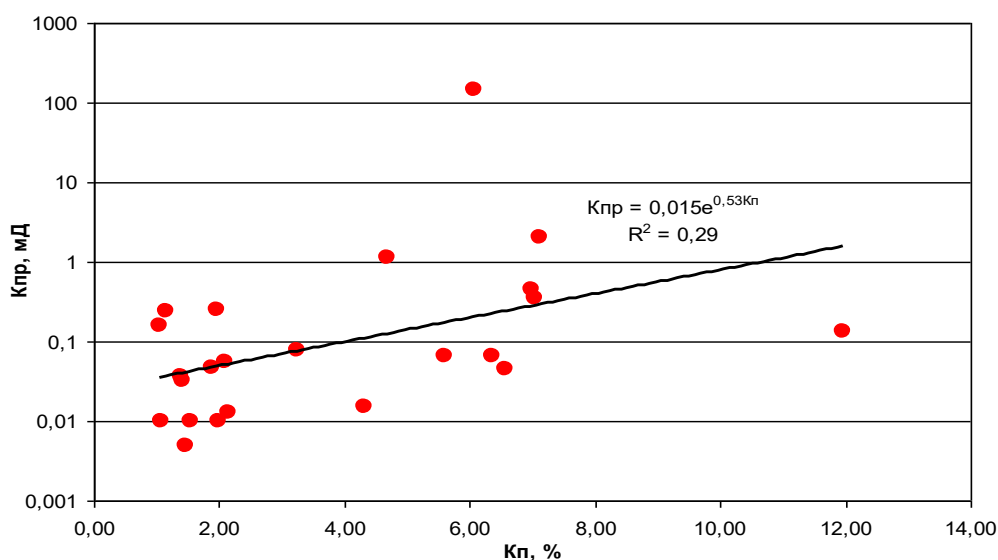


Рисунок 2 - Связь коэффициента открытой пористости и абсолютной газопроницаемости для пород палеозойского возраста Восточного Устюрта [2]

Как отмечено, объем и строение пустотного пространства в породах здесь определяется вторичными процессами, в частности, аутигенным образованием карбонатных минералов по трещинам, формированием скоплений пирита и т.д. Среднее

значение индекса свободного флюида для пород палеозоя равно 44,9%. Проведенные исследования показывают, что техногенные воздействия на породы палеозоя должны сопровождаться детальным изучением характера карбонатной цементации. В случае установления базального и/или пойкилитового типа цемента кислотная обработка должна сопровождаться дополнительным воздействием на пласт, например, гидравлическим разрывом пласта.

Анализ люминесцентных исследований образцов показал, что породы девона – нижний перми находятся в конце катагенетической стадии, а местами в низах разреза на стадии начального метаморфизма.

Был рассмотрен нефтегазоматеринский потенциал пород девона и карбона. К нефтематеринским отложениям в палеозойском разрезе относятся черные аргиллиты и черные известняки верхнего девона и верхнего карбона в Ассакеауданском прогибе [5]. В настоящее время породы являются нефтегазопроизводившими, так как они испытали не только катагенез, но и динамометаморфизм, вследствие, чего практически утратили свой углеводородный потенциал. Однако, залежи, сформированные за счет этих УВ, могут существовать и ныне. Подтверждением этому является нефтегазопоявление (?) в девонских известняках площади Тамарлы, которые заслуживают особого внимания. Фации рифтовых известняков (именно они были вскрыты на площади Тамарлы), часто сопровождаются пред- и зарифовыми фациями, отложения которых бывают сильно обогащены ОВ и являются хорошими нефтегазоматеринскими породами.

Таким образом, допермские отложения Восточного Устюрта можно рассматривать как, перспективный в нефтегазоносном отношении комплекс.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К.* Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе республики Узбекистан. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Т.14, №7, 2019. С. 26
2. *Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Гибшан Н.Б., Карнаухов С.М., Маслов В.В., Рыбальченко В.В.* Геология и перспективы нефтегазности верхнепалеозойских отложений Устюртского региона. // М., Недра, 2015. С.247
3. *Гафаров Н.А., Гулев В.Л., Карнаухов С.М. и др.* Новый взгляд на перспективы нефтегазности Восточного Устюрта. // М., Недра, 2010.С. 262
4. *Крылов Н.А., Заболотная Ю.И., Гризик А.Я.* Оценка направления дальнейших поисков залежей углеводородов в Устюртском регионе республики Узбекистан (опыт плей-анализа). // Геология нефти и газа, №5, 2015.
5. *Маслов В.В.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазности верхнепалеозойского комплекса Восточного Устюрта. // М: Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе», №2, 2018, стр.24-33.

Европейская Зелёная сделка и конкуренция на газовом рынке Европы
(European Green Deal and competition on gas market of Europe)

Минчичова Валерия Сергеевна

Доцент, кандидат экономических наук, доцент
Финансовый университет при Правительстве РФ

АННОТАЦИЯ

Статья посвящена анализу влияния Европейской Зелёной сделки и планируемого энергетического перехода на конкурентную среду на газовом рынке Европы. Целями исследования стали выявление действующих и потенциальных конкурентов России на газовом рынке ЕС, а также прогнозирование ужесточения этой конкуренции в будущем. Автор использовала методы мониторинга мероприятий дорожной карты Зелёной сделки ЕС, анализа структуры импорта природного газа в Европу, диагностики угроз для международного бизнеса в целом и газового сектора в частности в ходе энергетического перехода ЕС. В статье доказана гипотеза о том, что конкуренция на газовом рынке ЕС для России в ближайшие 10 лет ужесточится не принципиально, но за счёт снижения физического и стоимостного объёма экспорта трубопроводного газа и роста доли в экспорте сжиженного газа. Отмечено, что отказ от использования природного газа в качестве значимого источника энергии возможен, особенно в странах первого (активных сторонников) из двух кластеров стран – членов ЕС по отношению к Зелёной сделке. Уточнена классификация стран-членов ЕС на два кластера – западноевропейских сторонников энергетического перехода и восточноевропейских скептиков.

ABSTRACT

The article is devoted to the analysis of the impact of the European Green Deal and the planned energy transition on the competitive environment in the European gas market. The objectives of the study were to identify existing and potential competitors of Russia in the EU gas market, as well as to predict the intensification of this competition in the future. The author used methods of monitoring the activities of the EU Green Deal roadmap, analyzing the structure of natural gas imports to Europe, diagnosing threats to international business in general and the gas sector in particular during the EU energy transition. The article proves the hypothesis that the Russia's competition in the EU gas market will become tougher not fundamentally in the next 10 years. However, it is noted that the rejection of the use of natural gas as a significant source of energy is possible, especially in the countries of the first of the two clusters of EU countries in relation to the Green Deal (the active supporters). The classification of EU member states into two clusters has been clarified - the Western European supporters of the energy transition and the Eastern European skeptics.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Зеленая сделка, Европейский союз, газовый рынок, экспорт газа, СПГ, международная конкуренция, цели устойчивого развития, экономика ЕС

KEYWORDS

Green Deal, European Union, gas market, gas exports, LNG, international competition, sustainable development goals, EU economy

ВВЕДЕНИЕ

Зелёная сделка Европейского союза (ЕС) – новейшая масштабная программа макрообъединения, которая, безусловно, повлияет на всю инфраструктуру экономики, политические решения и социальную обстановку. Также новая программа повлияет и на

контрагентов компаний из ЕС. Из-за максимальной глобализации и широкого включения разных стран мира в глобальные цепочки создания стоимости (ГЦСС), а также лидирующего положения ЕС в мировой экономике и международном бизнесе новые требования, условия, налоги и интересы ЕС фактически повлияют на весь мир.

Именно поэтому автор исследует процессы, связанные с Зелёной сделкой и её влиянием на разные сферы и отрасли. Т.к. сделка прежде всего касается экологии и сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу, то энергетика станет одной из первых отраслей, которые почувствуют на себе изменения.

Гипотеза, которую проверяет автор в данной статье, следующая: конкуренция на газовом рынке ЕС для России в ближайшие 10 лет ужесточится не принципиально, однако спрос на природный газ в целом в этом регионе будет постепенно снижаться в долгосрочной перспективе.

Методология в исследовании представлена мониторингом мероприятий дорожной карты Зелёной сделки ЕС, анализом структуры импорта природного газа в Европу, диагностикой угроз для международного бизнеса в целом и газового сектора в частности в ходе энергетического перехода ЕС.

АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

Европейская Зелёная сделка представлена Европейской комиссией в декабре 2019 года на фоне разгорающейся пандемии COVID-19 и выхода Великобритании из состава ЕС (Брексита). Эта программа превращения Европы в климатически нейтральный континент долгосрочная с финальной точкой в 2050 году. К этому времени пройдёт почти сто лет с момента создания Европейского объединения угля и стали (ЕОУС). С момента создания этой энергетической регуляторной организации ЕС постепенно идёт к повышению благосостояния граждан, модернизации энергопотребления и постепенной декарбонизации, замыкая цикл по сути теми же важнейшими отраслями для экономики Европы – угольной и сталелитейной.

Европейская Зелёная сделка направлена на значительно более широкое применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как ветер, солнце, приливы и отливы, геотермальная энергия, биомасса, и невозобновляемых «зелёных» источников – гидроэнергии и атомной энергии. И это создает важный вызов и угрозу для поставщиков традиционных углеводородных источников энергии в Европу, прежде всего для России.

Разговоры о переходе к ВИЭ как основному источнику энергии в Европе велись более двух десятилетий, однако всемирный экономический кризис 2008-09 гг. поставил этот процесс на паузу. Не произойдёт ли похожая ситуация и в 20-хх гг., когда пандемия почти полностью остановила промышленное производство, а планета Земля начала очищаться от тех же парниковых газов с достаточно большой скоростью из-за вынужденного карантина, запрета на перемещения и ограничений функционирования экономики?

Актуальность угрозы Зелёной сделки именно для газовой отрасли обусловлена тем, что именно этот энергоноситель Россия поставляет на европейский рынок в относительно мало конкурентной среде. Во-первых, 40% всего импортируемого в ЕС газа – российского происхождения; во-вторых, $\frac{3}{4}$ всего импорта природного газа на рынок ЕС поставляют всего три страны – Россия, Норвегия и Алжир¹⁴. Плюс к этому Россия наращивает объёмы экспорта сжиженного природного газа (СПГ) в ЕС. Таким

¹⁴ Eurostat (2020), Shedding light on energy in the EU, Eurostat, URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/> (дата обращения 02.07.2020)

образом, Россия крайне чувствительна к изменению спроса со стороны стран ЕС на природный газ.

КОНЦЕПЦИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ООН И ЗЕЛЁНАЯ СДЕЛКА ЕС

Современный мир активно входит в Индустрию 4.0 с её самообучающимися киберфизическими системами, искусственным интеллектом и фокусировкой на обработке и обладании информацией, её защите. По сути эти процессы должны привести к ещё большей активизации индустрии, производства, но уже с меньшим участием людей для большего и более качественного удовлетворения их потребностей.

И с таким активным развитием производства, урбанизации, ростом населения и его благосостояния, окончательным распадом колониальной системы со второй половины XX века регулярно в обсуждении международных и региональных организаций появлялись вопросы экономического равенства стран, регионов и их жителей; оптимального использования ограниченных ресурсов Земли и охраны экологии; сохранения стабильности социальных и культурных систем. Именно поэтому современный международный бизнес много внимания уделяет вопросам корпоративной социальной ответственности, региональные международные организации создают планы действий для своих участников согласно ключевой повестке, а мировая экономика и все правительства ориентируются в своей деятельности на новый пакет глобальных целей устойчивого развития – 17 целей устойчивого развития (ЦУР), содержащихся в соответствующем документе ООН 2015 года.

Шесть ЦУР из Повестки дня ООН непосредственно касаются вопросов экологии (цель 6: чистая вода и санитария, цель 7: недорогостоящая и чистая энергия; цель 12: ответственное потребление и производство; цель 13: борьба с изменением климата; цель 14: сохранение морских экосистем; цель 15: сохранение экосистем суши), делая эти вопросы крайне важными для благосостояния и даже выживания всего человечества.

В 2015 году были приняты важнейшие экологические международные руководства - Повестка дня ЦУР и Парижское соглашение по климату. После этого Европейский союз (ЕС) активизировал действия по улучшению экологии в регионе. В 2019 году это привело к объявлению амбициозной цели – стать климатически нейтральным континентом, причем первыми на планете, к 2050 году. У программы есть промежуточные контрольные точки – 2030 и 2040 годы. В данном исследовании мы остановились на периоде до 2030 года как максимально проработанного с точки зрения планов и приближенного к сегодняшнему дню.

Европейская комиссия презентовала Европейскую Зелёную сделку – новую стратегию роста для трансформации ЕС в современную ресурсоэффективную и конкурентную экономику с нулевыми выбросами парниковых газов к 2050 году, независимым от ресурсов экономическим ростом, где «никто не оставлен позади» (справедливый переход)¹⁵ в декабре 2019 года.

Автор также расценивает Европейскую Зелёную сделку как логическое продолжение политики обеспечения энергобезопасности Европы путем дифференциации источников энергоресурсов. На это был направлен Третий Энергопакет ЕС, ограничивающий монополии поставщиков. ЕС расширяет использование новых энергоресурсов – шельфовой нефти, сжиженного природного газа (СПГ) вместо крайне негативно влияющего на экологию угля. Более того повсеместно развиваются проекты ВИЭ, которые и составляют основную угрозу для поставщиков нефти и газа в Европейский регион.

Зелёная сделка включает в себя в области энергетики более широкое использование чистых источников – атомной и гидроэнергетики, и альтернативных

¹⁵ The European Green Deal (2019), Communication from the commission, European Commission COM (2019) 640 final, European Commission, Brussels, Belgium.

источников - соляных панелей, ветровых установок, гидротермальных источников и других. Но энергетический переход (от углеводородной и загрязняющей к чистой энергетике с нулевыми выбросами) включает в себя и модернизацию инфраструктуры – использование «умных» систем энергопотребления, контроля и учёта расхода энергоносителей; переустройство экономики с учётом новых потребностей создания ВИЭ станций, поиска места для них и постепенного введения в энергоснабжение децентрализованных сетей smart grid.

Именно поэтому Зелёная сделка с одной стороны является угрозой для продавцов природного газа, а с другой не говорит о полной тотальной и быстрой декарбонизации экономики ЕС.

Зелёная сделка прежде всего предполагает самые значительные преобразования в энергетическом, транспортном и агропромышленном секторах. Энергетика включит «чистую» электрификацию, транспорт без выхлопов, термоизоляцию зданий и переход на чистые источники энергии. Последний пункт напрямую составляет проблему для российского и ближневосточного экспорта. Ведь в этих странах до 70% выручки в валюте приходит от продажи энергоресурсов.

Европейская экономика делится на два кластера по их степени отношения к Зелёной сделке и инициативам в области чистой экономики в целом. Авторы этой концепции создали её в 2018 году до объявления Зелёной сделки и не составили исключений¹⁶, автор этой статьи добавляет в кластеры некоторые страны. Первый из них – западноевропейские страны (за исключением Ирландии и Люксембурга, но включая балтийскую Латвию), которые сфокусированы на скорейшей замене углеродных источников энергии на возобновляемые, сокращение использования атомной энергии. Второй объединяет восточноевропейские страны и страны Балтии, исключая Латвию, плюс Люксембург и Ирландия. Представители второго кластера больше концентрируются на диверсификации импортеров энергоресурсов и на развитии собственных источников, в том числе включая ВИЭ. Плюс к тому представители второго кластера (как и представители первого, например, Германия) постоянно ищут разнообразия как в географическом разрезе (поставки из большего количества стран), так и в товарном (поставки разных видов топлива, включая СПГ как новейшую тенденцию повышения энергобезопасности ЕС).

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ КОНКУРЕНЦИИ НА ГАЗОВОМ РЫНКЕ ЕС

Географическая структура импорта природного газа в ЕС в 2018 г. выглядит довольно сбалансированно (см. табл. 1) с отчётливым доминированием России и Норвегии и достаточно равными долями Алжира, Великобритании и Нидерландов. Данные табл. 1 включают поставки трубопроводного и сжиженного газа. Именно поэтому они отличаются от показателей доли поставок только трубопроводного газа в страны ЕС.

Таблица 1. – Географическая структура импорта природного газа в ЕС

Географическое положение экспортера	Название государства	Объем поставок, млрд. м ³ за год	Доля страновых поставок в общем объеме импорта природного газа в ЕС
внутренние	Великобритания	43,6	8%
	Нидерланды	35,7	7%
внешние	Россия	183,96	36%
	Норвегия	130,8	25%
	Алжир	48,5	9%
	Катар	23,4	4%

¹⁶ Mata Perez, M.E., Scholten, D., Smitg Stegen, K. (2019), “The multi-speed energy transition in Europe: Opportunities and challenges for EU energy security”, Energy Strategy Review, vol.26.

	Нигерия	13,1	2%
	Прочие	45,54	9%

Источник: составлено и рассчитано автором на базе Финансового отчёта ПАО «Газпром» за 2018 год [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/72/692465/gazprom-annual-report-2018-ru.pdf> (дата обращения: 14.07.2020) и Финансового отчёта ПАО «НОВАТЭК» за 2018 год [Электронный ресурс]. URL: http://www.novatek.ru/ru/investors/disclosure/annual_reports/ (дата обращения: 20.07.2020)

Основные потребители трубопроводного газа в ЕС – Германия, Италия, Франция, Нидерланды, Испания. За них и борются поставщики. Именно поэтому, к примеру, Россия строит крупнейший европейский газопровод – Северный поток двух очередей, газопровод для Калининградской области «Минск-Вильнюс-Каунас-Калининград», а также южные газовые артерии – Турецкий поток и Голубой поток. Такое «газовое кольцо» скорее всего будет расширено, т.к. Италия также планирует участвовать в развитии своих газовых хабов. Она вместе со словацкой компанией *Eustream* сделала предложение об инвестициях в объеме 2 млрд евро в адрес «Укртрансгаза». Более того, эксперты Института энергетики при Университете Кельна и международная консалтинговая компания *Frontier Economics*, например, пришли к выводу, что запуск Северного Потока – 2 усилит конкуренцию на рынке газа в ЕС (в пользу России) и снизит цены на спотовом и внутреннем потребительском рынке.

На рынке трубопроводного газа в ЕС наблюдаются политизированные конфликты: например, ограничение и вызванная им недозагруженность газопровода OPAL вследствие применения требований Третьего энергопакета по суду России с Польшей, вся ситуация с поставками газа через территорию Украины. А также усиление санкций США по отношению к российским компаниям для блокировки или задержки строительства Северного потока – 2.

Европейская Комиссия в рамках Энергетического союза и Зелёной сделки ставит задачу расширить или наладить импорт природного газа из Норвегии, Алжира, США, Азербайджана, Туркмении, в перспективе - из Ирака и Ирана. Предусмотрено увеличение доли СПГ, поставляемого в Европу по морю. Разрабатывается концепция совместной системы закупки природного газа для всех стран ЕС.

Поставки из Азербайджана уже увеличены – в 2019 году открыт Трансанатолийский газопровод TANAP, поставляющий газ из Азербайджана в Турцию. По нему, кстати, ПАО «Газпром» может поставлять до 50% газа в Европу, юридических препятствий для этого нет. Проект газопровода EastMed из морской территории Израиля – месторождение «Левиафан» через киприотское месторождение «Афродита», Грецию и интерконнектор «Посейдон» - в Италию находится под серьёзной угрозой из-за противостояния Турции (прежде всего через сопротивление строительству Северного Кипра, де-факто про-турецкой части острова). Проект Южного газотранспортного коридора, который по плану предоставит газ из Ирака и Ирана, включит в себя газопровод TANAP и соединит южноазиатские страны с Европой через Турцию, также находится под большим вопросом.

Для российского трубопроводного газа (и его единственного поставщика ПАО «Газпром») это означает рост конкуренции. Однако для российского экспорта газа в целом ситуация иная. К примеру, действующие проекта ПАО «НОВАТЭК» - «Ямал-СПГ» и «Криогаз-Высоцк» показали взрывной рост экспорта в Европу в 2018 году: 52% прироста поставок за год (больше показали только США – 73% прироста, однако остались на третьем месте по объёму поставок после Катара и России).

Так, доля СПГ в экспорте газа из России в 2019 г. составила 16%, трубопроводного газа – 84%. Но эти цифры включают поставки в азиатский регион. И

именно расширение поставок газа в Азию станет для России залогом компенсации роста конкуренции на европейском рынке.

Дифференциация поставщиков СПГ в ЕС, включая поставки из США в Польшу, например, во многом носит политизированный характер. Это один из способов давления на основного поставщика газа – Россию¹⁷. Такая политика дифференциации поставщиков имеет давнюю историю и характеризует политику энергобезопасности ЕС в целом. Это один из инструментов создания единого высококонкурентного рынка газа для ЕС.

Угроза конкуренции США на рынке ЕС достаточно гипотетическая вследствие нескольких причин. Так, например, мощности сжижения газа в США не позволят заменить и четверти поставок трубопроводного газа из России (более 200 млрд м³ в год). Потребность ЕС в газе составляет ежегодно около 500 млрд м³, это около 370 млн т СПГ (максимум производства СПГ в мире достигнут в Катаре и составляет 77 млн т ежегодно). Транспортировка объема газа, аналогичного объему поставок России в ЕС, из США привела бы к постоянному курсированию 150 танкеров через Атлантический океан. Такого количества танкеров во флоте США нет, более того экологичность такой транспортировки также остается под большим вопросом.

И, наконец, Россия взаимодействует с ЕС в газовой сфере на двух уровнях – уровне международного бизнеса и макрополитическом, т.е. с Еврокомиссией. В первом случае эти отношения давно выстроенные, понятные и сбалансированные. Во втором есть сложности, а Россия часто характеризуется как партнер времен «Холодной войны» - соперник, если не враг.

Таким образом, отношения России и ЕС в газовой сфере являются достаточно стабильными, и конкуренция со стороны других стран усиливаться скорее всего в ближайшее десятилетие не будет, т.к. для этого нет серьезных объективных оснований. Однако политические события могут стимулировать менять структуру поставок в пользу СПГ больше, чем трубопроводного газа.

КЛИМАТИЧЕСКАЯ НЕЙТРАЛЬНОСТЬ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Ещё в 2015 году Европейская Комиссия создала Энергетический союз. Это мегапроект объединения рынка энергии стран ЕС для снижения цен и усиления энергетической безопасности. Сохраняющаяся обособленность энергетики в странах ЕС выражается в разной энергетической политике (например, Германия ориентируется на развитие ВИЭ и отказ от угля, Франция – по-прежнему на АЭС, Польша – на угольные ТЭС), частичная изолированность некоторых стран от газопроводов и линий электропередач соседей (например, островные государства, страны Балтии, Испания, Португалия), самостоятельных договоренностях каждой страны с экспортером энергоресурсов.

Есть в Европе несколько единых энергосистем, например, UCTE – объединенная система Центральной зоны Европы, включая крупнейшие страны ЕС, восточноевропейские и балканские страны, NORDELL – объединенные энергосистемы Швеции, Норвегии, Финляндии, Исландии и восточной части Дании; БРЭЛЛ - Белоруссия – Россия – Эстония – Латвия – Литва, часть энергосистемы СССР. Но это далеко не единая система для всего ЕС.

Такие сложности, например, не позволяют оперативно обмениваться энергией между странами. Так, солнечная энергия сезонно может поступать на север, а энергия ветра – с севера на юг ЕС.

¹⁷ Минчичова В.С. Перспективы получения Польшей статуса газового хаба Европейского союза // Экономика и предпринимательство, 2020 - №7 (120). С. 114-117.

От российского газа почти полностью зависят Финляндия, Эстония, Болгария. Степень введения в этих странах ВИЭ для создания вторичных носителей энергии не позволяет говорить о быстрой замене основного источника. И эти страны, например, относятся ко второму кластеру скептиков Зелёной сделки.

В целом климатическая нейтральность не значит полного отказа от природного газа как источника энергии. Природный газ объективно чище нефти и угля в ТЭС. Потребность ЕС в энергии в ближайшие годы не будет значительно повышаться. Экономический рост ЕС осуществляется при сокращении потребления электроэнергии¹⁸.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Движение к чистой экономике в мире неотвратимо и неизбежно. Это принесёт в национальные экономики значительные изменения: вырастут одни отрасли, перестанут функционировать другие, произойдёт перекавалификация рабочей силы, одни негативные последствия работы электростанций сменятся другими, изменится и цена электричества, появится возможность создавать электричество для своего домохозяйства/производства в ходе использования систем smart grid.

Торговля природным газом – та отрасль, которая находится под угрозой снижения спроса в условиях развития чистой экономики. Значительно меньшие выбросы в атмосферу при сжигании газа делают его более предпочтительным с точки зрения климатической нейтральности, чем нефть, нефтепродукты и каменный и бурый уголь. Однако полного нуля вредных выбросов добиться сложно.

Автор придерживается идеи, что конкретно на рынке Европы резкого перехода от углеродной экономики к зелёной не произойдёт. Однако плавный переход от «чёрной», построенной на угле и нефти к «голубой», базирующейся в большей степени на природном газе, а затем к «зелёной» весьма вероятен.

Более того, автор предлагает сценарий кластеризации энергетического перехода стран ЕС к зелёной экономике. Так, страны первого кластера быстрее перейдут к ВИЭ как основному источнику энергии, используя природный газ как страховку от перебоев с энергоресурсами, довольно быстро уходя от использования угля на ТЭС. Страны второго кластера перейдут на экономику, базирующуюся больше на природном газе, чем на нефти и угле при одновременном вводе ВИЭ, однако не в большом масштабе, а, например, по требованиям программ Европейской Комиссии.

Конкуренция на европейском рынке газа будет ужесточаться из-за снижения потребления энергии в целом, расширения количества поставщиков и увеличения товарной номенклатуры углеводородных энергоресурсов, в частности, за счёт СПГ. Для России это значит значительную угрозу падения и физических объёмов и стоимостных. Падение вторых в краткосрочном периоде усилится и за счёт снижения цены на природный газ на спотовых рынках.

ЛИТЕРАТУРА:

1. European Commission (2019) The European Green Deal Roadmap – key actions, 2019, URL: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication-annex-roadmap_en.pdf (дата обращения 01.07.2020)
2. Eurostat (2020), Shedding light on energy in the EU, Eurostat, URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/> (дата обращения 02.07.2020)
3. Mata Perez, M.E., Scholten, D., Smitg Stegen, K. (2019), “The multi-speed energy transition in Europe: Opportunities and challenges for EU energy security”, Energy Strategy Review, vol.26.

¹⁸ Кавешников Н.Ю. Европейский союз: экономический рост без роста энергопотребления? // Научно-аналитический вестник ИЕ РАН, 2018 - №4.

4. The European Green Deal (2019), Communication from the commission, European Commission COM (2019) 640 final, European Commission, Brussels, Belgium.
5. Кавешников Н.Ю. Европейский союз: экономический рост без роста энергопотребления? // Научно-аналитический вестник ИЕ РАН, 2018 - №4.
6. Минчичова В.С. Перспективы получения Польшей статуса газового хаба Европейского союза // Экономика и предпринимательство, 2020 - №7 (120). С. 114-117.
7. Финансовый отчёт ПАО «Газпром» за 2018 год [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/72/692465/gazprom-annual-report-2018-ru.pdf> (дата обращения: 14.07.2020)
8. Финансовый отчёт ПАО «НОВАТЭК» за 2018 год [Электронный ресурс]. URL: http://www.novatek.ru/ru/investors/disclosure/annual_reports/ (дата обращения: 20.07.2020)

Развитие производства этилен-пропилен-диеновых каучуков в ПАО «Уфаоргсинтез»
(Development of the production of ethylene-propylene-diene rubbers in PJSC “Ufaorgsintez”)

Прищепова Екатерина Викторовна¹, Каширин Николай Павлович²,

Имамутдинова Флюра Михайловна³,

¹Начальник управления по качеству, ²Первый заместитель генерального директора по производству, ³начальник лаборатории контроля качества продукции производства этиленпропиленового каучука управления по качеству

ПАО «Уфаоргсинтез»

Руководитель: генеральный директор ПАО «Уфаоргсинтез» Дудников Ю.В.

АННОТАЦИЯ

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований синтеза и опытно-промышленной наработки шести новых марок синтетических каучуков этилен-пропиленовых тройных (СКЭПТ) с третьим мономером этилиденнорборненом, проведенных в ПАО «Уфаоргсинтез». Показано, что образцы новой продукции обладают повышенными потребительскими свойствами. Их технические характеристики определяются специально разработанными и утвержденными Техническими условиями и соответствуют высококачественным зарубежным аналогам: Keltan (Lanxess, ФРГ), Nordel (Dow Chemical Company), Dutral, Royalen. При этом, наработка продукции была освоена на существующей промышленной установке производства каучуков без изменения технологической схемы.

ABSTRACT

This paper presents the results of laboratory studies of the synthesis and experimental-industrial development of six new brands of synthetic rubbers ethylene-propylene triple (EPDM) with the third monomer ethylidenenorbornene, conducted in PJSC “Ufaorgsintez”. It is shown that samples of new products have increased consumer properties. Their technical characteristics are determined by specially developed and approved Technical specifications and correspond to high-quality foreign analogues: Keltan (Lanxess, Germany); Nordel (Dow Chemical Company), Dutral, Royalen. At the same time, the manufacture of products was mastered at the existing plant for the production of EPDM without changing the technological scheme.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Этилен-пропилен-диеновые каучуки (СКЭПТ), Дициклопентадиен, 2-этилиден-5-норборнен, лабораторные исследования, опытно-промышленная установка.

KEYWORDS

Ethylene-propylene-diene rubbers (EPDM), Dicyclopentadiene, 2-ethylidene-5-norbornene, laboratory researches, pilot plant.

ПАО Уфаоргсинтез производит ряд уникальных продуктов органического синтеза, которые не имеют аналогов в России. К такой продукции, с полным правом, можно отнести синтетический каучук этилен-пропилен-диеновый (СКЭПТ), который находит применение во многих отраслях промышленности.

ПАО «НК» Роснефть», в состав которой с октября 2016 года входит Общество Группы ПАО «Уфаоргсинтез», видит своей задачей поддержание высокого технологического и технического уровня эксплуатируемых процессов, постоянное совершенствование ассортимента выпускаемой продукции и, в частности, обеспечение потребителей высококачественными аналогами импортного СКЭПТ собственного производства, и делает уверенные шаги в этом направлении.

Этилен-пропиленовые каучуки (ЭПК) представляют собой сополимеры этилена с пропиленом (СКЭП) или терполимеры этих двух мономеров с несопряженным диеном (СКЭПТ). В качестве диена чаще всего используют этилиденнорборнен, реже – дициклопентадиен, 1,4-гексадиен и метилтетрагидроинден. ЭПК относятся к широко востребованным продуктам во многих отраслях промышленности. По объему потребления этилен-пропиленовые каучуки занимают 4-е место после бутадиенстирольного, изопренового и бутадиенового эластомеров. В настоящее время в мире производят несколько сот различных марок этилен-пропиленовых каучуков [1].

ЭПК широко применяются в различных сферах, как отдельно, так и в сочетании с другими материалами. Благодаря доступности исходного сырья и высокому качеству вулканизатов, этилен-пропиленовый каучук занимает ведущее место среди синтетических каучуков. Различные марки ЭПК можно охарактеризовать как недорогие каучуки общего назначения с высокими эксплуатационными показателями, в большинстве случаев заменяющие дорогостоящие специальные каучуки.

ЭПК используется как уплотняющий и изолирующий материал, например, в уплотнениях стекол и входных дверей, в радиаторах, садовых и бытовых шлангах и трубках. Из этого материала изготавливаются различные прокладки, ремни, электрическая изоляция, уплотнительные кольца, тепловые коллекторы для солнечных панелей и мембраны, окружающие диффузор динамиков. ЭПК используются как компаунд для водостойких кабельных соединений, для изготовления геомембран.

Этилен-пропиленовые каучуки широко востребованы в автомобильной промышленности. В этой сфере они используются для изготовления уплотнителей автомобильных дверей, окон, багажника и капота, различных шлангов, трубок, прокладок в двигателе и вспомогательных системах. ЭПК применяются в тех случаях, когда необходимо избежать применения силикона, например в промышленных респираторах, предназначенных для работы в покрасочных камерах.

Анализ структуры потребления каучуков СКЭПТ в России показал [2], что подавляющее большинство производителей резино-технических изделий (РТИ) используют каучуки с третьим мономером этилиденнорборненом, так как они имеют улучшенную химическую структуру, которая обеспечивает технологические и экономические преимущества на всех стадиях производства и потребления продукта. В таблице 1 приведены сравнительные характеристики СКЭПТ с ДЦПД и ЭНБ в качестве третьего мономера.

Таблица 1. – Сравнительная характеристика каучуков с ЭНБ и ДЦПД.

№ п/п	СКЭПТ с этилиденнорборненом (ЭНБ)	СКЭПТ с дициклопентадиеном (ДЦПД)
I ПЕРЕРАБОТКА		
1	Скорость вулканизации	
	Высокая. В 2-4 раза выше, чем СКЭПТ с ДЦПД и составляет 10-20 минут. Это наиболее специфическая характеристика данного каучука (следствие высокой реакционной способности атома водорода, находящегося в α -положении по отношению к двойной связи).	Низкая. 40 и более минут при температуре 150 °С. Связано с различием в строении двух мономеров и разным расположением атомов водорода при атомах углерода С в sp^2 гибридизации. Обе двойные связи в ДЦПД имеют практически одинаковую реакционную способность.
2	Потребительский спрос	
	Практически все потребители этиленпропилендиеновых каучуков перешли на использование каучука с третьим мономером ЭНБ из-за более низких энергозатрат при переработке и меньшей разветвленности полимера. По данным опроса рынка 85-90 % потребителей применяют каучук с ЭНБ.	10-15 % потребителей продолжают использовать каучук с ДЦПД (параллельно перерабатывая и каучук с ЭНБ или из-за отсутствия возможности обновить оборудование).
3	Органолептические свойства	

	Отсутствует специфический запах третьего мономера и органических растворителей. Запах незначительный и нерезкий.	Это проблема каучука с ДЦПД. Потребитель периодически указывает на интенсивный и неприятный запах.
4	Возможность гранулирования	
	По данным иностранных производителей гранулированию подлежит каучук с содержанием этилена 67 % и выше, при этом показатели физико - механических характеристик соответствуют требованиям нормативных документов.	Нет информации о гранулированном каучуке с третьим мономером ДЦПД.
5	Стойкость к окислению	
	Оба каучука стойки к окислению, но по литературным данным каучук с ЭНБ считается более стойким.	
II Процесс производства		
6	Реакционная способность	
	Высокая. Сопряженная связь ЭНБ более реакционно способная, чем аналогичная связь ДЦПД. Присоединение других мономеров происходит в результате открытия двойной связи бициклопентенового кольца. Оставшаяся двойная связь после сополимеризации тоже более активна, что и сказывается на отличии двух каучуков при дальнейшей вулканизации (пункт 1 данной таблицы).	Значительно ниже, чем при производстве каучука с ЭНБ. Хотя связь тоже сопряженная, но в силу отличия строения колец, активность ниже. Оставшаяся двойная связь, как и первая, медленно вступает в реакцию при дальнейшей вулканизации каучука.
7	Конверсия	
	Высокая.	Ниже, чем при производстве каучука с ЭНБ.
8	Образование гелей	
	Гелей практически не наблюдается. Включений также значительно меньше, чем при производстве каучука с ДЦПД.	Большое образование гелей за счет более разветвленной структуры мономера. Это является мешающим фактором при переработке, поступают претензии от потребителей. Наличие гелей ухудшает свойства материала в процессе переработки, затруднен процесс экструзии.

Таким образом, развитие производства этилен-пропилен-диеновых каучуков в ПАО «Уфаоргсинтез» с целью повышения эффективности действующего производства синтетического каучука за счет совершенствования технологической схемы и ассортимента выпускаемой продукции, является актуальной научно-технической задачей, решение которой имеет большое практическое значение, как в рамках программы импортозамещения, так и повышения качества производимого продукта.

В ПАО «Уфаоргсинтез» в настоящее время эксплуатируется производственная установка, на которой получают этилен-пропилен-диеновый каучук с использованием катализатора Циглера Натта.

Данная установка предназначена для выпуска синтетического этилен-пропилен-диенового каучука базовых марок и каучуков специального назначения.

В 2019 году центром научно-технологических компетенций управления по качеству ПАО «Уфаоргсинтез» (ЦНТК) спланирован и осуществлен комплекс научно-исследовательских работ, направленных на формирование современного ассортимента синтетического этилен-пропилен-диенового каучука в производстве. На опытной лабораторной установке успешно проведены эксперименты по сополимеризации этилен-пропилен-диенового каучука с заменой третьего мономера дициклопентадиена на этилиденнорборнен. Общий вид лабораторной установки представлен на фотографии 1.

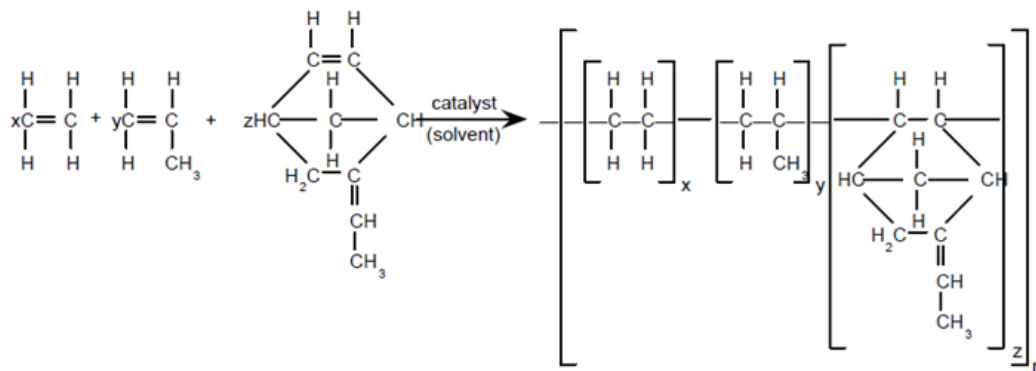


Фото 1. Опытная лабораторная установка процесса сополимеризации

Целью данной работы являлось изучение зависимостей влияния отдельных параметров: содержания этилена, пропилена и третьего мономера 2-этилиден-5-норборнена, на состав каучука и режим процесса сополимеризации. Для конкретизации исследовательских задач, перед началом работ был проанализирован ряд импортных образцов каучуков и определены ключевые характеристики, необходимые рынку.

Были выбраны режимы проведения экспериментальных процессов, сопоставимые с технологическим режимом существующей установки производства синтетических каучуков.

Химизм реакции получения ненасыщенного (тройного) сополимера с ЭНБ может быть представлен следующей схемой:



Дозировку оксихлорида ванадия и затем сесквиэтилалюминийхлорида проводили после установления постоянного давления в реакторе. После окончания подачи каталитического комплекса режим поддерживали в течение 20 минут для получения одинаковых условий полимеризации, после чего производили дезактивацию каталитического комплекса, сливая полимер из реактора в этиловый спирт, промывали горячей водой при температуре 90 °С, после чего каучук высушивали в сушильном шкафу при температуре 70 °С до постоянной массы.

Определение массовой доли пропиленовых звеньев в полимере проводили на ИК-спектрометре Varian 660-IR по методике выполнения измерений «Определение массовой доли пропиленовых звеньев в полимере и каучуке СКЭПТ на ИК-спектрометре Varian 660-IR».

Большинство исследователей считают, что относительные активности этилена и пропилена в присутствии третьего мономера не меняются. Но взаимодействие активного

центра с диеном приводит к изменению его природы, что, естественно, изменяет скорость вхождения этилена и пропилена в полимерную цепь. Степень этих превращений зависит как от концентрации диена, так и от его реакционной способности [3]. Поэтому, при проведении сополимеризации, меняли содержание ЭНБ в исходной смеси.

Таблица 2. - Результаты анализа и условия получения каучука с использованием в качестве третьего мономера ЭНБ

Условия процесса сополимеризации							Результаты испытаний каучука			
ЭНБ в бензине, моль	C ₂ H ₄ , моль	C ₃ H ₆ , моль	C ₃ H ₆ /C ₂ H ₄	Температура реакции, t, °C	Температура реакции после подачи оксихлорида ванадия, t, °C	Δt, °C	Содержание сухого остатка, %	Содержание ЭНБ, %	Содержание C ₃ H ₆ , %	Выход каучука, г
0,11	1,00	3,00	3,00	26,6	34,2	7,6	4,7	2,74	46	408
0,11	1,00	3,00	3,00	29,5	34,1	4,6	4,7	3,19	49	463
0,11	1,00	3,00	3,00	31,6	34,5	2,9	4,2	2,91	50	472
									ср	447
0,16	1,00	3,00	3,00	26,3	31,6	5,3	4,0	4,98	44	399
0,16	1,00	3,00	3,00	28,7	33,2	4,5	4,1	5,52	45	415
0,16	1,00	3,00	3,00	30,0	33,8	3,8	4,3	5,82	45	407
									ср	407
0,35	1,00	3,00	3,00	26,6	31,3	4,7	3,6	7,9	33,5	449
0,35	1,00	3,00	3,00	28,3	31,9	3,6	3,3	8,4	30,6	399
0,35	1,00	3,00	3,00	29,2	32,2	3,0	3,1	9,3	27,6	389
Среднее значение:										412

Анализ результатов лабораторных исследований показал, что при получении каучука с мономером ЭНБ:

1. скачок температуры при подаче катализатора и сокатализатора не более чем 8 °C, что не выше, чем при работе с ДЦПД;
2. выход каучука сопоставим с выходом каучука с ДЦПД;
3. ЭНБ в тех же пределах уменьшает содержание пропилена в каучуке, как и ДЦПД;
4. при увеличении содержания пропилена в каучуке с ЭНБ выход продукта также увеличивается, при увеличении пропилена в каучуке с ДЦПД – выход снижается.

В таблице 3 приведены характеристики опытных партий каучука, полученного на лабораторной установке.

Таблица 3. – Основные характеристики опытных партий каучука с ЭНБ, наработанных на лабораторной установке

Показатели качества	СКЭПТ-40, аналог Dutral 4044		СКЭПТ-4038, аналог Dutral 4038	
	Норма	Факт	Норма	Факт
Массовая доля ЭНБ-звеньев, %	4±0,5	4,2	4±0,5	3,9
Потери массы при сушке, %	не более 0,5	0,3	не более 0,7	0,5
Массовая доля золы, %	не более 0,3	н/о*	не более 0,3	н/о**
Массовая доля пропиленовых звеньев, в пределах, % масс.	35±2	33	27±2	30
Вязкость по Муни МБ, 1+4 (100 °C)	44±2	44	-	-

Вязкость по Муни МБ, 1+4 (125 °C)	-	-	60±2	62

*показатель не определяли в виду отсутствия возможности достаточной отмывки от солей ванадия;

**показатель не определяли из-за малого количества полученной пробы и в виду отсутствия возможности достаточной отмывки от солей ванадия.

После проведения успешных опытных лабораторных испытаний Руководством компании было одобрено предложение ПАО «Уфаоргсинтез» о наработке опытно-промышленных партий каучуков СКЭПТ-Э с третьим мономером ЭНБ, что и было осуществлено в IV квартале 2019 года на установке по производству этилен-пропиленового каучука предприятия.

За период ОПН было наработано 6 основных марок каучуков СКЭПТ-Э-50, СКЭПТ-Э-60, СКЭПТ-Э-70, СКЭПТ-Э-80, СКЭПТ-Э-90, СКЭПТ-Э-100, определенных ТУ 20.17.10-100-05766563-2019 «Каучук этилен-пропилен-диеновый СКЭПТ-Э. Технические условия», и 12 подвидов марок по группам (всего 30 партий), соответствующих требованиям указанного нормативного документа.

Наработанные марки соответствуют шести импортным аналогам (Royalen 575, Nordel 4760P, Keltan 5470C, Nordel 4570, Keltan 8550C, Suprene S553). Вероятность получения других марок каучука не исключается при последующих наработках. Период опытно-промышленной наработки был лимитирован утвержденной программой ОПН и количеством находящегося в наличии ЭНБ. В таблице 6 приведены импортные аналоги полученных марок каучука в период ОПН.



Фото 2. Брикет каучука с ЭНБ и гранулы продукта одной из партий, полученных в период опытно-промышленных испытаний

Таблица 4 - Сравнительная характеристика марок каучука СКЭПТ-Э ПАО «Уфаоргсинтез» с импортными аналогами.

№ п/п	Новое обозначение марки (планируется внести изменение в ТУ по маркировке)	Наименование марки (по ТУ)	Наименование аналога	Показатели качества					
				Вязкость по Муни 1+4 (125 °C)	Вязкость по Муни 1+4 (125 °C), в аналоге	М.д. ЭНБ, %	М.д. ЭНБ, %, в аналоге	М.д. C ₂ , %	М.д. C ₂ , %, в аналоге
1	60605	СКЭПТ-Э-60, группа 2,2	Keltan 5470 C	58	55±5	4,3	4,7±0,5	64	67±3
2	60505	СКЭПТ-Э-60, группа 1,2	Royalen 575	59	60±3	3,1	2,0±0,5	54	55±3
3	60605	СКЭПТ-Э-60, группа 2,2	Nordel 4760 P	62	60±3	4,7	4,9±0,5	64	67±3

4	70507	СКЭПТ-Э-70, группа 1,3	<i>Nordel</i> 4570	74±1,5	70±3	5,3	4,9±0,5	54	50±3
5	80507	СКЭПТ-Э-80, группа 1,3	<i>Keltan 8550</i> C	84±2	80±5	5,6	5,5±0,5	55	55±2
6	100507	СКЭПТ-Э-100 группа 1,3	<i>Suprene S</i> 553	96±0,5	85-95	5,1	3,5-5,5	59	59-65

Таким образом, в результате проведенной опытно-промышленной наработки каучука с третьим мономером этилиденнорборненом в ПАО «Уфаоргсинтез», были достигнуты все цели, поставленные изначально, а именно:

- подтверждена возможность промышленного перехода на использование в качестве третьего мономера ЭНБ;
- наработаны опытные партии с различным варьированием содержания, как третьего мономера, так и основных мономеров (этилена и пропилена), а также с различными вязкостными характеристиками. Все партии в период ОПН соответствовали требованиям ТУ 20.17.10-100-05766563-2019 «Каучук этилен-пропилен-диеновый СКЭПТ-Э. Технические условия»;
- в период ОПН разработаны и испытаны методики выполнения измерений показателей качества нового продукта, освоен спектральный метод определения ЭНБ-звеньев, проведены физико-механические испытания всех наработанных партий. В настоящее время осваивается более совершенная методика определения гелей (она была представлена одним из потребителей, особое внимание уделяющим этому важному для переработчиков показателю);
- получены аналоги импортных марок каучука, проведены сравнительные испытания наработанных марок и их импортных аналогов.

После составления отчета о проведении ОПН, получения положительных результатов, отправки образцов произведенных марок каучука большинству переработчиков СКЭПТ России, Руководством Компании было принято решение о проведении Круглого стола переработчиков СКЭПТ. В данном мероприятии, состоявшемся 10 февраля 2020 года в г. Уфа (Республика Башкортостан), приняли участие 16 компаний переработчиков. Крупные компании выразили потенциальную готовность заменить до 50 % объема импортируемого СКЭПТ на аналогичную по характеристикам продукцию ПАО «Уфаоргсинтез». По общему мнению всех участников, СКЭПТ с использованием ЭНБ в качестве третьего мономера является более интересным и востребованным продуктом, как на отечественном рынке, так и за рубежом.

Таким образом, дальнейшая проработка ПАО «Уфаоргсинтез» вопроса о возможности перехода на использование ЭНБ в производстве СКЭПТ является целесообразной и приоритетной задачей для ПАО «НК «Роснефть» и ПАО АНК «Башнефть». При этом нельзя отказываться и от существующей технологии производства этилен-пропилен-диенового каучука с третьим мономером ДЦПД, так как часть компаний продолжают перерабатывать такой каучук, и изделия из него также остаются востребованными на российском рынке.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бурганов Т.Г. Совершенствование технологии производства СКЭПТ. Автореферат канд. диссер.- КГТУ, Казань, 2005г.
2. Аксенов В.И., Золотарев В.Л. VIII Всероссийская конференция «Каучук и резина – 2018: традиции и новации», г.Москва.
3. Синтетический каучук. Под редакцией Гарманова И.В., 2-е изд. перераб. – Л.: Химия, 1983г.

Экономический анализ освоения шельфовых месторождений в Арктике
(Economic analysis of offshore development in the Arctic)

Прокофьев Виктор Анатольевич

Студент

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: к.э.н., доцент Пельменева А.А.

АННОТАЦИЯ

Проблема поддержания добычи на устойчивом уровне для обеспечения стабильных поставок углеводородов и поддержания конкурентоспособности на мировом рынке порождает необходимость освоения новых месторождений. Освоение российского континентального шельфа позволит сохранить и даже увеличить уровень добычи углеводородов, однако морские проекты имеют ряд особенностей, которые необходимо учитывать при планировании проектов разработки. Освоение шельфа является стратегически важной задачей, что требует повышенного внимания государства к проектам. Прежде всего, это касается государственного контроля и государственной поддержки. Направление государственных инвестиций в проекты должно основываться на показателях экономической эффективности проектов (ЧДД, ИД). Кроме этого, обустройство месторождений вне материка приводит к повышенным экологическим рискам, которые важно грамотно оценить и создать необходимые резервы.

ABSTRACT

The challenge of maintaining production at a sustainable level to ensure a stable supply of hydrocarbons and maintain competitiveness in the global market creates the need to develop new fields. The development of the Russian continental shelf will allow to preserve and increase the level of hydrocarbon production, but marine projects have a number of features that need to be taken into account when planning development projects. The development of the shelf is a strategically important task, which requires increased attention of the state to projects. First of all, it concerns state control and state support. The direction of public investment in projects should be based on project economic efficiency indicators (NPV, PI). In addition, the development of deposits outside the mainland leads to increased environmental risks, which are important to properly assess and create the necessary reserves.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Месторождения углеводородов на шельфе, показатели эффективности, мультипликатор инвестиций, экологический контроль, экологический ущерб.

KEYWORDS

Offshore hydrocarbon deposits, efficiency indicators, investment multiplier, environmental control, environmental damage.

Российская Федерация обладает богатыми запасами нефти и газа. На 1.01.2020г. запасы AB1C1 составляют - нефти 18,5 млрд. т., конденсата 2,3 млрд. т., газа 49,5 трлн. м³. Основные скопления сосредоточены в арктической зоне, Восточной и Западной Сибири, Европейской части и на континентальном шельфе.

В пересчете на условное топливо извлекаемые запасы углеводородов континентального шельфа составляют 98,7 млн. т. у. т.

На шельфе содержится четверть запасов нефти и половина запасов газа России. Распределены они следующим образом: Баренцево море — 49%, Карское — 35%,

Охотское — 15%. И лишь менее 1% находится в Балтийском море и на нашем участке Каспия.

В ближайшем будущем возрастет значимость освоения углеводородов континентального шельфа России. Проблема поддержания добычи на устойчивом уровне для обеспечения стабильных поставок углеводородов и поддержания конкурентоспособности на мировом рынке порождает необходимость освоения новых месторождений. Добыча осуществляется преимущественно на материковой части России. Одновременно ведется разработка месторождений, сосредоточенных в отдаленных районах нашей страны, в т.ч. на континентальном шельфе.

Реализация проектов на шельфе во многом зависит от уровня инновационно-технологического развития, и кроме прямых экономических эффектов требует оценки дополнительных эффектов (экологических, региональных (социальных) и геополитических).

Проведение оценки шельфовых проектов должно основываться на следующих принципах:

- комплексности, полноты и достоверности информации, сопоставимости результатов;
- ранжирование участков недр на континентальном шельфе с учетом технико-технологической, социально-экономической и экологической эффективности;
- приоритетности социальных и экологических эффектов от реализации;
- оценке и управлению рисками, применением метода страхования.

Использование традиционных инструментов инвестиционного анализа при оценке эффективности проектов на шельфе должно обязательно дополняться анализом социальных и экологических последствий. Общая методология оценки основана на проектном анализе в нефтегазовой сфере с усилением важности некоторых разделов с учетом сложности их оценки.

Н.А. Волынская и М.Х. Газеев отмечают уникальность проектов освоения углеводородов на континентальном шельфе, обусловленную особенностями геологического строения недр и морского расположения (вне суши). Все и каждый проект являются инновационными в том смысле, что оборудования создается под проект, в процессе его создания привлекается множество экспертов из разных отраслей, что в конечном итоге способствует их росту и развитию национальной экономики. В связи с стратегической важностью шельфовых месторождений и инновационным характером компаний-разработчиков месторождений должна осуществляться поддержка проектов со стороны местных властей и федерального центра, а также контроль каждой фазы для недопущения чрезвычайных ситуаций.

Ограниченность бюджетных средств снижает возможность финансирования нескольких крупных проектов одновременно, в связи с этим актуально проведение оценки эффективности проектов для определения наиболее значимых и в то же время жизнеспособных. Эффективность проекта разработки месторождения определяется соотношением затрат и прибыли, полученных от реализации добытого сырья.

В качестве основного критерия при определении экономической эффективности используется чистый дисконтированный доход (ЧДД).

Освоение месторождений на шельфе носит комплексный характер, поскольку в реализации задействовано множество организаций из разных отраслей экономики. Помимо прямого эффекта (в виде вклада в ВВП нефтегазового комплекса и получения ЧДД государством в виде налогов, платежей), достигается многократный рост ВПП в силу действия эффекта мультипликатора [2, С.318-344]. Данное положение важно учитывать при выборе направлений государственных инвестиций в пользу нефтегазовой отрасли, поскольку она имеет наиболее высокий мультипликатор.

На перспективу до 2050-2100гг. актуальным является освоение шельфовых нефтегазовых месторождений для удовлетворения внутренней потребности в энергоресурсах и их экспорте.

Для успешной реализации проектов разработки шельфовых месторождений, в частности Баренцева моря, имеются следующие предпосылки: благоприятный состав сырья, что снижает затраты по подготовке и очистке газа; низкие температуры в регионе позволяют сократить затраты на сжижение; отсутствие транзитных стран при транспортировке повышает надежность поставок; наличие атомного флота обеспечивает круглогодичные поставки. Примечательно, шельфовые проекты на Западе страны (рис. 1) располагаются вблизи трубопровода Северный поток 2, что позволит обеспечить его загрузку, а также дальнейший транспорт по территории России в рамках ЕСГ.

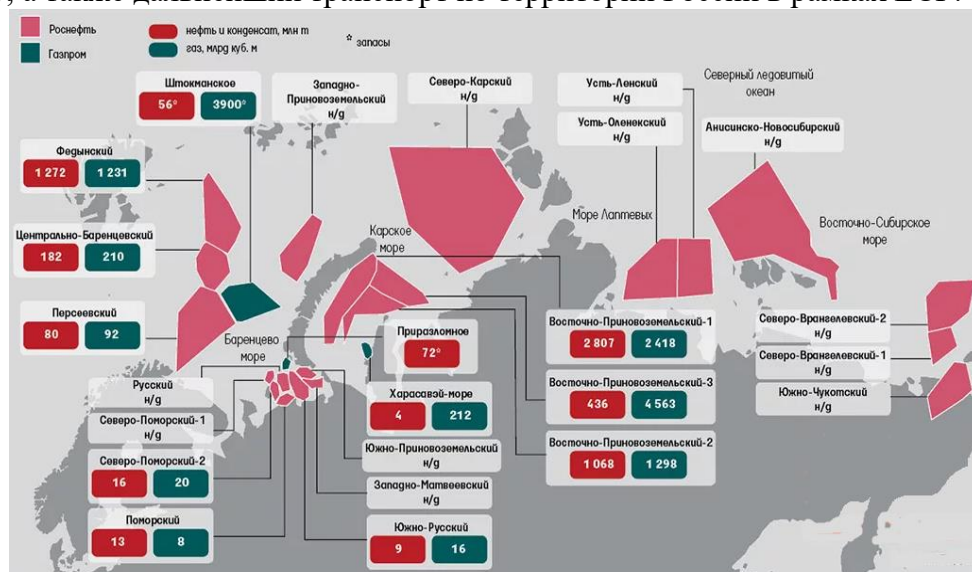


Рисунок 1. - Месторождения углеводородов на российском шельфе Арктики (составлено по данным пресс-релизов компаний ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть»)

Для обоснования стратегической важности шельфовых месторождений, прежде всего арктических, был проведен анализ эффективности ряда проектов. Оценка стоимости месторождений проводилась на основе технико-экономических показателей разработки (взяты по объектам аналогам на материке и скорректированы на время плановых ремонтов и др. особенностей деятельности на шельфе), а также параметров, характеризующих условия рынка и налогообложение нефтегазового сектора (цена реализации, доля товарной продукции в общем объеме добываемого сырья, ставок налогов и платежей).

Расчет выполнен путем дисконтирования денежных потоков. Ставка дисконта кумулятивным методом, в качестве базовой ставки принята 10%, надбавка за риск деятельности в новых районах добычи принята в размере 5% [1, С.29], т.е. ставка дисконта 15%. Потоки приведены к началу 2020г., по месторождениям находящимся в эксплуатации потоки наращивались под ставку дисконта. Рассчитанные показатели эффективности представлены в таблице 1.

Таблица 1. – Показатели чистый дисконтированный доход и индекс доходности месторождений (рассчитано автором по данным пресс-релизов компаний)

Месторождение, ЛУ	ЧДД, млн. руб.	Индекс доходности
Штокмановское	3 432 000	1,36
Федьинский ЛУ	225 600	1,29
Восточно-Приноземельский-3	50 420	1,05
Восточно-Приноземельский-2	61 280	1,11
Приразломное	509 280	1,59

Особого внимания при оценке заслуживают экологическая составляющая, так как риск катастроф на море трудно надежно оценить, и соответственно застраховать, но по своим последствиям они столь значительны, что для их ликвидации нужны огромные финансовые ресурсы. Ущерб от загрязнения окружающей среды имеется при принятии управленческого решения любого уровня, особенно учитывая обязанность нефтяных компаний компенсировать все затраты на ликвидацию последствий разлива, которые в условиях рассматриваемых территорий могут быть огромными. В первом приближении величина экологического ущерба ($У_э$) может быть оценена по формуле:

$$У_э = K_э * \bar{q} * t$$

где $K_э$ – ущерб (штраф) от разлива 1 т нефти;

$\bar{q}$ – суточный разлив нефти, т/сут;

t – продолжительность аварии, сут.

Величина удельного экологического ущерба от разлива 1 т нефти ($K_э$) с учетом доступных фактических данных оценивается нами в размере 60 тыс. долларов за 1 т разлитой нефти в случае аварии на континентальном шельфе и 6 тыс. долларов — в случае аварии на суше. Остальные параметры являются случайными величинами. Количественная оценка вероятного экологического ущерба в результате крупной аварии может быть получена с использованием методов имитационного моделирования, в частности метода Монте-Карло. Отметим, что в зависимости от расположения участка недр в той или иной акватории, либо регионе Дальнего Востока вероятность крупной аварии может изменяться от 1–2 % для регионов с развитой инфраструктурой до 8–10 % низкой изученности и тяжелых ледовых условий. Соответственно и продолжительность аварии может изменяться по регионам от нескольких суток до 5–6 месяцев.

Риски приобретают особое значение для проектов на шельфе с ледовыми условиями, поскольку многие используемые технологические решения впервые проходят апробацию. Уместно отметить, что катастрофа в Мексиканском заливе обошлась BP в \$41,8 млрд., что сопоставимо с годовой прибылью компании ПАО «Газпром».

Добыча на шельфе строго контролируется государством, кроме того существуют законодательные требования к оборудованию. Ст. 48.1 Градостроительного кодекса РФ ледостойкие платформы и некоторые другие объекты инфраструктуры необходимые при разработке шельфовых проектов относятся к особо опасным, технически сложным и уникальным объектам, что порождает необходимость экспертизы проектной документации и иные повышенные требования.

Шельф Баренцева моря является одним из перспективных районов углеводородов. На этой территории открыто более 10 месторождений нефти и газа. По разведанным запасам шельф Арктики опережает крупные месторождения Северного моря.

Разработка морских месторождений позволит России обеспечить гарантированное снабжение народного хозяйства нефтью и газом, а также способствует формированию доходов федерального бюджета и притоку в страну валютной выручки.

Таким образом, обоснование государственной политики в области освоения минерально-сырьевой базы шельфовых месторождений, требует количественной оценки и учета возможных экологических последствий и мультипликативных эффектов в экономике страны с целью максимизации темпов ВВП.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Герт А.А., Супрунчик Н.А. Стоимостная оценка нефтегазовых месторождений и участков недр. Учебно-методическое пособие. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: ГеоИнформМарк, 2010, 195 с.

2. Зубарева В.Д. Финансово-экономический анализ проектных решений в нефтегазовой промышленности – М.: ФГУП «Нефть и газ», 2003. – 392 с., ил.
3. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «НК Роснефть» // ПАО НК Роснефть [Электронный ресурс]. Url: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2018.pdf (дата обращения 13.12.2019)
4. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «Газпром» // ПАО Газпром [Электронный ресурс]. Url: <https://www.gazprom.ru/f/posts/01/851439/gazprom-annual-report-2018-ru.pdf> (дата обращения 13.12.2019)
5. Годовой отчет 2018 Компании ПАО «Газпром нефть» // ПАО Газпром нефть [Электронный ресурс]. Url: https://ir.gazprom-neft.ru/fileadmin/user_upload/documents/annual_reports/gpn_ar18_rus_1909.pdf (дата обращения 13.12.2019)

Модели внедрения технологии блокчейн в индустрии СПГ
(Models for implementing blockchain technology in the LNG industry)
Пшеничный Виталий Михайлович¹, Федорова Виктория Андреевна²

¹Аспирант, ²Ассистент

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В ближайшие десятилетия, благодаря полномасштабному внедрению четвертого энергетического перехода, цифровые технологии сделают энергетические системы во всем мире более устойчивыми, эффективными, надежными, доступными, связанными и интеллектуальными. Традиционно энергетический сектор был одним из новаторов внедрения цифровых решений. Передовые технологии, снижение затрат и повсеместное подключение прокладывают путь для новых возможностей в области производства, транспортировки и потребления энергии. Цифровизация обладает потенциалом для создания новых моделей взаимосвязанных энергетических систем, включая разрушение традиционных границ между спросом и предложением. Учитывая вышесказанное, представляется актуальным рассмотреть перспективы взаимодействия технологии блокчейн и самого быстрорастущего сектора мировой энергетической торговли – индустрии СПГ.

ABSTRACT

In the upcoming decades, because of the full implementation of the fourth energy transition, digital technologies will make energy systems around the world more sustainable, efficient, reliable, affordable, connected and intelligent. Traditionally, the energy sector has been one of the pioneers in introducing digital solutions. Cutting-edge technology, cost reduction and ubiquitous connectivity pave the way for new opportunities in energy production, transportation and consumption. Digitalization has the potential to create new models of interconnected energy systems, including breaking down the traditional boundaries between supply and demand. Given the above, it seems relevant to consider the prospects for the interaction of blockchain technology and the fastest growing sector of the global energy trade - the LNG industry.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Четвертый энергетический переход, цифровизация, технология блокчейн, торговля энергетическими ресурсами, сжиженный природный газ, СПГ

KEYWORDS

Fourth energy transition, digitalization, blockchain technology, energy trading, liquefied natural gas, LNG

Последние события 2020 года, связанные с масштабной пандемией, привели к тому, что многие представители бизнес-среды задумались о внесении изменений в традиционные модели взаимодействия с потребителем. В том числе организации, которые по традиции предоставляли услуги привычным оффлайн-образом, попытались максимально адаптироваться к суровым реалиям. Для цифрового сектора экономики мировая пандемия станет, вероятнее всего, своеобразным трамплином, а вот на оффлайн-сфере она точно окажет негативное, если не сказать губительное воздействие.

В такую удивительную эпоху, когда огромная часть общества пребывает на принудительном карантине или же на самоизоляции по личной инициативе, значение сервисов цифрового типа растет бурными темпами. Интернет – оптимальная площадка

для продолжения работы всех сфер экономики: можно также трудиться, заниматься спортом, заказывать бытовые товары и продукты, а также это возможность поддерживать общение с друзьями и коллегами и даже устраивать совместный онлайн-отдых. Во время распространения вируса страны, потребители и бизнес-организации решили объединить свои усилия, чтобы достичь поставленных целей и выйти из сложившейся ситуации максимально без потерь.

COVID-19 потряс мировое сообщество и оказал драматическое влияние практически на все сектора мировой экономики, в т.ч. и на топливно-энергетический комплекс. Нефтяная и газовая промышленность не являются исключением, и вспышка вызвала шок на рынке спроса, так как карантинные меры и социальное дистанцирование сокращают движение и ежедневные поездки для огромного количества населения каждый день.

Цифровые технологии могут оказать большую помощь нефтегазовым компаниям в современных реалиях. Технологии позволяют оптимизировать операционные процессы и улучшить структуру капиталовложений. Оптимизация технического обслуживания помогает компаниям решать ряд вопросов при планировании и выполнении программ планового технического обслуживания, используя преимущества больших наборов данных (Big Data), инструменты обработки естественного языка, распознавание ошибок и открытый доступ к информации. Например, для демонстрации ценностного предложения в области цифровых технологий во время кризисного периода компании могут использовать комбинацию технологий блокчейна и Big Data, которые, в свою очередь, помогут компаниям оптимизировать свой бизнес.

Нефтегазовые компании всегда использовали технологии. Тем не менее, они медленнее, чем организации в других отраслях, внедряют новейшую волну цифровых преобразований, упуская интегрированную цифровую стратегию, важные возможности и конкретные планы действий. При своевременном стратегическом переходе, в виду современного состояния мировой экономики нефтегазовые компании могут извлечь огромную выгоду из новых данных и аналитики, трансформировать технологические возможности для поддержки новых цифровых инициатив и использовать возможности вновь созданных экосистем для полного использования потенциала цифровых стратегий.

Польза цифровых технологий для нефтегазового бизнеса состоит в следующем:

- 50 % – 60 % сокращения времени и стоимости интерпретации данных.
- Сокращение инженерных часов до 70 % плюс более ценные концепции.
- На 20% – 30% более быстрая доставка углеводородов и более продуктивная добыча.
- Снижение затрат на техническое обслуживание на 20 % – 40 % за счет сокращения времени безотказной работы благодаря использованию цифровых близнецов и профилактике обслуживания.

Весь топливно-энергетический комплекс медленно переходит в область цифровизации, большинство крупных организаций начали активно внедрять технологию блокчейн (особенно, в течение последних двух лет) по причине того, что возможно за ее счет улучшить управленческую систему, безопасность сведений и эффективность в целом. Так 72 % собственников организаций нефтегазового типа уверены, что эта технология способна изменить отрасль [4].

Блокчейн – это список записей, которые называются блоками, связанных посредством криптографии. В каждом из них имеется хеш (структура данных) криптографического типа предыдущего блока, временная отметка и сведения о транзакциях. Это помогает задействовать цепи блоков как реестр, используемый любым потребителем, имеющим требуемые разрешения. Все пользователи имеют одинаковые записи, которые можно отслеживать, а благодаря реестру ведется контроль и поддержка

распределенных сервисной сетью компьютеров, которые принято именовать узлами, или «нодами» [1]. Схема работы технологии «Блокчейн» представлена на рисунке 1.



Рис. 1. Схема работы технологии «Блокчейн» [2].

По своей природе блокчейн подразумевает независимость и отсутствие совместного центра, где принимаются решения. Постепенно начали появляться новые формы блокчейна (их сравнительный анализ представлен в таблице 1), которые приобрели более централизованный характер, с течением развития подобной технологии и повышения роста заинтересованности в ней консорциумов и компаний. Ниже представлена типология блокчейнов, которая является актуальной:

- **Публичный (public)**. Самый децентрализованный тип блокчейна, доступ к которому легко получить каждому, у кого есть желание. Любой пользователь сможет производить транзакции, ждать их подтверждения и принимать участие в достижении консенсуса [3].

- **Консорциумный (consortium)**. Такой тип доступен только для участников консорциума. Запись новых блоков и получение доступа ко всем сведениям определяются по правилам каждого конкретного консорциума – информация может быть общественной или же доступ к ней может быть только у некоторых членов консорциума. Подобный блокчейн частично децентрализован и представляет собой сочетание частного и публичного [3].

- **Частный (private)**. Разработка новых блоков подконтрольна одной организации или частному лицу. На их обработку разрешение может иметь ограничения или же быть общедоступным. Частный блокчейн – самая закрытая система и может использоваться исключительно организациями, государственными или частными лицами [3].

Таблица 1. Сравнительная характеристика основных форм технологии «Блокчейн» [4]

	Публичный блокчейн	Консорциумный блокчейн	Частный блокчейн
Доступ	Общий или ограниченный	Общий	Общий или ограниченный
Скорость	Низкая	Высокая	Низкая
Эффективность	Высокая	Низкая	Высокая
Безопасность	Заранее одобренные участники и достижение консенсуса путем голосования или многостороннего согласования	Использование механизмов достижения консенсуса "доказательство работы", "доказательство доли владения" и другие	Заранее одобренные участники и достижение консенсуса путем голосования или многостороннего согласования
Активы	Любые активы	Только активы, используемые в этой блокчейн-сети	Любые активы
Скорость обмена	Порядок миллисекунд	Порядок минут	Порядок миллисекунд
Энергопотребление	Низкое	Высокое	Низкое

В отрасли нефтегазового типа на протяжении последних лет наблюдается создание более сложных технологических решений, разработка платформ, а также способов для увеличения показателей мобильности, улучшения наблюдения и контроля. Помимо этого, увеличиваются шансы для хранения данных, включая решения для обработки и анализа сведений с максимальной скоростью, увеличения показателей поддержки и гибкости заданий относительно принятия решений, которые производятся в реальном времени.

Когда такие технологии как: искусственный интеллект, виртуальная реальность, облачные вычисления, блокчейн и некоторые другие функционируют в комбинации с операционными процессами фирмы и ее стратегией, допустимо полное изменение бизнес-модели и увеличение рабочей эффективности организации нефтегазового типа [5]. Нефтегазовая отрасль не утратит своей актуальности на протяжении следующих нескольких десятилетий, хотя и наличествует тенденция развития альтернативных источников энергии.

В соответствии с BP Energy Outlook 2019 [6], на протяжении как минимум 20-30 лет природный газ и нефть будут и далее занимать господствующее положение в мировой энергетике – на газ и нефть к 2040 году будет приходиться примерно половина энергии, которая потребляется в мире. Природный газ – единственное ископаемое топливо, чье потребление в прогнозируемый период будет только расти. Несомненно, что пандемия внесла свои корректировки в перспективы использования различных источников энергии, но в отличие от просевшей за последние месяцы нефти, спрос на природный газ показал небольшой рост в связи с низкими ценами и экологической повесткой в странах-потребителях. Помимо этого, транспортировка природного газа на мировых рынках в сжиженном виде (СПГ) будет расти более быстрыми темпами, чем трубопроводная транспортировка, и к 2040 г. на неё будет приходиться 65% мировой торговли газом.

По данным компании Deloitte, самый быстрый рост предложения СПГ опрошенные ими аналитики прогнозируют в странах Северной и Южной Америки, а не в Европе, Азии, Африке и на Ближнем Востоке, где уже сейчас есть крупные СПГ-проекты (рис. 2). Скорее всего, причина кроется в числе проектов по сжижению газа, реализуемых прямо сейчас в США и одобренных в Канаде. Дополнительно респонденты предпочли Катар, Африку и Россию (рис. 3).

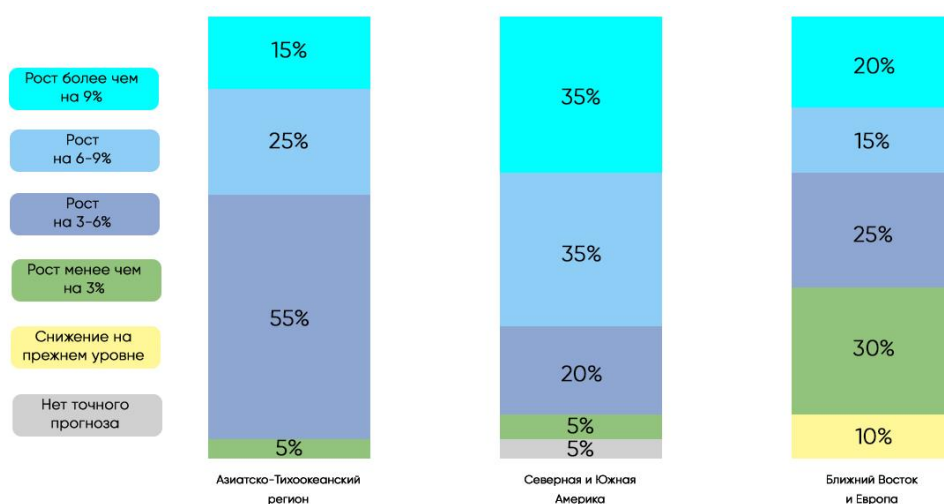


Рис. 2. Прогноз роста предложения СПГ по регионам [7]



Рис. 3. Прогноз роста предложения СПГ по странам [7]

Аналитики прогнозируют, что самый быстрый спрос на протяжении будущей пятилетки будет наблюдаться в Азиатско-Тихоокеанском регионе. А вот по другим регионам ожидания очень отличаются (рис. 4). Скорее всего, причина в экономическом и демографическом росте в ряде стран, в том числе Индии, Китае, Пакистане, поэтому их и считают главными источниками спроса на ближайшие годы. По большей части попытки Китая минимизировать зависимость от угля и уменьшить выбросы вредных веществ в окружающую среду привели к возрастанию объемов импорта природного газа, в том числе и в виде СПГ. Другим государствам, которые имеют большую зависимость от угля (среди них и Индия), схожей стратегией принесла бы очевидные социальные и экологические выгоды.

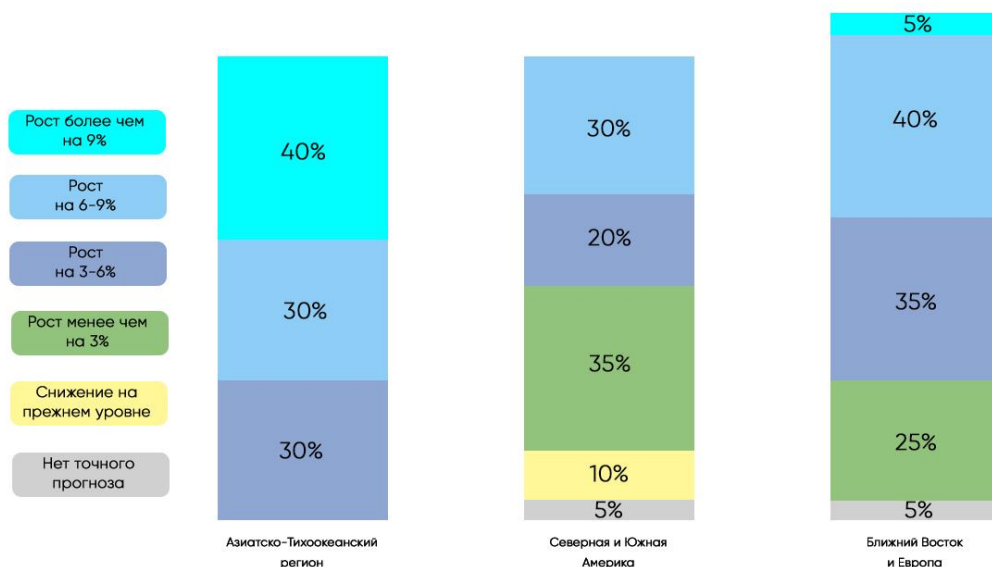


Рис. 4. Прогноз роста спроса СПГ по регионам [7]

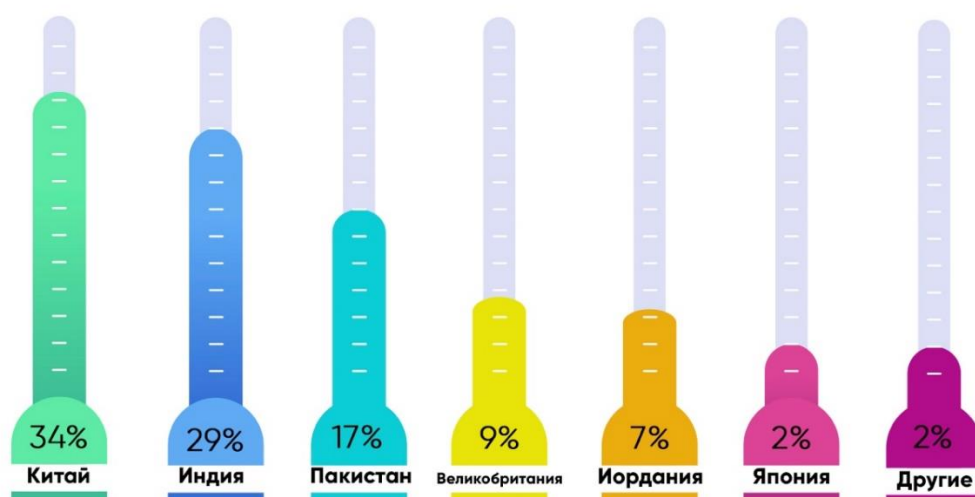


Рис. 5. Прогноз роста спроса СПГ по странам [7]

Рынок СПГ очень динамично развивается – тенденции спроса, которые стали востребованными в последнее время, становятся подтверждением исследовательских выводов: Индия, Китай и Пакистан (а также некоторые другие страны) будут играть значимую роль в росте спроса на СПГ. Новые покупатели могут вызывать больше сомнений в кредитоспособности, что повлечет за собой повышенные кредитные риски. Рынок СПГ растет, но становится более фрагментированным: появляются новые поставщики и потребители, растет число способов применения СПГ – от удаленного энергоснабжения до транспортного топлива, внедряются новые звенья в производственно-сбытовой цепочке – толлинговые компании, трейдинговые организации, компании-агрегаторы и портфельные игроки. На новом формирующемся рынке небольшие, «плавающие» и модульные технологии наверняка станут более популярными в индустрии, благодаря тому, что они помогают добиться минимизации рисков в торговле, что было совершенно не актуально раньше в работе со старыми потребителями, хоть и в больших масштабах.

Но как обстоят дела в цифровой трансформации для рынка СПГ, где в последние годы есть значительный рост потребления по сравнению с другими энергоносителями? На этот вопрос нам и предстоит ответить.

Бытует мнение, что далеко не все представители отрасли в действительности знают, как адаптироваться и задействовать инновационные технологии. Цифровизация может повлиять на рынок СПГ в целом. Значительный интерес вызывает технология блокчейн и её внедрение для использования в торговой сфере. Из-за сложностей технического характера требуется продуманный до мелочей, ответственный и грамотный подход к обеспечению подобных возможностей. Но при правильном внедрении данная технология позволит увеличить прозрачность ценообразования, минимизировать время, которое потребуется для выполнения расчетов по каждой конкретной сделке. Технология блокчейн обеспечивает общую цифровую инфраструктуру в торговле, позволяющую с большей простотой производить продажу и отслеживание грузов. Это позволило бы задействовать смарт-контракты для облегчения торгового процесса, что существенно увеличивает эффективность сферы в целом.

Какие возможности для технологии блокчейн имеются, которые позволят избежать разрыва между продавцами и потребителями посредством развития рынков СПГ? Этим вопросом задался гигант в сфере газа в Шанхае (Shanghai Gas Group), внедрявший блокчейн для разработки экосистемы под названием «энергия как услуга». В первых числах апреля 2020 года эта же организация сообщила о том, что блокчейн-система внедрена в контроль продаж сжиженного природного газа и его производства. Организация считает это важным шагом и приходит к мнению, что новый проект выступает важным этапом на пути к обмену данными на свободной основе и нормальному сотрудничеству в отрасли энергетики.

При поддержке организации VeChain (работает в блокчейн-сфере) газовый гигант предъявляет оцифрованные сведения и услуги верификации по блокчейну, способствующие бизнес-развитию. Например, благодаря инновационному проекту, персонал резервуара для хранения природного газа в сжиженной форме получает возможности загрузки и поиска ключевых сведений через блокчейн, включая данные о заказах, качестве газа и объемах поставок.

Создатели считали, что инновационный проект мог быть бы средством борьбы с информационными барьерами между организациями, трудящимися в отрасли энергетики, включая логистические фирмы, кредитные и страховые организации. С помощью подобной платформы фирмы получают шанс меняться сведениями через блокчейн и облачные сервисы, обеспечивающие безопасность сделок в торговле и оптимизирующие производственное управление.

Китайский рынок природного газа в сжиженной форме существенно увеличился из-за нормативов, которые были установлены относительно ценового контроля и контрактов с другими сторонами. Принятые законы привели к повышению конкуренции, что выгодно для пользователей. Благодаря росту организации Shanghai Gas Group планируется выполнение второго этапа проекта, сосредоточенного на услугах комплексного типа с учетом логистического управления, торговой сферы энергетическими источниками и нового финансирования [8].

ВАКТ (крупнейшая блокчейн-платформа для торговли нефтью и газом) при поддержке трейдеров, потребителей и банковских организаций в настоящее время занимается формированием нужной экосистемы, и стремится при помощи технологии блокчейн добиться простоты расчетов в процессе сделки. В результате снижаются управленческие риски и торговые издержки, и одновременно повышается надежность и эффективность внутренних торговых операций для всех пользователей цепочки поставок. Сама платформа была создана консорциумом, в состав которого входят

корпорации British Petroleum, Royal Dutch Shell и Equinor, а также сырьевые трейдеры Mercuria Energy, Koch Supply & Trading и Gunvor [2]. Но несмотря на все усилия, с учетом текущего ограниченного использования технологии, перспектива применения блокчейна в области торговли СПГ довольно далека.

На наш взгляд будущую синергию блокчейна и СПГ можно представить в нескольких моделях.

1. Выпуск частными компаниями криптовалюты, обеспеченной СПГ как ресурсом.

Модель: криптовалюта, которая была выпущена одной или сразу несколькими частными организациями, а также обеспеченная СПГ. Фирма или консорциум организаций производят выпуск своей криптовалюты, обеспеченной определенным образом ресурсами этой же организации или консорциума посредством размещения на криптовалютной бирже или другой схожей площадке для торгов. Все желающие или конкретный круг членов индустрии имеют возможность приобретения криптовалюты за другие криптовалюты и/или фиатные валюты.

Основными целями данной модели являются:

- доступ к инновационным финансовым источникам, в том числе криптоинвесторам;
- расширение клиентского списка фирм, повышение торгового объема;
- обход международных торговых и санкционных ограничений;
- рост партнерства и сотрудничества с другими участниками рынка, которые заинтересованы этим вопросом;
- позиционирование организации как инноватора в этой индустрии.

Реализация предложенной модели кажется несложной в техническом плане, а также довольно простой в управлении и согласовании конкретных позиций с представленными стейкхолдерами. Такой проект не нуждается в существенных инвестициях и затратах времени, но для подготовки нужна юридическая проработка с учетом регуляторных рисков.

2. Выпуск государством криптовалюты, обеспеченной СПГ как ресурсом.

Модель: криптовалюта, которая была выпущена государством и обеспечена СПГ в качестве ресурса. Государство или их группа производит выпуск своей криптовалюты, которая определенным образом обеспечивается этой страной или группой стран, посредством размещения на криптовалютной бирже или другой схожей торговой площадке. Покупка этой криптовалюты за другие фиатные валюты и/или криптовалюты может быть доступна или всем желающим, или же определенному количеству членов индустрии. Важно учесть, что эта криптовалюта не является заменой национальной валюты и применяется исключительно в ограниченном количестве вопросов и областей.

Основными целями данной модели являются:

- поиск других способов финансирования;
- увеличение объема торговли;
- минимизация зависимости от нефтедоллара;
- обход санкционных и торговых ограничений международного типа;
- минимизация зависимости от финансовых механизмов международного типа и институтов, включая Всемирный банк, SWIFT, Международный валютный фонд;
- активизация процессов интеграционного типа;
- стимулирование экономического сотрудничества с государствами-партнерами.

Реализация предложенной модели в техническом плане достаточно простая, а также не нуждается в больших финзатратах. Но подобный проект является долгосрочным и довольно сложным из-за того, что пока еще нет соответствующих

законов, а также если учитывать негативный опыт схожих мировых проектов. Дополнительно есть вероятность появления управленческих целей и трудностей в согласовании стейкхолдерских позиций. Подготовка невозможна без значительной проработки юридической сферы, учитывая регуляторные риски. Реализация предложенного проекта нуждается в международном сотрудничестве с другими странами и достижении общей позиции.

3. Блокчейн для внебиржевой торговли СПГ

Модель: разработка платформы блокчейн для торгов СПГ вне биржи. Организация или консорциум фирм разрабатывают новую блокчейн-платформу или прибегают к провайдерским услугам, заказывая «блокчейн как услугу» (Blockchain-as-a-Service). Далее производится подключение всех членов к платформе для торгов СПГ. Все транзакции обязательно фиксируются в блокчейне. Привлекаются банковские организации для финансирования подобных действий. Торги выполняются на равноправной основе посредниками и контрагентами.

Торговля СПГ вне биржи на блокчейн-платформах может производиться как с применением обыкновенной валюты, так и с задействованием криптовалюты. При реализации инициативы по торговле СПГ между странами с задействованием криптовалюты межгосударственного/государственного типа нужно ответственно подходить к вопросам целесообразности разработки конкретной платформы для торгов на блокчейн-базе.

Основными целями данной модели являются:

- минимизация риска контрагента;
- рост эффективности количества бизнес-процессов;
- удаление большинства посредников;
- минимизация затрат по времени на производство операций;
- рост списка клиентов;
- удаление обилия бумажной документации;
- активизация интегрирования в регионе;
- развитие взаимодействий и партнерства с другими членами рынка, которым интересна эта тема;
- позиционирование организации как новатора в подобной индустрии.

3. Криптовалюта как средство расчета за СПГ

Модель: ввод криптовалюты (как пример, конкретной криптовалюты государственного типа) как одного из средств торгового расчета СПГ. Организация будет принимать криптовалюту или же вести переговоры с биржами товарно-сырьевого типа и ОТС-площадками, готовыми задействовать криптовалюту в качестве средств расчета. Организацией допустима разработка конкретной платформы технологического типа для посредника.

Главные цели предложенной модели – это:

- приток новой клиентской базы, расширение торгового объема;
- обход международных торговых и санкционных ограничений;
- расширение объемов ликвидности;
- активизация интеграции;
- минимизация зависимости от международных механизмов финансового типа и институтов, в том числе Всемирного банка, SWIFT, Международного валютного фонда;
- уход от рисков, которые связаны с колебанием валютных курсов;
- отсутствие комиссий банка;
- активация сотрудничества экономического типа со странами-партнерами;
- отличная скорость проведения сделок.

Однако, даже учитывая все преимущества, которые технология блокчейн способна привнести на все более фрагментирующийся рынок СПГ, нельзя забывать о том, что цифровизация также повышает риски в сфере энергетической безопасности и конфиденциальности информации. Появляются новые бизнес-модели, политики, руководители предприятий и другие заинтересованные стороны все чаще сталкиваются с необходимостью принимать решения в условиях ограниченной или неполной информации. Вдобавок необходимо помнить, что динамичное развитие цифровых энергетических систем, зачастую основано на гигантской, долговременной и чрезвычайно негибкой физической инфраструктуре и активах.

Последующая пятилетка будет активным и довольно сложным временем для трейдеров, производителей и потребителей СПГ, и так как они функционируют в условиях быстро формирующегося рынка, им понадобится применение инновационных технологий и внедрение инновационных моделей в бизнес-сфере. Наверняка можно сказать следующее: мировая сфера СПГ будет регулярно модернизироваться, находить новые пути развития для эффективных поставок энергии в мир, который быстро меняется и развивается.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Blockchain Land. "Iran's Crypto-Rial "PayMon" and a Blockchain Revolution", электронный ресурс: [https:// theblockchainland.com](https://theblockchainland.com)
2. Давыдов Д. Блокчейн-платформа Vakt становится крупнейшим "нефтетрейдером"; электронный ресурс: <https://teknoblog.ru/2019/02/26/97191>
3. Blockchain Research. "The State of Stablecoins", 2018. электронный ресурс: <https://www.blockchain.com>
4. Business Wire. "U.S. Blockchain Consortium Launches to Lead Blockchain Adoption in the Oil and Gas Industry", электронный ресурс: <https://www.businesswire.com/>
5. Cointelegraph. "China's President Xi Says Blockchain Part of New Technological Revolution, электронный ресурс: <https://cointelegraph.com>
6. BP Energy Outlook 2019 edition, 2019, электронный ресурс: [https://www. bp.com](https://www.bp.com)
7. Материалы сайта [deloitte.com](https://www.deloitte.com)
8. Материалы сайта www.shine.cn

Типизация неструктурных ловушек Западной Сибири и перспективы их вовлечения в разработку
(Typification of non-structural traps in Western Siberia and prospects for their involvement in development)

Самойлова Анна Васильевна¹, Афанасьева Мария Александровна²

¹ Научный сотрудник, кандидат геол.-мин.наук,

² Доцент, к.г.-м.н.

¹ ИПНГ РАН

² РГУ нефти газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Проведен анализ и систематизация данных о неструктурных ловушках. Выявлены диагностические признаки и механизмы формирования неструктурных ловушек на примере Западной Сибири. Рассмотрены исследования и методы, использование которых дают положительные результаты при построении седиментационных моделей, палеогеографических реконструкциях юрских и меловых отложений в пределах всего Западно-Сибирского бассейна. Освоение неструктурных ловушек в ходе поисково-разведочных работ может существенно продлить эксплуатационную жизнь ряда «старых» нефтегазодобывающих районов, в том числе Западной Сибири.

ABSTRACT

The analysis and systematization of data on non-structural traps is carried out. Diagnostic signs and mechanisms of formation of non-structural traps are revealed on the example of Western Siberia. Studies and methods are considered, the use of which gives positive results in the construction of sedimentation models, paleogeographic reconstructions of Jurassic and Cretaceous deposits within the entire West Siberian basin. The development of non-structural traps in the course of exploration can significantly extend the operational life of a number of "old" oil and gas producing areas, including Western Siberia.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефтегазоносный бассейн; неструктурные ловушки; классификация ловушек; коллекторские свойства; органическое вещество; нефтегазоносные комплексы.

KEY WORDS

Oil and gas basin; non-structural traps; classification of traps; reservoir properties; organic matter; oil and gas complexes.

Введение

Освоение неструктурных ловушек Западной Сибири может существенно продлить эксплуатационную жизнь региона. Огромный плюс, что в этих районах уже есть развитая инфраструктура, людские ресурсы, большая плотность разбуренности скважин и, соответственно, имеются материалы многолетних исследований.

Выявление закономерностей размещения неструктурных ловушек углеводородов в юрских и меловых нефтегазоносных комплексах Западной Сибири наряду с определением взаимосвязей между коллекторскими свойствами пород и выделенными обстановками осадконакопления является приоритетной задачей для нефтегазового комплекса страны и Западной Сибири, в частности. А унифицированная классификация неструктурных ловушек углеводородов позволит более рационально осуществлять поисковые работы. Вместе с тем значительный объем выявленных к настоящему

моменту скоплений УВ, связанных с неструктурными ловушками, требует дополнительного изучения и систематизации материалов.

Классификации и методы исследования неструктурных ловушек

В современной геологической литературе применима классификация, в которой выделяют четыре основных типа неантиклинальных ловушек, а именно: литологически ограниченные, литологически экранированные, стратиграфически экранированные и тектонически экранированные [1]. Каждый из перечисленных типов подразделяется на несколько подтипов в зависимости от особенностей их формирования.

Однако, применение традиционного комплексирования ловушек юрского и мелового возраста Западной Сибири крайне затруднительно в связи с их неоднородностью, наличием разнотекстурных прослоев, отсутствием выраженной слоистости, наличием неконсолидированных пород, отсутствием качественных признаков коллекторов, сокращенным комплексом ГИС, а также с отбраковкой большого числа скважин старого фонда и материалов по ним.

Особую важность приобретают, в этой связи, палеогеографические исследования, которые позволяют восстановить историю развития бассейна седиментации и установить важнейшие предпосылки для развития продуктивных неструктурных ловушек УВ. Проведение палеогеографических реконструкций позволяют при использовании прямых и косвенных признаков, которые несет в себе осадочная порода, воссоздать гидродинамику среды древних бассейнов. А соответственно, дать более достоверную характеристику нефтегазоносных объектов, обнаруженных геофизическими методами. Для детального рассмотрения конкретных объектов необходимо изучить:

1. Характер и физико-химические свойства осадочного материала, значительно влияющие на осадочную дифференциацию (плотность, механическая устойчивость, химическая активность, растворимость и концентрация вещества осадочного материала).

1. Однородность или осадочную дифференциацию.

2. Генезис ловушки (условия формирования, источники направление сноса) и фациальную принадлежность.

3. Изменение уровня моря (трансгрессия-регрессия) и направленность его движения в пространстве.

4. Зону непосредственного осадконакопления с картированием источников сноса осадочного материала.

5. Гидродинамический уровень по данным палеонтологического, минералогического и ихнофацеального анализов.

6. Взаимное расположение выделенных ловушек и типы их взаимосвязи между собой.

Системный подход для уточнения строения и распределения зон неантиклинальных структур необходимо проводить на основе комплексирования результатов структурных построений по кровле пластов, атрибутов сейсмической записи, результатов сейсмического моделирования, а также данных ГИС и материалов гидродинамических исследований.

Далеко не все структуры, выявляемые геофизическими методами, подтверждаются в дальнейшем бурением. В этой связи, для диагностики неструктурных ловушек целесообразно применение совокупности литологических, литолого-фацеальных, палеогеографических и геохимических методов. Задачей собственно геохимических методов являются поиски не ловушек, а месторождений нефти и газа. Поэтому, для поисков УВ в неструктурных ловушках используют совокупность методов.

В настоящее время на практике совместно применяют минералогический, петрографический, палеонтологический, палеодинамический, литолого-фациальный, палеоструктурный и другие методы.

Значение, недооцененное ранее, ихнофациального анализа в совокупности с другими методами позволяет разделить разрез на ряд зон подводного берегового склона, а также провести типизацию донных осадков и сделать выводы о гидродинамических условиях бассейна осадконакопления. Особенно это актуально для градации однотипных пластов по условиям осадконакопления. Так, в отложениях сенона, на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа выделены пласты и обоснованы их границы в большей части по ассоциациям ихнофаций. Анализ керн позволил выявить ассоциации ихнофаций низкой и высокой плотности (рисунок 1а и 1б). Так на рисунке 1а представлено фото, иллюстрирующее ассоциацию высокой плотности, многофакторный анализ которой позволяет предположить, что медленное непрерывное осадконакопление происходило без возникновения поверхностей плотного и твердого дна. Присутствовали мягкие грунты, состоящие из бактериальных матов, господствовала морская более глубоководная обстановка (относительно ассоциации низкой плотности) и доступ кислорода был на высоком уровне.



а



б

Рисунок 1 - Ассоциации ихнофаций высокой (а) и низкой (б) плотности, месторождение Медвежье [2]

На рисунке 1б представлены близкие по составу отложения, однако установлено, что условия осадконакопления тоже морские, но господствовала менее глубоководная среда, в которой доступ кислорода был снижен, а грунт уплотненный и содержание бактериальных матов значительно снижено. Исходя из вышеизложенного, фации, установленные по керну, отличаются гидродинамикой среды осадконакопления, а, следовательно, зернистостью пород и степенью биотурбационной переработки осадка, от которых напрямую зависят от фильтрационно-емкостных свойств пород. Следует отметить, что отсутствие видимых биотурбаций в образцах является следствием полужидкого субстрата, сильное уплотнение которого не дает норам возможностей для их сохранения.

Также результаты последних исследований керн скважин из различных районов Фроловской мегавпадины выявили новые находки ихнофоссилий в абалакской, баженовской свитах, а также в нижнетутлеймской подсвите. Разнообразие ихнофоссилий указывает на принадлежность к ихнофации *Cruziana*, подвергавшейся воздействию бескислородных обстановок разной интенсивности. Комплекс ихнофоссилий указывает

на формирование отложений в нормальных, мелководно-морских условиях от нижней префронтальной зоны пляжа до дальней зоны подводного берегового склона.

В целом, прогнозирование коллекторов в юрских и нижнемеловых отложениях изучаемого региона требует дополнительного ранжирования моделей формирования осадков [3]: введение градации континентальных и дельтовых комплексов (дельтовый канал, проксимальная, средняя, дистальная части морской дельты, сформированной при преобладании речных, приливно-отливных или волновых процессов, приливно-отливная отмель и др.), а также типизации турбидитных систем – предбарьерные турбидиты и турбидиты, проработанные контурными течениями.

При выявлении ловушек и открытии приуроченных к ним залежей, важна диагностика генетических условий образования ловушек, поскольку именно она позволит выделить ряд конкретных поисковых признаков.

Использование совокупности приведенных методов дает положительные результаты при построении седиментационных моделей, палеогеографических реконструкциях юрских и меловых отложений в пределах всего Западно-Сибирского бассейна, на основе которых определены основные закономерности развития неструктурных ловушек.

В отложениях юрского и мелового возраста Западно-Сибирской платформы ведущую роль имеют четыре основные группы неантиклинальных ловушек: континентальная и прибрежно-морская, шельфовая, склоновая и глубоководная. Для удобства применения в наименование типа вносится основной поисковый признак. Каждая группа имеет свои характерные поисковые признаки, представленные ниже.

Группа континентальных и прибрежно-морских ловушек

Опыт исследования показывает, что значительное количество залежей в юрских отложениях контролируются не только структурным фактором, но и литологическими, тектоническими, стратиграфическими экранами. В морфологическом отношении ловушки аллювиальных отложений представлены рукавообразными (шнурковыми) песчаными телами русловых осадков, заключенных в слабопроницаемую алевритово-глинистую толщу пойменных отложений. В зависимости от направления течения палеореки конфигурация песчаных тел может быть линейно вытянутой или дугообразной. Значительное увеличение ширины подобных тел возможно в зоне развития меандрирующих русел. Ограничение подобных залежей по латерали происходит за счет замещения песчаников непроницаемыми песчано-глинистыми и глинистыми разностями [4]. Подобные ловушки выделяются на различных стратиграфических уровнях отложений осадочного чехла юго-восточной части Томской области.

Особую важность имеет картирование врезанных речных долин. Высокая продуктивность комплекса заполнения врезанных долин уже доказана на Каменной площади, где еще в 2006-2007 гг. были оконтурены 3 нефтяные залежи (две – в отложениях заполнения Сеульской долины и одна - в заполнении Кальмановской долины). Залежи эти приурочены к локальным структурным поднятиям, в то же время их геометрия контролируется распределением песчаников-коллекторов в пределах заполнения долин. Залежи отнесены к структурно-литологическому типу и являются важным высокопродуктивным объектом.

Региональные перспективы нефтегазоносности, открывающиеся в результате идентификации врезанно-долинных систем, связаны как с поиском их продолжений (особенно, продолжения Кальмановской врезанной долины, соотносимой с палео-Обью), так и с выявлением самостоятельных подобных объектов, например, в верхней части викуловской свиты. В качестве дополнительных поисковых критериев здесь могут быть

использованы региональный уклон позднеаптской поверхности осадконакопления и структурный контроль положения врезанных речных долин.

Группа ловушек морского генезиса

Разделение континентальных, морских и переходных фаций возможно по палеонтологическим данным, терригенно-минералогического и ихнофациального анализов. Приведенные методы также не позволяют однозначно определить среду осадконакопления без гранулометрического распределения и привлечения электрометрических моделей. Именно с этим необходимо применение совокупности следующих методов: петрохимического, терригенно-минералогического и палеоструктурного.

Использование совокупности приведенных методов дает положительные результаты при построении седиментационных моделей, на основе которых определены основные закономерности развития неструктурных ловушек:

В ачимовском нижнемеловом НГК преобладают литологически-ограниченные типы ловушек, связанные с глубоководными конусами выноса. По результатам палеодинамических и палеоструктурных реконструкций ачимовских песчаников Кальчинского, Восточно-Уренгойского, Приобского месторождений Западной Сибири установлено, что наиболее перспективные ловушки с хорошим первичным коллектором и значительным объемом песчаного материала связаны с глубоководными телами, сформированными турбидитными потоками на регрессивном этапе осадконакопления. Причем наиболее высокие значения коэффициентов палеодинамической активности среды седиментации приурочены к питающим каналам и к проксимальным частям конуса выноса. Хорошая отсортированность зрелых песчаников проксимальной части конусов выноса связана с высокой динамической активностью среды осадконакопления, и в том числе с переработкой обломочного материала глубоководными вдольконтурными течениями. Наиболее грубозернистый материал располагается в проксимальной части конуса выноса, образованной у основания склона, устья питающих каналов.

В шельфовых нижнемеловых нефтегазоносных комплексах преобладают неструктурные ловушки УВ, связанные преимущественно с проксимальными конусами выноса и каналами дельтовых комплексов. По результатам комплексных исследований, проведенных различными исследователями (В.В. Шиманский, Н.В. Танинская и др.) на территории восточного борта Болшихетской впадины в отложениях берриаса-нижнего готерива нижнего мела, представленного отложениями нижнехетской свиты, построены седиментационные модели и установлено, что отложения нижнехетской свиты формировались в прибрежно-морских условиях.

В юрских нефтегазоносных комплексах присутствуют преимущественно литологически ограниченные ловушки, связанные с русловыми и прибрежными аккумулятивными песчаными телами, и тектонически экранированные ловушки.

Перспективным объектом для поисков и разведки неструктурных ловушек также является клиноформная толща неокома, которая является основным, но при этом малоизученным нефтегазоносным комплексом региона, в плане выявления ловушек неструктурного типа. В свете вышеизложенного, хорошие результаты по Западной Сибири дают сейсмостратиграфические методы при детальной расшифровке возрастных напластований сложных геологических тел.

Изучение и классификация неантиклинальных ловушек в этой толще – одна из первоочередных задач. Создание такой классификации позволило бы повысить эффективность поисковых работ и более целенаправленно проводить поисковые работы.

Вместе с тем, значительный объем выявленных к настоящему моменту скоплений УВ, связанных с неструктурными ловушками, требует проведения предварительного

изучения и анализа имеющегося материала, так как часто встречается неправильное понимание или неоднозначная интерпретация генезиса ловушек.

На поисковом этапе работ важно в основу выделения типов ловушек закладывать генетический принцип, под которым понимается совокупность геологических процессов, предопределяющих происхождение ловушки. Наиболее целесообразно выделять отдельные типы ловушек по трем основным элементам клиноформы, поскольку в пределах этих элементов существуют близкие фациальные условия, обеспечивающие формирование соответствующих песчаных тел и определяющие родственные типы ловушек. Таким образом, выделяются три группы ловушек: шельфовая, склоновая и глубоководная.

Группа континентальных и прибрежно-морских ловушек

Опыт исследования показывает, что значительное количество залежей в юрских отложениях контролируются не только структурным фактором, но и литологическими, тектоническими, стратиграфическими экранами. В морфологическом отношении ловушки аллювиальных отложений представлены рукавообразными (шнурковыми) песчаными телами русловых осадков, заключенных в слабопроницаемую алевроитово-глинистую толщу пойменных отложений. В зависимости от направления течения палеореки конфигурация песчаных тел может быть линейно вытянутой или дугообразной. Значительное увеличение ширины подобных тел возможно в зоне развития меандрирующих русел. Ограничение подобных залежей по латерали происходит за счет замещения песчаников непроницаемыми песчано-глинистыми и глинистыми разностями [4]. Подобные ловушки выделяются на различных стратиграфических уровнях отложений осадочного чехла юго-восточной части Томской области.

Группа шельфовых ловушек

Ловушки фациальных замещений. При образовании такого типа ловушек основными геологическими процессами являются структурно-седиментационные. Ловушки приурочены к зонам региональной глинизации песчаных пластов. При наложении такой зоны на структурное осложнение выклинивающийся пласт приобретает приподнятое положение, создавая ловушку (рис. 2). Примерами могут служить Ямбургское, Уренгойское, и Восточно-Тарасовское месторождения УВ.

Ловушки седиментационных несогласий обуславливаются седиментационными процессами. Если при формировании песчаного пласта, лежащего в основании клиноформы, гидродинамическая активность велика, то поступающий псаммитовый материал может приноситься транзитом через шельфовую террасу, накапливаясь лишь в депрессионных участках и краевой части шельфа. Однако, возможен и другой механизм формирования такого типа ловушек — недостаток песчаного материала, поступающего с берега. В этом случае, как и в предыдущем, наиболее грубые осадки будут накапливаться на пониженных участках поверхности. С ловушками седиментационных несогласий связаны залежи на Повховском и Западно-Тевлинском месторождениях.

Ловушки, ограниченные несогласием. Главную роль в их формировании играют седиментационные процессы. Краевая часть шельфа является самым уязвимым местом для волновой эрозии. Во время штормов волны, сформированные в открытом бассейне с большими глубинами, разгоняются до высоких скоростей. Выходя на мелководье шельфа, всю мощь своей кинетической энергии они обрушивают на слабоконсолидированный осадок, зачастую полностью размывая краевую часть трансгрессивного песчаного пласта основания клиноформы. От пласта иногда остается наиболее погруженная часть, находящаяся ниже базиса волновой эрозии. Если при последующем наращивании шельфового склона между песчаным пластом основания клиноформы и оставшейся от ранних этапов частью песчаного пласта возникает

глинистая перемычка, то формируется данный тип ловушки. Примером может служить пласт БС10 Западно-Сарымской площади.

Ловушки опущенных тектонических блоков. Их развитие обязано аккумулятивно-дизъюнктивным процессам и предопределяется спецификой заполнения осадочного бассейна за счет бокового наращивания склона. Дело в том, что осадконакопление происходит только в сравнительно узкой вдольсклоновой полосе. Шельфовый уступ прерывисто, «шагами» продвигается к осевой части бассейна. Давление такой мощной толщи осадков (200–300 м) за счет неравномерного распределения статических нагрузок приводит к образованию тектонических сколов субпараллельно фронту своего продвижения. Опущенные по нарушениям краевые части шельфового комплекса создают обозначенный тип ловушек. Примером может служить Сугмутское месторождение УВ (пласт БС92).

Группа глубоководных ловушек (песчаники подножия шельфового склона)			Группа склоновых ловушек (песчаники шельфового склона)			Группа шельфовых ловушек (шельфовые песчаники)	
Строение ловушек	Тип ловушек (определяющие геологические процессы)		Строение ловушек		Тип ловушек (определяющие геологические процессы)	Строение ловушек	Тип ловушек (определяющие геологические процессы)
			Продольный разрез	Поперечный разрез			
	Перед упорами	Турбидитно-седиментационный (аккумулятивные)			Уступов склонов (седиментационные)		Фациальных замещений (структурно-седиментационные)
	Во впадинах					(эрозионно-аккумулятивные)	
	Турбидитно-денудационный (эрозионно-аккумулятивные)		 1 - песчаники; 2 - аргиллиты; 3 - баженовская свита; 4 - континентальные отложения вартовской свиты; 5 - морские отложения мегинской свиты; 6 - неструктурные ловушки; 7 - границы стратиграфических несогласий; 8 - граница подстилающей клиноформы; 9 - тектонические нарушения; 10 - ловушки УВ				Ограниченные несогласием (седиментационные)
	Донных и гравитационных течений (эрозионно-аккумулятивные)						Опущенных тектонических блоков (аккумулятивно-дизъюнктивные)
1 - песчаники; 2 - аргиллиты; 3 - баженовская свита; 4 - континентальные отложения вартовской свиты; 5 - морские отложения мегинской свиты; 6 - неструктурные ловушки; 7 - границы стратиграфических несогласий; 8 - граница подстилающей клиноформы; 9 - тектонические нарушения, 10 - ловушки УВ							Поднятых тектонических блоков (фациально-дизъюнктивные)
							Депрессионных зон (структурно-аккумулятивные)
							Баровые (аккумулятивные)

Рисунок 2 - Комплекс неантиклинальных ловушек УВ в клиноформных отложениях неокома Западной Сибири [5]

Ловушки поднятых тектонических блоков. Их образование вызвано фациально-дизъюнктивными процессами. Данный тип ловушек генетически близок к предыдущему. Его выделение связано с аномальным поведением кровли мегинской свиты, изученным по материалам региональных геологических профилей. Такие участки интерпретируются как зоны конседиментационных сбросов, сформированных за счет неравномерных статических нагрузок. От предыдущего случая эти сбросы отличаются более значительной конечной амплитудой и дальнейшим развитием, выражающимся в возвратном эффекте после выравнивания нагрузки. То есть, сколотый, как и при формировании вышеописанного типа ловушки, блок пород продолжает опускаться под нагрузкой накапливающихся осадков. По мере дальнейшего продвижения

континентального склона статические нагрузки в зоне сброса выравниваются, вследствие реверсивных перемещений опущенный блок занимает свое прежнее или близкое к прежнему положение. Таким образом, продвигающийся континентальный склон действует подобно штампу, обуславливая «клавишные», сбросово-взбросовые, перемещения подстилающего субстрата. В результате среди континентальных отложений вартовской свиты наблюдаются уступы мелководно-морских осадков мегионской свиты. В благоприятных структурных условиях (приподнятые зоны по простирацию уступа) на подобных уступах создаются ловушки УВ. Ловушки этого типа не изучены.

Ловушки депрессионных зон обусловлены структурно-аккумулятивными процессами. Образование этого типа ловушек связано с наличием депрессионных участков по простирацию краевой части шельфа. То, что край шельфа не идеально выдержан по высоте, а имеет поднятия и депрессии, не вызывает сомнений. Депрессии могут формироваться вследствие неравномерного уплотнения подстилающих пород, проявления локальных тектонических воздействий, унаследованного влияния морфологии подстилающих отложений и т.д. При этом надо учесть, что крупный цикл осадконакопления, результатом которого является формирование клиноформы, состоит из серии более мелких. Если в шельфовой части клиноформы это единое песчаное тело, то в глубоководной ему соответствует несколько песчаных линз, отвечающих трансгрессивным фазам «внутренних» циклов. Соответственно в депрессионных участках края шельфа, помимо основного песчаного пласта, могут формироваться также отдельные линзы песчаников, которые и будут создавать обозначенный тип ловушек. Ловушки депрессионных зон краевой части шельфа еще не изучены.

Ловушки баровые. Их развитие контролируется аккумулятивными процессами. К этому типу ловушек можно отнести все аккумулятивные формы поверхности песчаных пластов (косы, отмели, устьевые и барьерные бары и т.д.). В условиях аллювиально-морской равнины возможно наличие любой из них. Этот тип ловушек практически не изучен.

Группа склоновых ловушек

В склоновой части клиноформы выделяется один тип ловушек — уступов склона. Формирование ловушек этого типа определяется двумя независимыми геологическими процессами – седиментационными и эрозионно-аккумулятивными. На уступах шельфового склона, приближенных к кромке шельфа, возможно формирование линз песчаника, образующих ловушки данного типа. Второй процесс — эрозионно-аккумулятивный: перенос песчаного материала из шельфовой зоны вниз по склону гравитационными потоками. Генезис данной группы объектов связан с непостоянными во времени гравитационными потоками, которые, видимо, имеют пульсирующий характер, в зависимости от объема поступающего в данную часть бассейна обломочного материала. Соответственно на уступах склона периодически преобладают или эрозионные, или аккумуляционные условия, в целом приводящие к накоплению линз песчаного материала. Вероятно, этот процесс являлся основным по отношению к первому, но в накоплении песчаных линз участвовали, по-видимому, и тот, и другой. Известные залежи УВ, приуроченные к ловушкам уступов склона, открыты попутно, при бурении на структуры шельфового комплекса. Примерами являются Ростовцевское, Ново-Портовское, Приобское месторождения.

Группа глубоководных ловушек

В глубоководной части клиноформы у подножия шельфового склона выделяются три типа ловушек.

Ловушки турбидитно-седиментационные. На их формирование влияют аккумулятивные процессы. Ловушки приурочены к турбидитным песчаникам (ачимовской пачки), сформированным в двух наиболее типичных случаях:

1) перед упорами (конседиментационными локальными и региональными структурами). Упор позволяет образовать достаточно мощное песчаное тело, гипсометрически приподнятая часть кровли которого образует ловушки;

2) во впадинах. Относительно шельфовых отложений турбидитные песчаники ачимовской пачки изначально являются сформированными во впадине, поэтому восточные окончания многих линз этих песчаников, связанные каналами стока с шельфовыми пластами, занимают приподнятое положение, создавая ловушку. В случае, когда и западные окончания линз песчаника (перед структурами как вторичного, так и конседиментационного происхождения) имеют приподнятое положение, ловушки УВ образуются в обеих краевых частях. Ловушки турбидитно-седиментационного типа не изучены.

Ловушки турбидитно-денудационные вызваны эрозионно-аккумулятивными процессами. Формирование ловушек этого типа контролируется многофазным, пульсационным поступлением псаммитового материала к подножию шельфового склона. Поступление последующих «порций» песчаного осадка может сопровождаться размывом предыдущих отложений. В случае, когда эти нижележащие отложения имеют приемлемые коллекторские свойства, а перекрывающие породы коллектором не являются, образуется ловушка турбидитно-денудационного типа. По существу, это ловушки, обусловленные спецификой внутренней структуры ачимовских песчаников. Опыта их изучения и разведки не имеется.

Ловушки донных и гравитационных течений. Их развитие зависит от эрозионно-аккумулятивных процессов. Этот тип ловушек можно только предполагать. Песчаные отложения, связанные с направленными течениями, обладают улучшенными коллекторскими свойствами, поэтому ловушки донных и гравитационных течений являются наиболее перспективным поисковым объектом.

Песчаные тела подножия шельфового склона разбурены относительно плохо, а объем поднятого из них кернового материала совсем невелик. Соответственно достаточно полных представлений о коллекторских свойствах ачимовских отложений мы не имеем. Для того чтобы компенсировать этот пробел, была предпринята попытка оценить фильтрационно-емкостные свойства глубоководных песчаников посредством сравнительного анализа материалов испытаний (1959–1990 гг.). При сравнении разнородных притоков использовались условные единицы (1 усл. ед. = 20000 м³/сут газа = 2 т/сут нефти = 5 м³/сут воды). Анализ показал, что основная масса испытанных объектов (94%) обладает низкими и средними коллекторскими свойствами, лишь небольшая группа объектов (6%) резко отличается высокими коллекторскими характеристиками. Вероятно, это обусловлено различными условиями формирования песчаных тел. Наличие в песчаниках подножия шельфового склона высокеемких коллекторов косвенно подтверждает выделение двух последних типов ловушек.

Заключение

Выделенный комплекс неантиклинальных ловушек в клиноформных отложениях неокома Западной Сибири представляет собой высокоперспективный малоизученный объект поиска залежей УВ. Наиболее интересными в нефтегазоносном отношении являются верхние части клиноформ (шельфовая группа ловушек). Два типа выделенных шельфовых ловушек относительно легко прогнозируются и открывают новые, не связанные напрямую с сейсморазведочными работами, направления поисков УВ-скоплений – поднятых тектонических блоков и депрессионных зон. По сути, ловушки седиментационных несогласий, ограниченных несогласием и опущенных тектонических

блоков, прямо или косвенно вовлечены в поиски и разведку УВ, а группы склоновых и глубоководных ловушек в настоящее время совершенно не изучены. Зачастую, залежи УВ в песчаниках подножия шельфового склона открываются попутно, при бурении на выявленные сейморазведкой структуры отложений шельфового комплекса. В результате коллекторы в ачимовских песчаниках вскрываются не в оптимальных условиях и обладают низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. Очевидно, типизация ловушек на основе конкретных объектов и ревизия строения залежей в глубоководных песчаных телах позволяет выбрать оптимальные направления дальнейших поисково-разведочных работ в регионе и уточнить связанные с ними запасы УВ.

В ближней перспективе освоение Западной Сибири и дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли этого региона зависят от проведения дальнейших поисково-разведочных работ с целью укрепления и расширения минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи не только в северных и арктических областях суши и шельфа Карского моря, но и за счет приращения запасов в неантиклинальных структурах уже разбуренных территорий.

Необходимой основой планирования и проведения ПРР должен стать всесторонний анализ формирования неантиклинальных структур данного региона, связанный с четырьмя основными группами неантиклинальных ловушек: континентальными и прибрежно-морскими, шельфовыми, склоновыми и глубоководными. Они отличаются условиями образования и гидродинамикой среды осадконакопления, а, следовательно, зернистостью пород и степенью биотурбационной переработки осадка, от которых напрямую зависят фильтрационно-емкостные свойства пород.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т. 7. - № 1. - http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2012.pdf
2. Самойлова А.В., Афанасьева М.А. Диагностические признаки неструктурных ловушек и механизмы их формирования на примере Западной Сибири // Вестник науки и образования. - 2020. - 9(87). - Часть 1. - С. 99-110.
3. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н. Методические аспекты прогноза неструктурных ловушек углеводородов на примере юрско-меловых отложений Западной Сибири // Бюл. Моск. Об-ва испытателей природы. Отд. Геол. - 2014. - Т. 89. - Вып. 4. - С.24-39.
4. Абросимова О.О., Кулагин С.И. Выявление ловушек углеводородов неантиклинального типа в верхне-, среднеюрских отложениях (юго-восточная часть Томской области) // Известия Томского политехнического университета. - 2008. - Т. 313. - № 1. - http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/2290/1/bulletin_tpu-2008-313-1-08.pdf.
5. Жарков А.М. Неантиклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 2001. - № 1. - С. 18-23.

Применение перспективных информационных технологий при строительстве и
эксплуатации нефтегазовых месторождений

(Application of advanced information technologies in the construction and
exploitation of oil and gas fields)

Сафарова Елисавета Александровна¹, Еремин Николай Александрович^{1,2},

Столяров Владимир Евгеньевич³

¹ М.н.с., ² Профессор, г.н.с., ³ Н.с.

^{1,2,3} ФГБУН ИПНГ РАН

³ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: д.т.н., профессор Еремин Н.А.

АННОТАЦИЯ

Представлены основные решения по построению и реализации алгоритмов интеллектуального моделирования при организации высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтегазовых скважин. Приведены описание и возможности программного обеспечения, разработанного на основе нейросетевого моделирования и машинного обучения, предназначенного для повышения точности геолого-разведочных работ и исключения нештатных ситуаций при бурении. На базе геолого-технологической информации предложена организационная структура удаленного мониторинга и контроля эксплуатации управления бурением в нефтегазовой отрасли. Описана схема организации информационных потоков для принятия решений буровым супервайзером при бурении, а также мониторинга строительства месторождения в центре бурения нефтегазового предприятия. Лучшие мировые практики подтверждают высокую эффективность проведения модернизации месторождений при внедрении информационных технологий, которые способствуют снижению эксплуатационных затрат, увеличению газонефтедобычи порядка 10% и сокращению времени простоев скважин не менее 50% от типовых решений.

ABSTRACT

The main solutions for construction and implementation of intelligent modeling algorithms during organization of high-performance automated system for prevention of complications and emergency situations during construction of oil and gas wells are presented. Descriptions and possibilities of software developed on the basis of neural network modeling and machine training, designed to increase accuracy of geological exploration works and eliminate emergency situations during drilling, are given. On the basis of geological and technological information, the organizational structure of remote monitoring and operation control by drilling management in the oil and gas industry is proposed. The scheme of organization of information flows for decision-making by drilling supervisor during drilling, as well as monitoring of field construction in the center of oil and gas enterprise drilling is described. The best world practices confirm the high efficiency of field modernization during the introduction of information technologies, which contribute to the reduction of operating costs, increase of gas and oil production about 10% and reduction of well downtime not less than 50% of standard solutions.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Скважина, месторождение, строительство, бурение, геолого-технологическая информация, отраслевой центр, буровой комплекс, искусственный интеллект, индустриальный блокчейн, автоматизированная система, модели, машинное обучение.

KEYWORDS

Well, field, construction, drilling, geological and technological information, industry center, drilling complex, artificial intelligence, industrial blockchain, automated system, models, machine learning. industrial intelligence, an industrial blockchain, data, the automated system, models, machine learning.

В рамках проведенных в период 1995-2019 гг. исследований по программе «Фундаментальный базис инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности» академическими институтами РАН сформированы научно обоснованные подходы по внедрению прорывных инновационных технологий по всей технологической цепочке нефтегазодобычи (геологоразведке, бурению и строительству скважин, их ремонту, очистке добытой нефти от воды, серы, парафина, подготовке к транспорту и хранению и др.), которые обеспечивают решение проблем энергоэффективности, ресурсосбережения, импортозамещения в рамках проведения модернизации отрасли в сложных экономических условиях.

Практическим примером интеграции имеющихся компетенций и необходимости внедрения современных информационных технологий в нефтегазодобыче является проводимая ИПНГ РАН работа по теме "Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т. ч. на шельфовых проектах", выполняемая по гранту Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (идентификатор проекта RFMEFI60419X0217).

Реализация полученных в результате работы прикладных научных результатов является возможной только с учетом имеющейся структуры и организации принятия решений, понимания этапов строительства скважин в рамках жизненного цикла месторождения, а также особенностей применения перспективных информационных технологий в строительстве.

Архитектура цифрового нефтегазового месторождения включает в себя: геолого-технологические объекты; систему контроля нефтегазовых операций в режиме реального времени; интегрированную модель газового производства; центр интегрированного управления производством; систему сбора и передачи объемов геолого-промысловой операции; систем связи (промышленный интернет, космические и беспроводные каналы связи), а также информационных банков геопромысловых данных и систем безопасности для технологических объектов и инфраструктуры.

С учетом этого формируется понятие создаваемого в процессе модернизации «цифрового месторождения», как объекта добычи с элементами искусственного интеллекта на основе машинных алгоритмов и роботизированных систем управления, возможностью обеспечения дистанционного контроля, управления объектами и процессами. Искусственный интеллект уже нашел широкое применение в упрощении процедур принятия управленческих решений и предполагает использование сетевых инструментов и алгоритмов с заданной точностью и критериями оценки ситуации и особенно эффективен на начальной стадии жизненного цикла – строительства нефтегазовых скважин. Это обеспечивает создание и эксплуатацию единой информационной базы как для отдельных интеллектуальных скважин, так и нефтегазового месторождения в целом.

Создание системы высокоавтоматизированной системы мониторинга и предупреждения аварийных ситуаций при строительстве потребовало решить несколько

групп ключевых задач для определения структуры, методов и средств реализации. Наиболее важными из них являются:

÷ Определение и классификация причин типичных аварийных ситуаций, условия и цели предлагаемых для реализации алгоритмов предсказания и предотвращения ситуаций. Наличие на буровой информации и архива ретроспективных данных строительства аналогичных скважин для анализа и выработки решений. Наличие оперативных геологических и технических данных бурения и возможность их применения в нейросетевых моделях и машинном обучении для типовых моделей;

÷ Разработка методов решения и программная реализация основных видов аварий; применения технологий облачных вычислений для обеспечения точности и времени прогноза в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе;

÷ Возможность реализации (адаптации) системы защиты информации по технологии блокчейн во избежание внешнего вмешательства и искажения данных и информации, а также обеспечения непрерывности и последовательности расчетов;

÷ Проведение тестирования разработанного программно-технического комплекса, адаптации результатов сходимости на основании реальных геолого-технологических данных, получаемых с информационных комплексов на буровой, включая ГТИ и др. проектно-компонентные информационные системы.

Построение и реализация алгоритмов моделирования аварий и осложнений обеспечивается за счет нахождения оптимальной конфигурации сети для выполнения достоверного прогноза на базе модели искусственной нейронной сети. При внедрении алгоритмов машинного обучения, применяемые технологии искусственных нейронных сетей используют множество взаимосвязей между ячейками вычислений - искусственными нейронами, между которыми образуется нейронная сеть. Обучение моделей производится итеративно, что дает возможность проводить обучение на наборах данных произвольного размера с последующим усложнением. Основой такого подхода является преимущество глубокого обучения с разделением на следующие категории: простота, масштабируемость, гибкость настройки и готовность к многократному использованию. Принятая за основу концепция легко адаптируема к различным технологическим процессам и показывает высокую эффективность при работе в нестандартных ситуациях, а также наличии цифровых моделей объектов аналогов.

Внедрение технологий искусственного интеллекта предполагает возможность лицам, принимающим решения, предоставить точную оперативную информацию с учетом скорости и масштабов развития ситуации, наилучшими компетенциями бурового персонала и инженерным опытом строительства месторождений. При этом одним из инновационных направлений для нефтегазовых компаний является интеграция организационных, технических и технологических решений на основе интерпретации геологических и геофизических данных на площадке удаленной от строительства, применения широкого круга ИТ-инструментов для проактивного управления процессом бурения, создания современных интерактивных сред для удаленной инженерной коммуникации экспертов по различным направлениям в режиме реального времени.

Нефтегазовая скважина в этом процессе является объектом, определяющим основную стоимость, так как на ее долю приходится не менее 40% от объема всех инвестиций. По оценкам экспертов более половины фонда скважин находятся на грани рентабельности вследствие низких дебитов, что требует значительных технологических новаций для сохранения фонда и показателей добычи в ближайшей перспективе. Количество бездействующих скважин превышает четверть от имеющихся, и количество вводимых должно быть не менее 25-30% от действующего фонда. [2]

Строительство высокотехнологичных скважин с применением моделей «цифрового двойника» и применением интеллектуальной системы управления добычей

позволяет обеспечить процесс эффективного управления и быструю экономическую отдачу от инвестиций, что позволяет снизить стоимость обустройства на 3-5% и эксплуатационные затраты не менее, чем на 20% без снижения показателей добычи.

Повышение точности и скорости технологических расчетов и управления технологическими объектами возможно оптимизировать с учетом использования типовых алгоритмов на основании ранее полученных данных по соседним скважинам. Реализация такого подхода позволяет: оптимизировать стоимость эксплуатации оборудования бурового комплекса; сократить общее время и простои оборудования при строительстве; избежать или минимизировать типовые аварийных ситуаций при строительстве. За счет качественного контроля строительства и выполнения мероприятий согласно проектной разработке возможно также увеличить срок эксплуатации объектов и обеспечить эффективность добычи. Важным элементом является проведение геолого-технологических исследований, которые проводятся в процессе строительства скважины в реальном масштабе времени в режиме накопления информационной среды. С учетом применения технологий распределенных протяженных систем измерения давления и температуры, проведения акустических замеров шумов, включая движение флюидов и контроль цементирования растворов, возможности виртуальной и дополненной реальности, применения сенсорных сетей и промышленного интернета, мониторинга и самодиагностики состояния электро и технологического оборудования для интеллектуальных скважин резко возрастают объемы контролируемой и передаваемой для принятия решений информации по состоянию технологий и выполняемых процессов. [1]

По оценке Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) эффективность добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29%, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) - 38%, а у интеллектуальных месторождений этот показатель достигает порядка 47% от проектных оценок. Цифровой режим близок по показателям к стационарному режимному процессу добычи, а для интеллектуальных объектов достигаемые показатели приближаются к максимально возможным с учетом геолого-технических ограничений.

Без комплексной автоматизации буровой невозможно обеспечить снижение роли персонала, что предполагает роботизацию части процесса бурения и технологий спускоподъемных операций для снижения времени строительства и безопасности. К строительству нефтегазовых скважин относятся различные процессы, выполнение которых оговорено рядом требований, в том числе к бурению скважин, креплению и испытанию (освоению) скважин; используемым технологическим жидкостям, буровым и тампонажным растворам и их компонентам; буровому оборудованию и техническим средствам; обсадным трубам и бурильному инструменту; вскрытию пласта и проверке на поток газа или нефти, а также предусматривает оснащение скважины необходимым оборудованием и системами для эксплуатации и другие мероприятия согласно утвержденного проекта. Для обеспечения качества работ сформулированы методики выполнения измерений, испытаний, обеспечения входного и выходного контроля оборудования, работ и услуг при проведении авторского надзора строительства.

Комплектация и технические характеристики оборудования и информационного обеспечения буровой установки должны предусматривать дистанционный мониторинг и управление исполнительными механизмами буровой установки для всех процессов бурения, возможность блокировки аварийной работы оборудования, непрерывный процесс получения информации о параметрах и показателях работы механизмов, крепления скважины. Эти вопросы решаются на основании применяемых на буровых информационных программно-технических комплексов, возможности которых формируются при разработке проектной документации на строительство. Для

информационного оснащения на всех уровнях контроля на буровой предполагается применение современных информационно-управляющих комплексов в составе:

- ÷ автоматизированного сбора и обработки в едином центре контроля буровой, интерпретации технологической и геологической информации бурения скважин на основании применения на буровой приборного контроля и измерительных систем (ГТИ);
- ÷ забойной телеметрической системы, обеспечивающей контроль траектории скважины, геофизических и режимно-технологических параметров бурения (ЗТС);
- ÷ интерпретации технологической информации, контроля и управления процессом цементирования (СКУЦ);
- ÷ геолого-геохимического модуля химического контроля и компонентного состава породы при бурении на основе применения лабораторных или потоковых хроматографов, датчиков суммарного газосодержания (газовый каротаж);
- ÷ исследования образцов (кернов) для проведения экспрессных петрофизических исследований на базе передвижных или стационарных лабораторий;
- ÷ средств автоматической пожарной, газовой (взрывоопасной) сигнализации и оповещения, систем пожаротушения и интегрированной безопасности, видеоконтроля;
- ÷ Интегрированной мультисервисной системы передачи технологической и инфраструктурной информации, данных бурения, геологической информации в режиме реального времени; формирования информационных потоков.

В обычном режиме профилактические работы по предупреждению аварий и инцидентов при строительстве скважин согласовывается с Заказчиком и утверждается техническим руководителем бурового подрядчика (главным инженером). Карта по предупреждению аварий и инцидентов при строительстве скважины разрабатывается в соответствии с проектной документацией на строительство скважины по различным направлениям, в том числе: технологической, производственной, технической службами бурового подрядчика по типовой форме. Опыт строительства скважин показывает, что строительство практически всех скважин сопровождается различного вида и характера осложнениями и авариями, однако информация для систематизации о имеющихся инцидентах обычно является внутренней и закрытой для нефтегазового Общества и не доводится для разработки методик и документов межотраслевого характера.

К осложнениям при бурении относят: нарушения технологий сооружения согласно принятому техническому проекту; несоблюдение правил безаварийного ведения буровых работ, а также вызванные горно-геологическими условиями проходимых пород. Значительный процент инцидентов и аварий связан с несоответствием проектной конструкции скважины фактическим горно-геологическим условиям бурения и недостаточной компетенцией персонала. Типовыми видами осложнений являются поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов, газонефтеводопроявления, осыпи и обрушения неустойчивых пород, рапопроявления. Ключевыми и технически сложными осложнениями при строительстве скважин в условиях многолетнемерзлых пород являются: растепление (разрушение) мерзлых стенок скважин; возникновение обвалов породы; некачественное цементирование скважин в толще мерзлых пород; смятие обсадных труб грунтами.

Основными задачами геолого-технологических исследований в процессе бурения являются обеспечение проектных показателей разработки за счет инструментальной поддержки процессов строительства и обеспечение безопасности самого процесса в различных технологических режимах. Состав и объем информации, получаемой при разработке месторождения супервайзером, предварительно согласовывается с техническими возможностями буровой и установленного на буровом комплексе оборудования, включая станцию ГТИ. Источники информации и структура организации мониторинга контроля строительства и передачи данных приведена на Рис.1. [3]

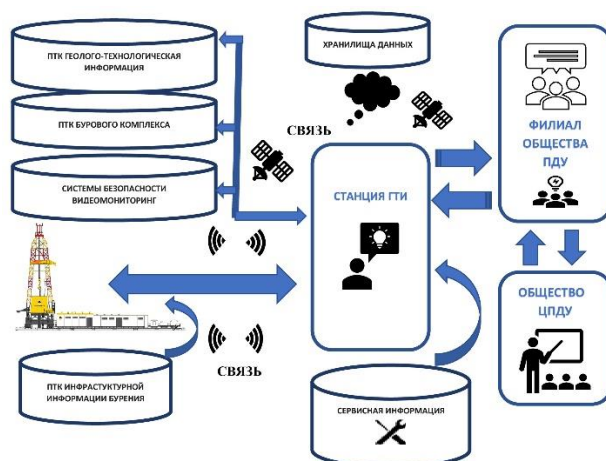


Рис 1. Основные источники информации и структура организации

Существуют четыре основных способа получения геолого-технологической информации на буровом комплексе:

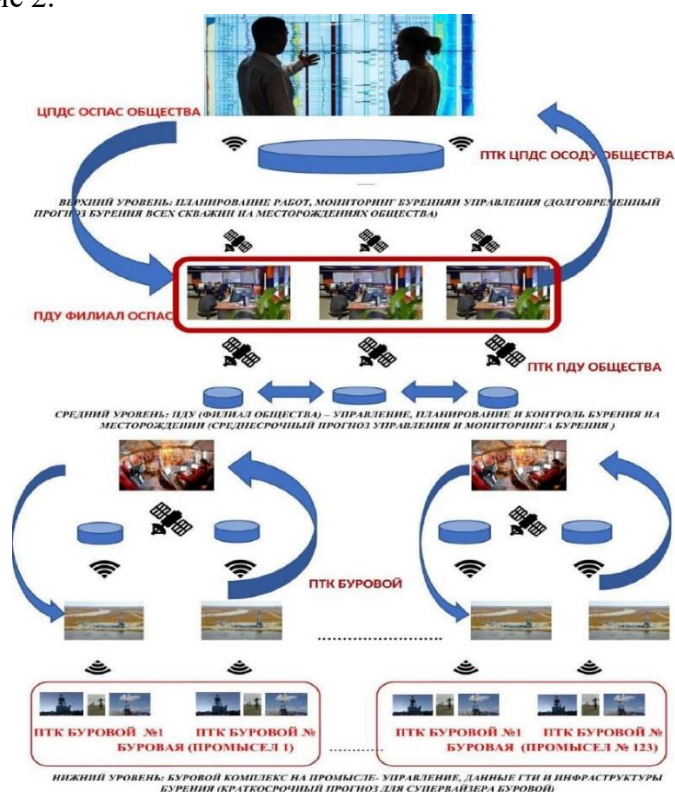
÷ Параметры регистрируются автоматически с помощью датчиков, установленных на буровом комплексе (технологические параметры бурения). Значения технологических параметров передаются по линиям связи либо непосредственно в компьютер (ноутбук) на станцию ГТИ, либо с использованием высокоскоростных каналов связи, включая беспроводные технологии на точку сбора и архивации на буровой, а также с помощью спутниковых систем, мультисервисной системы связи в Центр бурения месторождения (Филиал Общества, ПДУ) и Центр бурения общества (ЦПДС, ОСОДУ, ОСПАС). Дискретность регистрации задается на уровне программно-аппаратного комплекса и возможностей каналов передачи для систем связи, установленных на буровой;

÷ Параметры регистрируются автоматически с помощью аппаратуры, находящейся на станции ГТИ, например, блока газового каротажа, и информация передается только на Центр бурения месторождения (Филиала Общества, ПДУ) с помощью спутниковых систем, мультисервисной системы связи;

÷ Параметры измеряются вручную персоналом с помощью специальных приборов, находящихся на буровой и имеющих технических возможностей ГТИ. Измеренные геологические и технологические параметры заносятся вручную или автоматически для обработки. Информация передается на уровень Филиала Общества, ПДУ) через каналы связи.

Вычисляемые на буровой и Центре бурения месторождения параметры могут быть технологическими, геологическими, технико-экономическими. На основании полученной информации выполняются работы с учетом компетенций персонала. Анализ рынка основных отечественных производителей буровых и предлагаемых для эксплуатации станций ГТИ показывает, что основной проблемой является отсутствие эффективного отечественного программного обеспечения для эффективной эксплуатации и сопровождения процессов бурения скважин. Информационная платформа служит для загрузки, хранения, просмотра и обмена данными, получаемыми на буровой площадке (суточные отчеты и других сервисных компаний, буровая и геологическая информация и т.д.). При необходимости на базе/в офисе Заказчика устанавливается система на выделенном сервере с применением соответствующего программного обеспечения и структуры с элементами моделирования и прогнозирования ситуации. Станция ГТИ в перспективе должна включать защищенную цифровую платформу с выходом в Интернет. Это предполагает расчетный прогноз

С учетом обеспечения экспертного контроля мониторинга строительства в рамках создания высокопроизводительной системы ИПНГ РАН была предложена структура Отраслевой Системы предупреждения аварийности при строительстве нефтегазовых скважин (ОСПАС). Организационно-функциональная структура системы предупреждения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин представлена на Рис 2.



В рамках предложений по построению системы предупреждения разработана модель взаимодействия участников разработки нефтегазовых месторождений на этапе строительства скважин: нефтегазодобывающая компания-подрядчик по бурению (супервизор) - сервисные компании (производители бурового и скважинного оборудования) - супервайзинговое подразделение - органы, осуществляющие технический контроль за проведением работ по строительству скважин на уровне месторождения в случае проведения работ на нескольких скважинах или на нескольких буровых комплексах (Филиал Общества, ПДУ) и Центра по бурению в рамках системы предупреждения для предприятия (Общество, ЦПДС).

218

(ОСПАС). Система строится по иерархическому принципу и включает несколько взаимосвязанных уровней системы:

1. Нижний уровень – уровень систем автоматического управления бурового комплекса, технологических установок и систем комплекса бурения и строительства. Буровая установка является интегрированным комплексом и обеспечивает с помощью бурового инструмента выполнение технологических операций в непрерывном режиме. Компьютеризированная станция ГТИ обеспечивает при этом решение широкого круга задач, так как является информационно-измерительной и аналитической системой, предназначенной дополнительно при мониторинге бурения для непрерывного получения геолого-технологической информации на всех этапах строительства скважины с возможностью составления краткосрочного прогноза по режимам и обеспечения локализации аварийной ситуации при ее возникновении на буровой. Станция ГТИ обеспечивает визуализацию измеряемых параметров, обработку, накопления и интерпретацию данных, реализует сетевой обмен данными между компьютерами на станции и передачу информации удаленным пользователям с заданной частотой обновления информации при проводке скважины. В ходе строительства скважины, при отклонениях от нормального процесса буровых работ, представители сервисных организаций, бурового подрядчика и службы по технологическому надзору, находящиеся на буровой, уведомляют об этом Общество и принимают решение о возможности продолжения работ по итогам выяснения и ликвидации причин инцидента.

В рамках геологического сопровождения непосредственно на буровой появляется возможность проведения комплексного экспресс-анализа отобранного при бурении шлама с привязкой по глубинам. Получение информации в режиме реального времени и предпринимаемые на её основании корректировки режимами проходки и отбора продукции помогают своевременно исключить неблагоприятные факторы, способные повлиять на дальнейшую эксплуатацию скважины на основании архивов разработки.

2. Средний уровень управления - уровень управления строительством скважин на месторождении - производственно-диспетчерская служба (ПДС) филиалов Общества, месторождений. На этом уровне обеспечивается:

- ÷ контроль состояния технологического оборудования буровых в реальном времени при проведении параллельных работ на нескольких скважинах одновременно, формирование прогноза и планов работ в среднесрочной перспективе;
- ÷ подготовка и передача данных в ЦПДС Общества (ОСПАС);
- ÷ управление объектами строительства; планирование работ и ремонтов;
- ÷ возможность при необходимости обеспечить дистанционное управление оборудованием; моделирование и прогнозирование режимов работы объектов;
- ÷ контроль и локализация аварийных и нештатных ситуаций собственными ресурсами Филиала Общества; мониторинг надежности; контроль и обеспечение качества ресурсов выполняемых работ, обеспечение организационной и информационной поддержки из удаленного центра.

3. Верхний уровень управления: Уровень нефтегазового Общества - Пункт управления ЦПДС Общества (ОСПАС) обеспечивает в процессе строительства:

- ÷ контроль проведения бурения на различных месторождениях при проведении параллельных работ, формирование прогнозов, планов в долгосрочной перспективе;
- ÷ разработка графиков проведения строительных работ; непрерывный мониторинг 24/7/12; диспетчерское управление и контроль строительства; подготовку данных для взаимодействия с диспетчерскими службами (ЦПДС) Общества в рамках функционирования Отраслевого Центра бурения;
- ÷ получение оперативной информации об авариях и нештатных ситуациях, мониторинг состояния, возможности управления и диагностики;

÷ подготовка данных ОСПАС для взаимодействия с ЦПДС ОСОДУ, реализация взаимодействия с Филиалами Общества (ПДУ) в режиме реального времени.

Инновационная составляющая применения ОСПАС обеспечивает возможность реализации единой технической политики, экономию финансовых средств, применение единого информационного ресурса для интегральной модели управления, что обеспечивает возможность поэтапной замены персонала искусственным интеллектом. В качестве элементов ОСПАС реализовано применение технологий Индустрии 4.0:

÷ Искусственного интеллекта для элементов прогнозирования, сценарного моделирования и проактивного управления производственными объектами;

÷ Цифровых двойников, моделирования инженерно-технических, производственно-эксплуатационных и экономических показателей;

÷ Корпоративных хранилищ данных, геолого-технологических данных и информации, поступающей непосредственно с уровня бурового комплекса в процессе бурения и строительства нефтегазовых скважин;

÷ Промышленного интернета, элементов виртуальной и дополненной реальности для эффективного сбора и визуализации объектов месторождений;

÷ Аналитических центров сбора структурированных и неструктурированных онлайн-данных, технологий обработки «больших данных» и массивов в процессе строительства;

Внедрение информационно-управляющего комплекса ОСПАС должно обеспечить:

÷ Структурные сдвиги в отрасли за счет внедрения прогрессивных технологий;

÷ Применение и экспорт научной отечественной продукции мирового уровня;

÷ Рост производительности труда, а также снижение простоев оборудования и обеспечение экономической эффективности строительства и эксплуатации скважин;

÷ Рост компетенций в части программных средств с использованием искусственного интеллекта в области обработки геолого-геофизических данных и управления разработкой нефтегазового месторождения в режиме реального времени.

В рамках развития системы предполагается значительное расширение интеллектуальных технологий в области внедрения имеющихся разработок:

÷ развитие предсказательных моделей машинного обучения, гибридных нейросетевых систем для спускоподъемных операций, ловильных работ при бурении;

÷ интеграция геолого-технологических и геонавигационных данных для определения оптимальной траектории ствола скважины в продуктивном пласте;

÷ разработка системы оценки качества строительства на основе анализа данных проекта и имеющейся информации, полученной с информационно-управляющих систем;

÷ создание пространственной модели коллекторов, диаграмм вариаций литолого-петрофизических параметров керна, параметров потоковой продукции.

Развитие технологий «искусственного интеллекта» предусматривает расширение сотрудничества с отечественными предприятиями, рост фундаментальных и прикладных исследований, в том числе с применением:

1. Отечественной интегрированной сквозной цифровой платформы геологоразведки и добычи на суше и на море (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», ИПНГ РАН);

Разрабатываемая платформа позволяет организовать сквозное моделирование для всего процесса добычи, включая гидродинамическое моделирование процессов фильтрации флюида в пласте (композиционная модель), процессов течения флюида в призабойной зоне, моделирование течения многофазного потока в скважине и в наземной сборной системе.

2. Интеллектуальной системы оперативного геолого-технического мониторинга, перспективного планирования и управления разработкой месторождений добывающих предприятий ПАО «Газпром» (БФУ им. И.Канта, ООО «Промтехнологии», ИПНГ РАН). Предлагает применение решений на базе новейших методов сейсмической голографии на рассеянных волнах, микросейсмического мониторинга, суперкомпьютерных технологий и прикладных систем искусственного интеллекта. Обеспечивает за счет сейсмической скоростной томографии сверхвысокого пространственного разрешения и получение петрофизических атрибутов, обеспечивающих высокоточный поиск и разработку залежей углеводородов; выявление трещинно-кавернозных коллекторов углеводородов, повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет учета факторов обводненности и других геолого-технологических ограничений при добыче.

3. Интеллектуальной информационной сети на базе данных термобарометрического мониторинга скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений (ИК ООО «Седатэк», РГУ, ИПНГ РАН). Посредством моделирования и нейронных сетей с элементами искусственного интеллекта создается модель «пласт – скважина – резервуар», формируется образ температурного поля и распределения давления в стволах скважин за счет сопровождения моделей резервуара, обеспечивается контроль технологических осложнений в стволе скважины, в т.ч. целостность конструкции крепи скважины, оценка заколонных и межпластовых перетоков; притока подошвенных вод; образование и движение по стволу скважины водяных и газогидратных пробок и выноса песка на базе оптических и акустических решений.

Лучшие реализованные практики обеспечивают эффективность принципов «интеллектуальное месторождение», за счет применения которых достигается увеличение газонефтедобычи порядка 10% и снижение простоев не менее чем на 50% при механизированной добыче. Задачей, требующей решения в области информационных технологий, является создание междисциплинарной проектно-исследовательской среды за счет интеграции фундаментальной и прикладной науки, студентов и преподавателей, производственников и научных сотрудников для решения отраслевых проблем.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E.* Digital transformation of gas production. // Scopus IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 700 (2019) 012052. Dirac house, Bristol, England, BS1 6BE: 2019., P. 1–6, DOI:10.1088/1757-899X/700/1/012052;
2. *Еремин Н.А., Архипов А.И., Черников А.Д., Сарданашвили О.Н., Столяров В.Е.* Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин // Издательство Neftegaz.RU, www.neftegaz.ru, Neftegaz.RU [4]-2020, УДК 622.24; 622.279.23., С. 38-50.;
3. *Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л.* Учебное пособие «Методическое и информационное обеспечение бурового супервайзера». М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – 252 с. 46 илл.

Педагогический дизайн в постиндустриальной реальности: новые возможности и
вызовы

(Pedagogical design in postindustrial reality: new opportunities and challenges)

Сафиева Равиля Загидулловна¹, Еднерал Ирина Викторовна²

¹ Заведующий кафедрой, профессор, д.т.н.,

² Доцент, к.ф.-м.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Показано, что курсы психолого-педагогической направленности аккумулируют информацию о человеческом опыте передачи знаний и формировании практических навыков коммуникации, демонстрируют лучшие образцы представления разнородной информации с учетом психологических особенностей ее восприятия и обработки, а также являются отличной коммуникационной тренинговой площадкой для организации проектной деятельности обучающихся. Налаживание обратной связи в виде регулярных опросов (feedback) как самостоятельный рабочий канал поддержания активного тонуса участников учебного процесса (преподавателей и обучающихся) способствует созданию атмосферы вовлеченности и мотивации к совместной проектной деятельности в педагогическом процессе.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Инженерная педагогика, цифровая среда, дистанционное обучение, опросы, проектная деятельность, индивидуальная образовательная траектория, педагогический дизайн

ABSTRACT

There is shown that the psychological and pedagogical courses that accumulate information about the human experience of knowledge transfer and the formation of practical communication skills, demonstrate the best examples of the presentation of heterogeneous information, taking into account the psychological characteristics of its perception and processing, and are also an excellent communication training platform for organizing students' project activities. Establishing feedback in the form of regular surveys (feedback) as an independent working channel for maintaining the active tone of the participants of the educational process (teachers and students) helps to create an atmosphere of engagement and motivation for joint project activities in the pedagogical process.

KEY WORDS

Engineering pedagogy, digital environment, distance teaching, surveys, project activities, individual educational trajectory, pedagogical design

Педагогический дизайн, получивший развитие в постиндустриальную эпоху, особенно, в условиях короновирусной пандемии 21 века, становится наиболее активно развивающимся направлением современной педагогики, что связано с резким усилением роли информатизации в образовании. Возможная сложность в понимании термина педагогический дизайн по сравнению с привычным понятием «педагогическое проектирование» в русскоговорящей педагогической среде обусловлена еще и спецификой возможного перевода слова design на русский язык как эстетика, изобразительное искусство, художественно-оформительское творчество. Надо признать, что дословный перевод с английского языка как замысел, план, проект точнее передает суть данного термина. По запросу на июнь 2020 года по ключевому слову

“педагогический дизайн” e-library дает уже более 225 ссылок. Если обратиться к научной литературе в области педагогической психологии, то можно найти огромное (без преувеличения) количество публикаций, в которой упоминается высокоцитируемая (6397 ссылок!) статья 1985 года американского педагога-психолога доктора R.Gagne, разработавшего модель обучения американских летчиков [1]. Этот феномен американской педагогической мысли, известный как модель обучения, получившая первоначально название институциональный дизайн, а позже имя своего создателя, используется педагогами всего мира для разработки педагогических технологий обучения в других профессиональных областях (медицине, фармакологии, юриспруденции, экономических и др. науках) уже в контексте «педагогический дизайн». Именно R.Gagne первым в мире уделял внимание информатизации учебного процесса.

Неудивительно, что с появлением цифровых технологий происходит трансформация педагогического дизайна всех учебных дисциплин, в том числе, дисциплин гуманитарного профиля. Относительно легко переводимые современными компьютерными средствами в цифровой формат гуманитарные дисциплины способствуют созданию социальной компоненты современного технического образования. Возможности и перспективы цифровых форм в этом процессе требуют исследования. На примере дисциплин психолого-педагогической направленности, относительно недавно появившихся в сетке учебного расписания в технических нефтегазовых вузах становится очевидным, что они являются необходимыми на всех уровнях обучения, помогая, в том числе, учащимся адаптироваться к быстро изменяющейся учебной и производственной среде, и что цифровизация должна развивать и сохранить некоторые принципы, которые мы и обсуждаем в настоящей статье. В первую очередь, это - исследование влияния цифровизации на образовательную среду как процесса и педагогической технологии, исключая лозунг: "Полная цифровизация любой ценой!", во-вторых, усиление практической компоненты. Далее стоит обсудить проектный подход как способ создания творческого образовательного пространства. Дело в том, что вопросы цифровой дидактики и педагогического дизайна, психологии взаимодействия коллектива и личности, развития креативности и этических норм поведения возникают как при передаче любых теоретических знаний, так и при освоении практических умений и навыков. Так что же изменилось? Теперь, преподавателям, формирующим рабочие программы дисциплин, предстоит формировать их в цифровом формате. Как эти изменения будут влиять на психику участников и качество образовательного процесса? Давайте разбираться.

Столкновение волн – уходящей второй индустриальной эпохи и нарастающей третьей постиндустриальной эпохи развития человечества, открывшей интернет, социальные сети, искусственный интеллект, роботехнику и пр., приводит к тому, что будущее предстает в хаотическом расщепленном виде практически во всех сферах жизни: политической, социальной и личной [2]. Люди стараются адаптироваться к данной ситуации: психика человека в попытке приспособиться к скоростям и давлению переставшей быть психологически комфортной среды претерпевает заметные изменения. Образование всех уровней имеет дело и кардинально зависит от состояния психики как преподавателей, так и обучающихся. Мы наблюдаем как в образовательном процессе (и в любой другой организованной деятельности), так и в повседневной жизни людей меняются способы восприятия информации, социальное поведение и мотивация к деятельности. В результате иначе происходит формирование Я-образа человека. В цифровом обществе, где, на первый взгляд, появляются дополнительные возможности для поддержания социальных контактов, наблюдается такой культурно-психологический феномен как “хиккомори”. Люди, которых называют “хикки”, буквально следуют наставлению И. Бродского “Не выходи из комнаты, не совершай

ошибку” [3]. Внутренние изменения личности при изменении среды накапливаются постепенно, но в условиях экстраординарных обстоятельств, которые внезапно обрушиваются на социум (например, коронавирусная пандемия 2020 года), изменения личности нарастают быстрее, в результате мы наблюдаем массовое усиление индивидуализации, рост эгоизма, низкую оценку значимости собственной жизни для социума. Резко возрастает доля времени, которое человек проводит уединенно за компьютером, общение с миром и другими людьми становится виртуальным, лишенным эмоционального окрашивания через присущие человеку каналы восприятия зрительной и слуховой информации. Будучи предоставлен самому себе, имея практически неограниченный доступ к информационным ресурсам и социальным сетям, человек, особенно молодой, как правило, становится легко уязвимым и открытым возможному манипулированию его сознанием. В таких условиях тенденция к асоциальному поведению оказывается довольно сильной, к тому же эта тенденция культивируется в молодежной среде сетевым наполнением и средствами массовой информации (СМИ). Такой возможный тренд в изменении личности студента делает воспитательную роль и благотворное влияние вузовской среды как в образовательных процессах, так и во внеучебной деятельности особенно важными. Этот момент не может быть проигнорирован при разработке нового педагогического дизайна. В качестве инструментария для проверки ряда выдвинутых рабочих гипотез были использованы результаты опроса студентов и преподавателей Губкинского университета. Авторы в содружестве с губкинской студенческой секцией SPE в лице главы комитета по развитию знаний Иевлева Михаила Игоревича по “горячим следам” в экстренного внедрения дистанционных технологий обучения в Губкинском университете с использованием Google forms получили результаты опроса 188 студентов всех факультетов и образовательных уровней (бакалавриата, магистратуры, аспирантуры) и 42 преподавателей.

При обсуждении идеи о глобальном дистанционном обучении, что означает еще большую изоляцию от социума, ответ могут дать (и дают) только сами студенты и преподаватели. Постиндустриальное общество оставляет массовый коллективизм в прошлом, человек сам отвечает за свою жизнь. Это значит, что студент сам будет выбирать свою индивидуальную образовательную траекторию, сам будет решать, нужен ли ему прямой контакт с преподавателем и группой, и его мнение должно будет учитываться. Общение с преподавателем оказывается важным для них, особенно в ситуации неопределенности переходного периода. Опрос студентов и аспирантов показал, что почти треть из опрошенных встречали в своей жизни педагога, который повлиял положительно на их жизнь, а 35% считают, что многие преподаватели оказывали на них влияние. Всего 9% учащихся голосуют за чисто дистанционное обучение (ДО) и считают, что оно обеспечивает высокий процент усвоения материала, остальные считают, что дистанционная часть должна лишь помогать очному образованию. 42% считают, что у ДО больше плюсов, чем минусов и полагают, что ДО - это эффективный метод обучения, 20% занимают противоположную позицию, а 38% пока не составили своего мнения по этому вопросу.

Именно поэтому кафедра инженерной педагогики с самого момента образования исследует современную образовательную среду и разрабатывает образовательные технологии, исходя из концепции смешанного обучения и установления обратной связи с обучающимися. При этом педагоги кафедры стремятся разрабатывать способы обучения с учетом особенностей психики современного студента (аспиранта), ставя своей целью помимо профессионального образования развитие творческих тенденций и социальной компетентности. Для этого кафедра предлагает обучающимся ряд гуманитарных дисциплин психолого-педагогической направленности, такие как:

«Цифровая педагогика», «Этика [и психология делового общения](#)», «Этика и психология профессиональной деятельности», «Психология и педагогика», «Педагогическая риторика», «Педагогическая этика», «Психология учебного коллектива», «Педагогические технологии развития креативности». Подобные курсы направлены не только на формирование социальной компетентности, но и на освоение основ педагогики и психологии, что необходимо каждому, но в первую очередь, тем, кто планирует избрать для себя в будущем педагогическую деятельность. Аспирантура была и остается наиболее эффективным и прямым способом пополнения и сохранения высокого уровня педагогических кадров. Таким образом, сегодня в центре внимания кафедры находится анализ возможностей гуманитарных дисциплин психолого-педагогической направленности по созданию и поддержанию творческой созидательной образовательной экосистемы для преподавателей и обучающихся в техническом вузе. Параллельно достигается и другая цель - ранняя профессиональная ориентация и формирование мотивированной педагогической смены из числа аспирантов, склонных к преподавательской деятельности. Опрос показал, что около 39% аспирантов планируют для себя педагогическую деятельность, а еще 43% не исключают такую возможность.

Стоит отметить, что цифровые технологии прочно занимают свое место в образовательном процессе на всех его стадиях, в том числе, и на заключительной, на которой для опроса и исследования мнений студентов и преподавателей об организации и качестве конкретных дисциплин используются такие инструменты как Google forms, Mentimeter и др. Программ, полезных и повышающих качество и скорость работы преподавателей, довольно много. Освоение этих программ является неизбежным шагом для педагогов, разрабатывающих свои курсы с использованием цифровых технологий (как для создания курса, так и для его проведения). Сегодня преподаватели активно пытаются осознать происходящие изменения и реалии в образовательных учреждениях, однако и они нуждаются в адаптации и грамотной помощи. По состоянию на июнь 2020 года в электронной библиотеке eLibrary.ru было представлено более 10 тысяч публикаций по теме дистанционного образования. При этом поиск по двум ключевым словам «гуманитарное образование» дает не более 10, а по словам «педагогическое образование» – менее 80 ссылок на малоцитируемые статьи, а при введении третьего дополнительного ключевого слова «дистанционное» – публикаций нет вообще. Этот анализ показывает, что при составлении ключевых слов авторы редко указывают эти слова вместе, тем самым обнаруживая свое отношение к цифровым технологиям и демонстрируя слабое участие дистанционной составляющей в своих курсах. Так поиск по ключевым словам «дистанционный курс, иностранный язык» дает всего 2 публикации, а поиск по ключевому слову «иностранный язык» уже более 13000.

Дистанционные технологии преподавания дисциплин в нашем университете развивались постепенно [4-8]. Одними из первых среди гуманитарных кафедр Губкинского университета апробировали цифровой формат кафедры иностранных языков и инженерной педагогики (начиная с момента своего создания в 2013 году) [5]. Надо признать, что это была вынужденная мера: время, отпущенное на курсы гуманитарной направленности стало настолько мизерным, что возможность повторить или более внимательно изучить материал для занятых студентов старших курсов и аспирантов оказалась насущно необходимой. Именно для этого было создано пособие «Памятка аспиранта», позволяющее обучающимся ориентироваться при формировании того отрезка индивидуальной образовательной траектории, который связан с изучением дисциплин психолого-педагогической направленности [9]. Преподаватели-энтузиасты потратили много времени и сил на самостоятельное создание первых интерактивных онлайн-курсов на платформе moodle. К моменту объявления внезапного и обязательного перехода вузов на дистанционную работу в нашем университете уже преподаватели

десяти кафедр имели опыт разработки в инициативном порядке своих версий онлайн-курсов. Стоит отметить, что среди них были и молодые преподаватели, которые прослушали, будучи аспирантами, курс «Цифровая педагогика». При резком переводе на дистанционный формат всех курсов преподавательский корпус в целом оказался к этому не готов, все сложности возникли одновременно и потребовали огромного напряжения от всех участников педагогического процесса, включая администрацию вуза. Подобную ситуацию Э. Тоффлер предсказал еще в 1980 году [1]: он считал, что современный педагог (или человек другой специальности), освоивший новейшие цифровые технологии, станет специалистом более высокого уровня. Те же, кто не захочет или не сможет это сделать, будут вынуждены «уйти со сцены». Действительно, преподаватели впервые столкнулись с ситуацией, когда учащиеся владеют цифровыми технологиями, используемыми в учебном процессе, лучше педагога. Психологически подобная ситуация подрывает авторитет преподавателя. Именно поэтому одной из первых инновационных педагогических технологий, внедряемых на кафедре, является практическое освоение всеми преподавателями актуальных цифровых методов исследования и обучения. В планах кафедры создание пакета рекомендованных для исследований образовательного процесса и проведения смешанных занятий программ и создание семинара по их освоению. В соответствии с пирамидой Э. Дейла [10], один из вариантов которой Вы можете видеть на рисунке 1, процент усвоения знаний и освоения практических навыков возрастает по мере продвижения от абстрактных знаний к практической деятельности.



Рисунок 1. Пирамида Э. Дейла.

В курсе «Цифровой педагогике» аспирантам не только дают информацию о возможностях цифровой среды и наличии современного образовательного инструментария, но и предоставляют возможность создать собственный мини-курс, выбор которого согласовывается аспирантом с ведущим преподавателем как перспективный для возможного представления в дальнейшем в образовательных программах нефтегазового вуза. Эти мини-курсы создаются и размещаются в Песочнице (специально созданном на учебном портале виртуальном пространстве) и снабжены необходимыми атрибутами учебных дисциплин: рабочей программой, силлабусом, фондом оценочных средств. Фактически аспирант (или команда из 2-5 человек) проектирует педагогический дизайн новой учебной дисциплины, как правило, имеющей отношение к нефтегазовой сфере. Автор(ы) сам составляет(ют) перечень знаний, умений и навыков (ЗУН), необходимых для достижения соответствующих компетенций обучающихся, разрабатывают силлабус как взаимоприемлемое соглашение между

педагогом и обучающимися относительно правил организации учебной деятельности и самостоятельной работы студентов. Педагогический дизайн мини-курса (как и полноценных курсов) заключается в проектировании учебного контента дисциплин, выборе методов его представления (визуализации, имитации профессиональной деятельности, геймификации) и оценивания результатов обучения (задания, тесты). Элементы эдьютейнмента (учебные анимации, встроенные видеоролики), тесты и экспресс-опросы с использованием метрик (Mentimeter, Google forms, Kahoot и др.) успешно вписываются в создаваемые интерактивные курсы. Новый педагогический инструментарий позволяет создавать глоссарии терминов, организовать различные типы заданий с привязанными гиперссылками, принимать аудиозаписи выполненных речевых заданий (что особенно важно для языковых занятий, в том числе, по риторике) и видеозаписи (что актуально при проведении занятий по педагогической этике), организовать форумы для обсуждения важных для каждой учебной группы вопросов, проводить взаимное оценивание работ и др. В курсе «Цифровая педагогика» была создана база из более, чем 200 онлайн-курсов (называемых мини-курсами), в которых их авторы пробуют себя в роли преподавателя, представляя аудитории (а теперь в онлайн формате с использованием видеоконференций и вебинаров) краткую версию созданного курса, акцентируя внимание на перспективах его включения в будущие образовательные программы нефтегазового вуза. Среди таких дисциплин можно отметить мини-курсы, посвященные промышленной безопасности объектов ТЭК с применением средств виртуальной измененной/дополненной реальности для визуализации исследуемых процессов и появления ощущений, характерных для человека в той или иной производственной ситуации, включая нарушения целостности промышленного объекта, что может исключить возникновение аварий. В подавляющем большинстве случаев аспиранты с энтузиазмом подходят к выбору тем мини-курсов, предлагая темы, которых нет в образовательных программах вуза. При опросе относительно соответствия основного задания по составлению мини-курса тематике дисциплины «Цифровая педагогика» все аспиранты уверенно отвечают о полном 100% соответствии. Подобные курсы позволяют готовить специалистов следующего (по Э. Тоффлеру) поколения. Такая деятельность по существу представляет собой педагогическое проектирование, которому кафедра и уделяет основное внимание.

Согласно пирамиде Дейла обучающийся должен осваивать полученные знания на практике. В курсах кафедры преподаватели стараются включать практические элементы, повышая уровень усвоения материала. Основным в курсе "Педагогической риторики" является практика выступлений перед группой. В курсе «Психология учебного коллектива» аспирантам предлагается участвовать в простом, но наглядном проекте создания командного реферата. При этом задаются только темы и рейтинг, остальное аспиранты делают сами. Они формируют команды, решают, кто будет руководить проектом, каковы стадии его реализации, распределяют задания, собирают результаты работы участников воедино, монтируют общий видеоряд. Аспиранты оценили подобную форму занятий как продуктивную. Они увидели, что даже простые проблемы внутри коллективной деятельности могут приводить к конфликтам, использовали полученные знания для их разрешения. Участники групповой деятельности наблюдали, как возникает взаимопонимание и формируется сплоченность их маленького коллектива. В настоящее время принципы проектного подхода к образованию разрабатываются на кафедре, исследуются пути и методы цифровизации педагогического дизайна подобным образом сформированных дисциплин.

Еще один подход, используемый на кафедре во время занятий, и прекрасно дополняющий, проектный подход - это создание единого образовательного пространства для педагога и учащихся. Обычно оценивание образовательных усилий

студента педагогом является не только самой болезненной зоной учебного процесса, но и нарушает его целостность, разводя преподавателей и студентов по разные стороны баррикад. Опыт показывает, что здесь лежат причины большинства конфликтов «педагог-учащийся». Как выяснил автор термина «видимое обучение» и исследователь доказательной педагогики Джон Хетти на многочисленной выборке школьников с охватом 86 млн. человек, самым главным фактором эффективного обучения являются взаимоотношения между учителем и школьником [11]. Можно предположить, что такой же результат характерен и для вузовской среды. Так, проведенный нами опрос показал, что только 16% учащихся считают, что отношение педагога не влияло на их успеваемость. Создание единого пространства подразумевает наличие (и понимание) общих целей процесса, а также взаимопонимание его участников. На занятиях по психологии студентам предлагается подготовиться к теме занятий заранее. Один из студентов выступает в роли преподавателя и проводит часть занятия (обычно это одна тема на 20-30 минут). Для этого ему приходится не только прочесть материал, но выделить главное, выбрать способ изложения, подготовить вопросы, которые он будет задавать слушателям, для того, чтобы убедиться, что они все поняли правильно, сделать видеоряд, привести все в соответствие с отпущенным временем. И главное, суметь ответить на вопросы одногруппников и преподавателя, который играет в этот момент роль ученика, в том случае, если что-то осталось непонятным. Он также может устроить небольшой опрос, чтобы убедиться, что все поняли материал правильно. Далее, слушатели оценивают работу выступающего (например, по 10-балльной шкале) на предмет информативности, понятности, интересности. Подобная практика позволяет ученикам понять и оценить усилия преподавателя, научиться давать справедливые оценки результатам труда своих коллег. Однако, первое, с чем столкнется преподаватель при выполнении студентами подобного задания, это тотальный конформизм. Все стремятся поставить ведущему максимальный балл и по информативности, и по понятности, и по интересу, вызываемому представленным материалом. Здесь уместно совместно выработать нормы, по которым эти показатели могут быть оценены, и провести анализ работы ведущего по этим нормативам. Далее преподаватель может использовать предложенные критерии для оценки ответов учащихся. Подобные практики сближают позиции преподавателя и студента, и следующим шагом является создание структуры работающей группы. Староста отвечает за явку на занятия и информированность группы. Его полномочия могут быть расширены или кроме старосты создается позиция *teaching assistant*, с которым обсуждаются все моменты организации занятий, и которому даются достаточно широкие полномочия (вплоть до обсуждения с коллегами программы курса и доведение их мнения до преподавателя). Еще одно лицо – *information exchange officer* – отвечающий за рассылку электронной почты и другие подобные обязанности. Подобные роли вынуждают студентов и педагогов общаться вне учебного процесса, что сближает участников образовательного процесса. Однако, для того, чтобы использовать новые формы и придумывать их самому, педагог должен находиться в творческой, психологически комфортной и стабильной обстановке. Сегодня он не может контролировать многие аспекты учебного процесса и перегружен дополнительными обязанностями, которые для образовательного процесса совсем не обязательны.

Психологи утверждают, что в условиях неопределенности из двух возможных диаметрально противоположных стратегий поведения - использования (*exploitation*) и исследования (*exploration*) – человек склонен выбирать наименее затратную и сулящую предсказуемый результат стратегию использования с меньшей долей риска и неопределенности, в то время как стратегия исследований открывает новые возможности и сопряжена с более высоким уровнем неопределенности. Педагогу предстоит в

кратчайшие сроки овладеть современными технологиями ДО, срочно найти эффективные способы подачи учебного материала, используя новые педагогические инструменты. Рассматривая оптимистичный сценарий, определяемый исследовательской стратегией поведения участников учебного процесса, можно сказать, что вот здесь и открывается новое окно возможностей, как для самого преподавателя, так и для обучающихся. Уже появились первые публикации относительно оценки эффективности педагогических технологий в условиях Covid-19 [12]. Но прежде давайте составим психологический портрет педагога, попавшего в новую педагогическую реальность. Преподаватель, будучи носителем уникальных знаний, полученных за время предыдущей педагогической деятельности, многократно проверенной практикой преподавания, мучительно осознает разрыв шаблона собственного мышления, переживает сильный психологический стресс от изменения традиционного педагогического формата общения с обучающимися и не всегда готов отказаться от стратегии использования и перейти к стратегии исследований, приняв новые реалии неопределенности, связанные с организацией учебного процесса. Издание административного приказа о таком переходе к ДО означало для такого преподавателя именно приглашение к неопределенности. Период адаптации к новым реалиям у всех разный и обусловлен способностями человеческой психики, в любом случае стремящейся снять нарастающее напряжение. Новые реалии: это и система “антиплагиат”, в основе которой изначально заложен принцип недоверия (систем распознавания текстов к результату человеческой деятельности); необходимость исследования множества электронных информационных источников, прежде, чем рекомендовать их студентам, не говоря уже о переводе собственных методических материалов в электронный вид и необходимости уверенного владения практическими навыками обращения с компьютерной техникой. Надо признать, что преподавателю-гуманитарию еще сложнее адаптироваться к новой организации учебного процесса в цифровом формате, чем преподавателю технических или естественно-научных дисциплин. Вопросы адаптации психики преподавателей и обучающихся к новым реалиям образования в цифровом формате мало исследованы. К данной ситуации неопределенности и незавершенности применима идея американского психолога Элиса Пола Торренса о возникновении сильной потребности человека в снятии напряжения путем творчества. Известно, что каждый человек с детства делал попытки в техническом или художественном творчестве. Если попытки были удачными, то человек мог заниматься творческой деятельностью, не считаясь со временем. Но из-за использования в творчестве самого распространенного в мире способа «проб и ошибок» и других малоэффективных методов многие попытки заканчивались неудачей, отторгали от творческой деятельности (или мало мотивировали такую деятельность). Возникает вопрос: а каким станет качество учебного процесса? Не приведет ли цифровой формат к формализации педагогического процесса и выхолащиванию его творческой сути? Этот вопрос волнует всех его участников.

Авторы полагают, что именно дисциплины психолого-педагогической направленности в техническом вузе способствуют осознанию участников учебного процесса себя в новой роли путем познания механизмов собственного восприятия, памяти, внимания, развития креативного мышления и раскрытия творческих способностей. Именно осведомленный и осознающий психические особенности себя как личности выпускник технического вуза будет способен к эффективной индивидуальной деятельности и работе в коллективе, в том числе, и по реализации национальных проектов, нацеленных на цифровизацию различных областей деятельности человека. А возврат страны в число лидеров мирового образования возможен, если подготовкой таких специалистов будут заняты

высококвалифицированные преподаватели, способные работать в разных форматах, в том числе, и в цифровом.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Gagné R. M. et al. Conditions of learning and theory of instruction. – Holt, Rinehart and Winston, 1985.
2. Тоффлер Э. Третья волна. – Аст, 1999.
3. [Войсунский А.Е., Солдатова Г.У. Эпидемия одиночества в цифровом обществе: хикикомори как культурно-психологический феномен](#) // Консультативная психология и психотерапия. 2019. Том 27. № 3. С. 22–43. doi:10.17759/cpp.2019270303
4. Шатуновский, В. Л., & Шатуновская, Е. А. (2014). Организация учебного процесса дистанционной и дистанционно-очной формы. *Вестник Оренбургского государственного университета*, (2 (163)).
5. Из опыта внедрения цифровой педагогики в техническом вузе Сафиева Р.З., Белоусов А.В., Брауде К.М., Шеляго Н.Д. В сборнике: *Инженерное образование и вызовы культуры в XXI веке. Сборник материалов II-ой Международной научно-методической конференции "Наука, образование, молодёжь в современном мире"*. 2017. С. 93-97.
6. Мартынов В. Г., Голунов Н. Н., Макарова Е. Д. Открытые образовательные онлайн-курсы Губкинского университета как инновация в образовании //Педагогика. – 2018. – №. 5. – С. 37-44.
7. Еднерал И.В., Сафиева Р.З. Практико-ориентированный курс инженерной педагогики: формирование социальной компетентности. Высшее образование в России. 2018 . № 1, с. 61-69.
8. Мартынов В. Г., Оганов А. С., Шейнбаум В. С. Цифровые образовательные технологии в обучении студентов Губкинского университета //Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 3. – С. 9-13.
9. Еднерал И.В., Сафиева Р.З. Памятка аспиранта. Учебное пособие. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Москва. 2019. 30 с.
10. Балыхина Т. М., Аббасова А. А. Дискуссионный метод как путь к развитию коммуникативной компетенции учащихся //Динамика языковых и культурных процессов в современной России. – 2016. – №. 5. – С. 1621-1624.
11. Хэтти Д. А. С. Видимое обучение: синтез результатов более 50 000 исследований с охватом более 86 миллионов школьников //М.: Национальное образование. – 2017.
12. Буксейханов, Н. Р., Гвоздкова, С., & Бутримова, Е. В. (2020). Оценка эффективности цифровых технологий преподавания в условиях COVID-19. *Российские регионы: взгляд в будущее*, 7(2).

Инновации отечественной нефтяной промышленности на всероссийских и международных дореволюционных промышленных выставках
(Innovations of domestic oil industry at national and international pre-revolutionary industrial exhibitions)

Сергеев Сергей Владимирович
Доцент, кандидат исторических наук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Цель исследования состояла в том, чтобы проследить ключевые этапы модернизации нефтяной отрасли России в дореволюционный период через призму участия отечественных нефтяных компаний во всероссийских и международных промышленных выставках. Изучение коллекций и экспонатов выставок позволило проследить появление инновационных разработок, изменение организационной структуры производства, очертить круг ученых, инженеров и предпринимателей, внесших большой вклад в развитие нефтяной отрасли России. В рассматриваемый период именно выставки играли роль экспертных площадок, на которых происходила оценка технических новинок. Высокие награды отечественных нефтяных компаний свидетельствуют об инновационном характере развития российской нефтяной промышленности.

ABSTRACT

The purpose of the study was to trace the main modernization stages of the Russian oil industry during the pre-revolutionary period analyzing participation of domestic oil companies in national and international industrial exhibitions. A study of the collections and exhibits on display allows to trace the emergence of innovations, changes in the organizational structure of production, and outline the circle of scientists, engineers and businessmen who have made a great contribution to the Russian oil industry development. In this period, it was the exhibitions that played the role of expert platforms for evaluation of new inventions. High awards of domestic oil companies evidence the innovative trend in the Russian oil industry development.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Нефтяная промышленность, промышленная выставка, всероссийская выставка, всемирная выставка, инновация.

KEY WORDS

Oil industry, industrial exhibition, national exhibition, international exhibition, innovation.

В развивающемся индустриальном обществе середины XIX-начала XX вв. региональные и мировые выставки имели большое значение. Они способствовали установлению и развитию экономического, научного и культурного сотрудничества, продвижению инновационных разработок, обмену техническим и технологическим опытом. Именно здесь были впервые продемонстрированы изобретения, в том числе отечественные, коренным образом повлиявшие на развитие цивилизации – первый русский автомобиль конструкции Е. Яковлева и П. Фрезе (Москва, 1882), «русский стакан» Н.Г. Славянова (Чикаго, 1893), беспроводный телеграф А.С. Попова (Париж, 1900) и многие другие. Выставочные экспозиции демонстрировали также изменение структуры промышленного производства, появление в нем новых направлений и

отраслей, в том числе и нефтяной. Награды выставок свидетельствовали о высоком уровне разработок, признании их инновационного, т.е. практического значения.

Отечественная нефтяная отрасль была представлена уже на первой Всемирной выставке в Лондоне в 1851 г., где в разделе «Химические произведения» имелись экспонаты № 32 «Нефть черная. Из Шемахинской губернии Бакинского уезда, из урочищ Балахны, Бикогады и Байбат» и № 33 «Нефть белая. Из той же губернии и уезда, из урочища Сураханы» [1]. На Всемирной выставке в 1862 г. в Лондоне Сураханский завод В.А. Кокорева стал единственным экспонентом, который в разделе химические и фармацевтические произведения выставил образцы нефти и фотонафтиля (керосина) и был удостоен медали выставки [2].

На международных выставках в Париже (1867) и Вене (1873) внимание посетителей привлекли экспонаты, представленные предпринимателем, исследователем Севера М.К. Сидоровым, с именем которого связано начало успешного бурения на нефть на Севере России в районе реки Ухты. В составе его коллекций была продемонстрирована нефть из Печорского края и чертежи буровой скважины.

В 1876 г. Всемирная выставка впервые проходила в Америке. Здесь датой старта нефтяной промышленности считается 1859 г., когда Э. Дрейком в Пенсильвании была пробурена скважина, давшая нефть в промышленном масштабе. В Пенсильвании разразился нефтяной бум и через 15 месяцев после открытия Дрейка нефть добывалась уже из 75 скважин. Десятки фирм внезапно богатели и также неожиданно терпели банкротство. Среди первых оказалось и небольшое предприятие Джона Рокфеллера, которому принадлежали несколько нефтеперерабатывающих заводов в Кливленде. 10 января 1870 г. Джон Рокфеллер с пятью партнерами основал акционерное общество «Standard Oil Company», которое к середине 1870-х годов стало монополистом в американской нефтяной промышленности, взяв под контроль 90% нефтепереработки, трубопроводы, железнодорожную перевозку и систему хранилищ в нефтяных районах. Более половины производимого керосина шло на экспорт в страны Европы, в том числе и в Россию.

Однако нефть и нефтепродукты занимали весьма скромное место в экспозиции выставки. Российский предприниматель М.К. Сидоров представил здесь горючие сланцы, неочищенную нефть и нефтяную землю. Выставку в Филадельфии посетил Д.И. Менделеев, который совершил затем большую поездку для знакомства с американской нефтяной промышленностью. В подготовленном по результатам этой поездки отчете Менделеев отметил масштабное применение для добычи нефти бурения, налаженную систему трубопроводного транспорта. Вместе с тем, ученый указал, что по технологии перегонки Россия находится на более передовых позициях [3].

К середине 1870-х гг. ситуация в нефтяной отрасли России коренным образом изменилась. Принятие в 1872 г. «Правил о нефтяном промысле и акцизе с фотогенового производства» дало возможность предпринимателям приобретать нефтеносные участки в собственность, а также заниматься поисками и разведкой нефтяных месторождений. Именно это позволило владельцу Сураханского керосинового завода В.А. Кокореву создать «Бакинское нефтяное общество» – первую в мире акционерную вертикально интегрированную нефтяную компанию, деятельность которой охватывала весь технологический процесс «от скважины до потребителя». В дальнейшем вплоть до 1917 г. именно вертикально интегрированные компании, созданные по образцу «Бакинского нефтяного общества», определяли вектор инновационного развития нефтяной отрасли нашей страны. Нефтяные компании, централизованно контролирующие все этапы технологического процесса, получили возможность стратегического планирования, постепенной модернизации и расширения производства.

На Всемирной выставке в Париже в 1878 г. российская нефтяная промышленность одержала важную победу. Золотую медаль получили минеральные масла – олеонафты – предпринимателя В.И. Рагозина.

Изготовление масел из нефти и нефтяных остатков в виде отдельных небольших производств стало практиковаться в России в 1860–1870-х гг. Д.И. Менделеев первым выдвинул вопрос об организации производства минеральных масел в больших масштабах и предложил использовать в качестве сырья мазут. Он указывал на то, что в мазуте кавказской нефти содержится большое количество маслянистых веществ и из него можно получить большой спектр масел отличного качества. Здесь следует отметить, что состав кавказской нефти в значительной степени отличается от нефти пенсильванской. Так, кавказская нефть содержит больше тяжелых фракций, и если выход керосина из американской нефти составляет 65–70%, то из бакинской – не более 30%. Долгое время это считалось недостатком нефти, добываемой на Кавказе, однако этот недостаток обернулся конкурентным преимуществом, т.к. именно тяжелые фракции нефти были основным сырьем в масляном производстве.

В 1873 г. В.И. Рагозин организовал в Нижнем Новгороде лабораторию, где на экспериментальной установке были получены отличные смазочные масла, не требовавшие добавления к ним растительных и животных жиров, что было характерно, например, для американских масел. Опыты проходили успешно и в 1876 г. В.И. Рагозин запустил в г. Балахне Нижегородской губернии перегонный завод, вырабатывающий ежегодно до 1600 тонн смазочных масел. Стремясь улучшить качество своей продукции, Рагозин привлек к разработке технологии изготовления масел ведущих российских ученых: Д.И. Менделеева, В.В. Марковникова, В.Н. Оглоблина и др. В Балахне вырабатывалось шесть марок масел, которым было присвоено общее фирменное наименование – олеонафты [4].

Подлинный прорыв, которого достигла отечественная нефтяная отрасль после отмены откупного права и организации первых ВИНК, наглядно продемонстрировала Всероссийская художественно-промышленная выставка 1882 г. в Москве. В опубликованном отчете было написано: «Нефтяная промышленность была прекрасно представлена на выставке в лице своих главных деятелей... и во всех своих разнообразных произведениях, систематически собранных и обставленных всеми нужными сведениями» [5].

Высшей наградой выставки – правом изображения на своей продукции государственного герба было удостоено «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель», организованное в 1879 г. братьями Робертом и Людвигом Нобелями. Высокая награда была присуждена «главным образом, за организацию сохранения и перевозки нефтяных произведений» [6].

Эта награда отразила еще один инновационный вектор развития отечественной нефтяной отрасли – широкомасштабное развитие морской и речной наливной перевозки нефти и нефтепродуктов.

Следует отметить, что на московской выставке 1882 г. золотую медаль получили также братья Николай и Дмитрий Артемьевы, представившие модель деревянного парусного судна для перевозки нефти наливом. Занимаясь перевозкой нефти из Баку в Астрахань, Артемьевы еще в 1873 г. установили на небольшой шхуне «Александр» цистерну, которую при помощи ручного насоса наполнили нефтяными остатками. Между стенками цистерны и бортами были оставлены воздушные промежутки на случай повреждения наружной обшивки. Вместе с тем, перевозка наливом в деревянных парусных судах занимала продолжительное время и приводила к значительным потерям, а транспортировка нефти и нефтепродуктов на паровых судах долгое время считалась технически невозможной из-за их горючих свойств.

В 1877 г. в Швеции по проекту Людвиг Нобеля был построен первый в мире танкер «Зороастр», способный перевозить 15 тыс. пудов керосина. Чтобы предотвратить проникновение керосина через переборки в машинное отделение резервуары танкера имели двойные стенки, пространство между которыми заполнялось водой. Позднее флотилию компании пополнили танкеры «Будда», «Магомет», «Моисей», «Спиноза», «Дарвин», «Линней», «Норденшильд» и др. В 1880 г. по проекту Людвиг Нобеля были построены две первые металлические наливные баржи «Елена» и «Елизавета» грузоподъемностью по 35 тыс. пудов [7]. В дальнейшем ключевую роль в разработке оптимальной конструкции и производстве речных наливных барж сыграл В.Г. Шухов [8].

Инновационная составляющая присутствовала и в решении проблемы хранения нефти и нефтепродуктов, решение которой было предложено В.Г. Шуковым. В Америке в это время для хранения нефти сооружались резервуары на бетонном основании, стенки и днище которых укреплялись с помощью жесткого металлического каркаса. Проведенные Шуковым расчеты прочности основания резервуаров показали, что вместо массивного фундамента и жесткой балочной конструкции днища можно использовать упругое днище из листового железа, уложенное на песчаную подушку. Это позволило перейти от прямоугольной формы резервуара к цилиндрической, оптимальной по соотношению количества материала к объему хранимой нефти. Шуковым была также блестяще решена задача определения наименьшего веса расходуемого металла при сохранении необходимой прочности стенок – им была предложена переменная по высоте от пояса к поясу толщина стенок. Важной инновационной составляющей стала разработка поточного метода строительства резервуаров [8].

Высококачественная и разнообразная продукция нефтяной промышленности России была по достоинству оценена жюри Всемирной выставки в Антверпене 1885 г. Высшие награды вновь получили отечественные минеральные масла. Гран-при были присуждены: керосину и минеральным смазочным маслам «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» и минеральным смазочным маслам «Товарищества Рагозин и К^о». Золотая медаль – минеральным смазочным маслам «Товарищества производства минеральных масел и других химических продуктов С.М. Шибаева и К^о» [9]. Действительно, к середине 1880-х гг. получением минеральных масел занималось уже 19 фирм. Объемы производства постоянно увеличивались и отечественные масла не только полностью удовлетворяли спрос на внутреннем рынке, но и представляли одну из наиболее доходных статей экспорта. Российские масла были введены на Центральной железной дороге в Бельгии, затем – на железных дорогах Голландии, Англии, Германии, Италии, Испании и Франции. Отечественные минеральные масла были вне конкуренции.

Всемирная выставка 1889 г. проходила в Париже и была посвящена 100-летию взятия Бастилии. Россия, как и большинство монархических государств, отказалась от официального участия в смотре, «приуроченном к 100-летию казни французского короля». Тем не менее, в различных отделах выставки насчитывалось более 700 отечественных экспонатов, многие из которых были отмечены жюри. Эксперты выставки отметили высокое качество отечественных нефтепродуктов, удостоив «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» Гран-при, а «Каспийско-Черноморское нефтепромышленное и торговое общество», «Товарищество производства русских нефтяных масел и других химических продуктов С.М. Шибаев и К^о», «Товарищество В.И. Рогозин и К^о» и «Товарищество Русско-Американского нефтяного производства» - золотых медалей [10].

В 1893 г. Всемирная выставка второй раз проходила на американском континенте в Чикаго и была посвящена 400-летию открытия Америки Христофором Колумбом. Нефтяная промышленность на американском континенте в этот период активно

развивалась, а керосин составлял одну из важнейших статей экспорта. Тем не менее, нефтяная отрасль на выставке была представлена достаточно бессистемно и не давала общей картины ее развития в Америке и других странах. 60 экспонентов от США представили в основном образцы нефти и нефтепродуктов. В экспозиции компании «Standart Oil Company» Джона Рокфеллера были продемонстрированы модели месторождения нефтяных песков и модель нефтеперегонного завода [11]. На выставке отсутствовала информация по трубопроводному транспорту нефти, созданному в Америке и имеющему здесь широкое применение. Не была представлена и наливная перевозка. Нефтяную промышленность нашей страны представляли «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» и «Товарищество Русско-Американского нефтяного производства», получившие за свои систематические коллекции, отражавшие все аспекты переработки и использования нефти и нефтепродуктов, высшие награды жюри.

Выставками, подводящими итоги столетия, стали для России Всероссийская промышленная и художественная выставка 1896 г. в Нижнем Новгороде, а для международного сообщества – Всемирная выставка в Париже в 1900 г. Успехи, достигнутые российской нефтяной отраслью, были продемонстрированы на этих выставках особенно ярко. В конце XIX в. в стране активно действовало несколько десятков нефтепромышленных компаний и индивидуальных предпринимателей, что позволило России в 1898 г. превзойти по объему нефтедобычи США и выйти на первое место в мире, которое она удерживала в течение 4 лет, а затем, вплоть до 1915 г., уступала лишь Америке. Наша страна не только удовлетворяла потребности в нефтепродуктах на внутреннем рынке, но и активно экспортировала их в страны Европы, Азии, Дальнего Востока.

Следует подчеркнуть, что на выставке 1896 г. в обосновании награждения впервые прозвучали не только технологические, экономические, но и социальные мотивировки. Например, «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» во второй раз получило высшую награду выставки – право изображения государственного герба в том числе «за попечение о служащих и рабочих» [12]. Действительно, Нобелям удалось создать действенную систему, включающую охрану и безопасность труда, соблюдение режима труда и отдыха, обеспечение работников жильем, медицинским обслуживанием, создание условий для повышения квалификации и обучения. Принцип социальной ответственности, реализуемый на нобелевских предприятиях, стал примером и для других предпринимателей. И это стало одной из важных составляющих успешного инновационного развития отечественной нефтяной промышленности.

Высшую награду Всероссийской выставки 1896 г. «за попечение о рабочих и ведение завода русскими техниками» получило также «Товарищество производства русских минеральных масел и других химических продуктов С.М. Шибаева и К^о» [12]. Это предприятие действительно было передовым для своего времени во многом благодаря сотрудничеству с ведущими отечественными специалистами, среди которых В.И. Рагозин, И.И. Елин и многие другие. В 1889 г. здесь были запущены не имеющие зарубежных аналогов установки для дробной перегонки нефти Шухова-Инчика, которые заменили 15-ти кубовую нобелевскую батарею [13].

Следует отметить, что интенсивное развитие российской нефтяной промышленности действительно в значительной степени опиралось на отечественные разработки как в области техники и технологии, так и в организации производства. В стране было также налажено производство оборудования для добычи и переработки нефти.

Всемирная выставка 1900 г. в Париже подтвердила статус России как ведущей нефтяной державы. За последнее десятилетие XIX в. объем нефтедобычи в нашей стране

увеличился с 50 до 600 млн пудов. Помимо Бакинского района добыча нефти велась в Ухтинско-Печорском бассейне, на Северном Кавказе и в Грузии, на островах Каспийского моря (Челекен), в Средней Азии, Урало-Эмбинском районе и др. Более 70% нефтеперерабатывающих заводов были оснащены оборудованием для непрерывной перегонки нефти, что обеспечивало низкую себестоимость и высокое качество отечественных нефтепродуктов. В начале XX в. Россия ежегодно экспортировала свыше 50 млн пудов нефтепродуктов в страны Европы и Азии.

В выставке 1900 г. принимало участие 83000 экспонентов из 35 государств. Состав международного жюри включал более 2000 экспертов. От России в состав жюри входили известные ученые и инженеры Д.И. Менделеев, Д.П. Коновалов, Н.С. Курнаков, Д.К. Чернов, П.П. Семенов-Тянь-Шанский.

Экспозиция «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» разместилась в отдельном павильоне в районе Трокадеро. Здесь был наглядно продемонстрирован весь технологический процесс освоения нефти (ее добыча, переработка, транспортировка), а также обширный ассортимент нефтепродуктов. Почетное место среди них занимали несколько сортов бензина, который после появления двигателя внутреннего сгорания постепенно превращался в основной продукт нефтепереработки. Среди экспонатов, демонстрирующих добычу нефти, компания выставила оборудование для нового способа бурения – вращательного. «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» получило высшую награду выставки – Гран-при [14].

«Каспийско-Черноморское нефтепромышленное и торговое общество», которое финансировалось французским банкирским домом Ротшильдов, основное внимание уделило транспортировке нефти, представив модели наливных судов и вагонов-цистерн. Создав в Батуми инфраструктуру для экспорта российских нефтепродуктов, компания стала играть ключевую роль на российском рынке транспортировки и сбыта нефти и нефтепродуктов, что и нашло отражение в выставочной экспозиции, за которую компания получила золотую медаль [14].

Золотую медаль Парижской выставки получил и горный инженер Сигизмунд Войслав за «инструмент для ручного бурения». Это еще одна отечественная инновационная разработка, широко используемая в том числе и при поисках и разведке нефтяных месторождений. Путь С.Г. Войслава к этой награде занял больше 10 лет. Впервые комплект инструментов для разведочного бурения был отмечен Похвальным отзывом на Всероссийской выставке предметов освещения и нефтяного производства в 1888 г. В октябре 1893 г. на Всемирной Колумбовой выставке буровой инструмент Войслава был удостоен Почетного диплома и бронзовой медали. На Всероссийской художественной и промышленной выставке в Нижнем Новгороде (1896) был получен Диплом 1-го разряда. И, наконец, золотая медаль Всемирной выставки в Париже.

Всемирная выставка 1911 г. проходила в Италии, в Турине и Риме (Художественный и Этнографический отделы). Обширный раздел экспозиции «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» был посвящён флоту компании. В 1900–1910-х годах произошла его значительная реконструкция. Русло Волги было углублено, что дало возможность использовать железные баржи длиной до 120–150 метров, емкостью от 300 до 680 тыс. пудов. После изобретения в конце XIX в. двигателя внутреннего сгорания появились суда с новым типом машинной установки – теплоходы. Первым теплоходом в мире было речное наливное судно «Вандал», построенное в 1903 г. «Товариществом нефтяного производства братьев Нобель» для транспортировки нефтепродуктов по Волге. Проект был разработан известным инженером-судостроителем К.П. Боклевским. Двигатель на основе приобретенного Эммануилом Нобелем патента Рудольфа Дизеля, был существенно доработан

специалистами завода «Людвиг Нобель». Вслед за «Вандалом» с верфей Сормовского судостроительного завода были спущены на воду еще два теплохода – «Скиф» и «Сармат». Суда были оснащены ходовыми дизельными двигателями, изготовленными на заводе «Людвиг Нобель» в Петербурге, а также маневровыми электрическими двигателями, т.е. являлись дизель-электроходами [15]. Это была настоящая инновация в судостроении и наливной транспортировке. Наливные теплоходы требовали меньшего расхода топлива. Из-за отсутствия паровых машин они имели большую вместимость при относительно небольших размерах, что, в свою очередь, расширило регион их применения, например на малых реках. В 1909–1910 гг. на Коломенском машиностроительном заводе были построены два однотипных морских танкера-теплохода «Эммануил Нобель» и «Карл Хагелин». На выставке в Турине компания Нобелей получила сразу два Гран-при, в том числе за развитие наливной транспортировки. Личную награду – Диплом отличия – получил директор «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» по Бакинскому отделению и флоту Карл Хагелин [16].

В странах Европы и в Америке первоначально отнеслись к российской инновации настороженно. Только в 1911 г. был заложен первый теплоход в Германии, в 1912 г. — в Дании и Англии, в остальных странах дизельные теплоходы появились только после Первой мировой войны.

С момента своего становления нефтяная промышленность нашей страны была широко и системно представлена на отечественных и международных промышленных выставках. Фундаментом ее успешного развития были частные нефтяные компании, значительная часть которых была организована на основе принципа вертикальной интеграции, который для своего времени, безусловно, являлся инновационным. В рассматриваемый период именно выставки играли роль экспертных площадок, на которых происходила оценка технических новинок, поэтому российские нефтяные компании стремились представить здесь свои передовые разработки. Спектр таких разработок охватывал все технологические процессы, связанные с освоением нефтяных ресурсов, а высокие награды отечественных нефтяных компаний свидетельствовали об инновационном характере развития российской нефтяной промышленности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Каталог российским произведениям отправленным на Лондонскую выставку 1851 года, СПб., 1851, 90 с.
2. Указатель Русского отдела Всемирной выставки 1862, Лондон, 1862, 143 с.
3. *Менделеев Д.И.*, Нефтяная промышленность в североамериканском штате Пенсильвания и на Кавказе, СПб., 1877, 304 с.
4. *Матвейчук А.А.*, Парижский триумф русских олеонафтов // У истоков российской нефти, М., 2000, С. 84–111.
5. Отчет о Всероссийской художественно-промышленной выставке. Т. IV М., 1883, 585 с.
6. Всероссийская промышленно-художественная выставка 1882 г. в Москве. Список экспонентов, удостоенных похвальных наград, М., 1882, 102 с.
7. Двадцатипятилетие «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель». 1879–1904, СПб., 1904, 171с.
8. *Минина Е.В. Сергеев С.В.*, Инновационный гений Шухова // История науки и техники, 2018, № 10, С. 26–40.
9. *Ефрон А.А.* Всемирная выставка и русские экспоненты (на Всемирной выставке 1885 г. в Антверпене), СПб., 1886, 208 с.

10. Список наградам, присужденным русским экспонентам на Всемирной парижской выставке 1889 г., СПб., 1890, 64 с.
11. *Гулишамбаров С.И.*, Нефтяная промышленность Соединенных Штатов Северной Америки в связи с общим промышленным развитием страны, СПб. 1894. 184 с.
12. Всероссийская Промышленная и Художественная выставка в Нижнем Новгороде в 1896 г. Список экспонентов, удостоенных похвальных наград, СПб., 1896, 44 с.
13. *Вышетравский С.А.*, Непрерывно действующий нефтеперегонный аппарат системы В.Г. Шухова // Нефтяное и сланцевое хозяйство, 1925, № 18, С. 238–241.
14. Каталог Русского отдела Всемирной Парижской выставки 1900 года, СПб., 1900, 485 с.
15. 30 лет деятельности Товарищества нефтяного производства братьев Нобель 1879–1909, СПб., 1914, 332 с.
16. *Фукс И.Г., Матвейчук А.А.*, Технологическая сага: «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» на всемирных и российских выставках, М., 2007, 335 с.

Выбор оптимального режима газогидратной кристаллизации при извлечении ксенона
из природного газа: моделирование и эксперимент
(Choosing of optimal mode of the gas hydrate crystallisation at xenon recovery from natural:
modelling and experiment)

Сергеева Мария Сергеевна¹, Петухов Антон Николаевич²

¹Аспирант, ²Доцент

ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.
Алексеева»

Научный руководитель: д.х.н., профессор Воротынцев В.М.

АННОТАЦИЯ

В связи с необходимостью повышения энергоэффективности при получении ксенона (Xe) был предложен метод газогидратной кристаллизации для извлечения Xe из природного газа. Проведено математическое моделирование и экспериментальное исследование на модельной газовой смеси CH₄ (94.85 об.%) / CO₂ (5.00 об.%) / Xe (0.15 об.%), приближенной к составу природного газа. В результате математического моделирования при $T=272.15$ и 274.15 К рассчитаны давления диссоциации смеси, доли заполненных малых и больших газогидратных полостей, а также коэффициенты газогидратного распределения. Получено, что максимальный коэффициент газогидратного распределения Xe составил 14.64 при $T=272.15$ К. После экспериментального исследования четырех режимов газогидратной кристаллизации (направленной, при постоянном давлении, непрерывной и непрерывной мембранно-газогидратной) показано, что максимальная скорость гидратообразования Xe наблюдается при реализации непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации при использовании МДК-1 мембраны через 2.5 ч после начала процесса гидратообразования и составляет 0.0015 моль/ч.

ABSTRACT

To increase energy efficiency at xenon (Xe) production, a gas hydrate crystallisation method has been proposed for Xe recovery from natural gas. Mathematical modelling and experimental study were carried out on a model gas mixture CH₄ (94.85 vol.%) / CO₂ (5.00 vol.%) / Xe (0.15 vol.%), close to natural gas composition. As a result of mathematical modelling at $T=272.15$ and 274.15 K, the gas hydrate's dissociation pressures, fractions of gas-filled small and large gas hydrate cavities, and the gas hydrate distribution coefficients are calculated. It was found that the maximum Xe gas hydrate distribution coefficient is 14.64 at $T=272.15$ K. After an experimental study of four modes of the gas hydrate crystallisation (pressure-dropping, at constant pressure, continuous, and continuous membrane-gas hydrate) it was shown that the maximum rate of Xe gas hydrate formation is observed at continuous membrane-gas hydrate separation at used MDK-1 membrane 2.5 h after the start of the gas hydrate formation and is 0.0015 mol/h.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Природный газ, метан, диоксид углерода, ксенон, газогидратная кристаллизация.

KEYWORDS

Natural gas, methane, carbon dioxide, xenon, gas hydrate crystallisation.

Введение

В связи с тем, что темпы мировой экономики продолжают увеличиваться, спрос на ксенон (Xe) также продолжает расти. Xe используется во многих областях

промышленности. Например, в космической, автомобильной, электронной и медицинской. В связи с этим, необходимо создание дополнительных, более энергоэффективных технологий выделения Хе. Хе может быть получен коммерчески методом низкотемпературной ректификации. Однако, данный метод имеет некоторые недостатки, среди них: низкая концентрация Хе в воздухе ($9.00 \cdot 10^{-6}$ об.% [1]), конструктивная сложность, высокие энергозатраты. Кроме того, Хе является побочным продуктом при получении кислорода, и таким образом, предложение Хе обусловлено спросом на кислород. Спрос на Хе быстро растет, но из-за ограниченного предложения он всегда ограничен.

Концентрация Хе в природном газе (0.15 об.% [2]) на 4 порядка больше, чем в воздухе. В настоящее время существуют альтернативные методы выделения Хе из природного газа [2-6]. Однако, они не были внедрены в промышленность.

В обзоре [7] показано, что в последние несколько лет процесс гидратообразования применяется в процессах разделения многих смесей. Преимуществами процесса газогидратной кристаллизации являются: низкие затраты энергии (процесс возможен при $T > 273.15$ К), простота аппаратного оформления установки газогидратной кристаллизации, высокая эффективность газоразделения из-за разницы в давлениях диссоциации газовых гидратов, высокая емкость газа в газогидратной фазе, безопасность транспортировки газов, простота масштабируемости газогидратной кристаллизации, единственным материалом является вода, которая может быть восстановлена, а также отсутствуют разрушающие материалы, таким образом, технология газогидратной кристаллизации является экологически безопасной.

За последние несколько десятилетий для разделения различных смесей в нефтехимической промышленности все чаще используются мембранные технологии, характеризующиеся простотой аппаратного оформления процесса, безреагентностью, экономичностью, длительной работой (в течение 5-10 лет) газоразделительных мембран при неизменных их характеристиках, возможностью полной автоматизации установок [8].

Мы предложили более энергоэффективный метод газогидратной кристаллизации для выделения Хе из природного газа. При внедрении газогидратной кристаллизации в промышленность необходим выбор оптимального режима газоразделения. Помимо направленной газогидратной кристаллизации в промышленность могут быть внедрены при постоянном давлении и непрерывная газогидратная кристаллизация, а также гибридная – непрерывная мембранно-газогидратная кристаллизация. Данные режимы были исследованы на модельной газовой смеси (CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Хе (0.15 об.%)), приближенной к составу природного газа, при добавлении кинетического промотора гидратообразования – лаурилсульфат натрия (Na-ЛС (0.30 мас.%)) при 272.15 К в пилотном модуле газогидратной кристаллизации ($V=4.17$ л).

Математическое моделирование

Математическое моделирование было проведено до начала экспериментального исследования гидратообразования. Целью являлось определение теоретического давления диссоциации гидратообразования, доли заполненных газом полостей, а также коэффициентов газогидратного распределения газовой смеси CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Хе (0.15 об.%). Данная смесь образует кубическую структуру I (КС-I).

В случае трехфазного равновесия жидкость – пар – гидрат, модель основана на равенстве химического потенциала воды в газогидратной фазе (μ_w^H) и воды в жидкой фазе (μ_w^L):

$$\mu_w^H = \mu_w^L \quad (1)$$

В соответствии с [9] химический потенциал воды в газогидратной фазе (μ_w^H) рассчитывается путем корректировки энергии Гиббса воды в стандартной пустой газогидратной решетке (g_w^β) при данном объеме, температуре и давлении в форме:

$$\frac{\mu_w^H}{RT} = \frac{g_w^\beta}{RT_0} - \int_{T_0}^T \frac{h_w^\beta}{RT^2} dT + \int_{P_0}^P \frac{v_w^\beta}{RT} dP + \sum_i v_i \ln \left(1 - \sum_j \theta_{ij} \right) + \ln \gamma_w^H, \quad (2)$$

где индекс 0 относится к свойствам воды в идеальном газовом состоянии; R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К; T – температура, К; g_{w0}^β – энергия Гиббса воды в стандартной пустой газогидратной решетке, Дж/моль; h_w^β – молярная энтальпия воды в стандартной пустой газогидратной решетке, Дж/моль; v_w^β – молярный объем воды в стандартной пустой газогидратной решетке, см³/моль; v_i – количество газогидратных полостей i -типа на одну молекулу воды в газовом гидрате; θ_{ij} – доля заполненных j -газом полостей i -типа, рассчитанная согласно [10]; γ_w^H – коэффициент активности воды в газогидратной фазе.

При расчете θ_{ij} константы Лэнгмюра были рассчитаны с использованием справочных параметров потенциала Кихара [9], а фугитивность газовой фазы была рассчитана из уравнения состояния Соаве-Редлиха-Квонга, которое имеет хорошее описание равновесия пар – жидкость и хорошее приближение для углеводородов.

В случае экспериментального исследования гидратообразования, количество газа в газогидратной фазе с учетом изменения жидкого, газового и газогидратного объемов, моль [11]:

$$\Delta n_{gh} = \frac{\frac{P_0 \cdot V_0 \cdot Z_t \cdot R \cdot T_t}{Z_0 \cdot R \cdot T_0} - V_0 \cdot P_t}{Z_t \cdot R \cdot T_t + P_t \cdot M_{gh} \cdot v_w^M - P_t \cdot M_{gh} \cdot v_w^{MT}}, \quad (3)$$

где P_0, P_t – начальное и конечное давление, Па; V_0 – начальный объем газа, м³; Z_0, Z_t – начальный и конечный фактор сжимаемости; R – универсальная газовая постоянная, Па·м³/моль·К; T_0, T_t – начальная и конечная температура, К; M_{gh} – гидратное число; v_w^M – молярный объем раствора, м³/моль; v_w^{MT} – молярный объем пустой газогидратной решетки, м³/моль.

Коэффициент газогидратного распределения (K_j) характеризует распределение компонентов между газогидратной и газовой фазами:

$$K_j = \frac{n_j^{gh} \cdot \sum_{j=1}^k n_j^{gp}}{\sum_{j=1}^k n_j^{gh} \cdot n_j^{gp}}, \quad (4)$$

где n_j^{gh} – концентрация j -го компонента в газогидратной фазе в конце эксперимента, моль; n_j^{gp} – общая концентрация j -го компонента, моль.

Материалы

В работе использовались: Na-ЛС (чистота >95.0%, «TAIWAN NJC CORPORATION», Тайвань), деионизированная вода с сопротивлением 18 МОм·см при 298.15 К (Milli-Q (Merck KGaA, Германия)), газовая смесь CH₄ (94.85 об.%) / CO₂ (5.00 об.%) / Xe (0.15 об.%) (ООО «НИИ КМ», Россия), и газоразделительная композитная мембрана типа МДК-1 («Владипор», Россия). Все реагенты использовались без дополнительной очистки.

Оборудование

Газогидратный кристаллизатор выполнен из нержавеющей стали марки 12X18H10T с применением смотрового окна, запорной арматуры, фитингов и клапанов. Смотровые окна были сделаны из специального кварцевого стекла. Уплотнения были выполнены из фторопласта Ф-4, устойчивому к высокому давлению и кислым газам. Рабочий диапазон температур и давлений установки газогидратной кристаллизации составляет 268.15÷288.15 К и 1÷60 бар, соответственно. Охлаждение газогидратного кристаллизатора осуществляется за счет змеевика, помещенного внутри ячейки. Для охлаждения змеевика используются холодильные машины производства SMC Corporation (Япония), такие как HRZ004-L1 (в качестве циркулирующей жидкости используется 60% водный раствор этиленгликоля, температура охлаждения 253.15÷313.15 К с точностью ± 0.1 К, мощность охлаждения 4.0 кВт) и HRS060-AF-20 (в качестве циркулирующей жидкости используется дистиллированная вода, температура охлаждения 278.15÷313.15 К с точностью ± 0.1 К, мощность охлаждения 4.9 кВт).

Также конструкция модуля включает в себя датчик температуры – бескорпусную термопару ДТПК 011 (ОВЕН, Россия), тип преобразователя – хромель-алюмель, диапазон измерений 233.15÷573.15 К с точностью ± 0.15 К. Используемый датчик давления Р-РТ5000 (A-Flow, Франция), диапазон измерения 1÷60 бар с точностью $\pm 0.05\%$ от диапазона шкалы. Также газогидратный кристаллизатор включает в себя сообщающую емкость для подачи водного раствора и магнитную мешалку с диапазоном скоростей 0÷400 об/мин с точностью ± 1 об/мин.

Газогидратный кристаллизатор откачивали вакуумным насосом LVS 105 T-10 ef (Ihmvas, Германия) с предельным вакуумом 2 мбар при 313.15 К в течение 24 ч, а затем откачивали вакуумным турбомолекулярным насосом HiCube 80 ECO (Pfeiffer, Германия) с предельным вакуумом $1 \cdot 10^{-7}$ мбар при 313.15 К в течение 24 ч.

Моли загруженного газа определялись объемно-манометрическим методом с использованием датчика давления Р-РТ5000 (A-Flow, Франция), диапазон измерения 1÷60 бар с точностью $\pm 0.05\%$ от диапазона шкалы, а также контролировались массовым расходомером серии FG-111B-AGD-22-K-0A-000 (BRONKHORST HIGH-TECH B.V., Нидерланды) с максимально измеряемым потоком 500 мл/мин и максимальным рабочим давлением 100 бар с точностью $\pm 0.5\%$ от показаний и $\pm 0.1\%$ от полной шкалы. Давление потока в реактор контролировалось датчиком давления Р-602CV (BRONKHORST HIGH-TECH B.V., Нидерланды).

Газовые составы были определены с использованием газового хроматографа (ГХ) «Хромос ГХ-1000» (компания «ХРОМОС Инжиниринг», Россия). ГХ оснащен детектором по теплопроводности, который был откалиброван с использованием газовой смеси с известным соотношением $\text{CH}_4/\text{CO}_2/\text{Xe}$ (ООО «Мониторинг», Россия). Точность измерения составляла $\pm 0.5\%$. Для ГХ анализа использовалась вакуумная система напуска, с использованием которой каждый образец газа вызывал незначительное падение давления в ячейке (< 0.01 бар), таким образом, не происходило изменение в системе.

Экспериментальная процедура

В начале эксперимента газогидратный кристаллизатор ($V=4.17$ л) промывали деионизированной водой и сушили. Затем кристаллизатор был продут гелием и откачан вакуумным и вакуумным турбомолекулярным насосами. Далее количество водного раствора 1700 ± 0.01 мл (Na-ЛС (0.30 мас.%) было добавлено в реактор. Раствор Na-ЛС был подготовлен растворением необходимого количества Na-ЛС в 100 мл деионизированной воды и после перемешивания общую массу раствора доводили деионизированной водой до 1700 мл.

Затем в свободный объем газогидратного кристаллизатора контролируемо подавалась газовая смесь $\text{CH}_4 / \text{CO}_2 / \text{Xe}$ с объемным соотношением 94.85 / 5.00 / 0.15 об.%. Данная смесь была подготовлена объемно-манометрическим методом и сжималась в 40 л герметичном газовом баллоне из нержавеющей стали марки 12X18H10T под давлением 60 бар. Состав был проанализирован на ГХ с целью достижения необходимых газовых соотношений.

Начальная температура эксперимента составляла 293.15 К. При данной температуре растворение начиналось при 400 об/мин, раствор перемешивали 3 ч для растворения газа. Перемешивание продолжалось на протяжении всего эксперимента. После равновесия (2 ч после растворения газа) температура уменьшалась до экспериментальной температуры. Начальное давление было выбрано на 10 бар выше математически смоделированного давления диссоциации газового гидрата при экспериментальной температуре.

Общий поток подаваемого газа в газогидратный кристаллизатор был записан до отбора газа с использованием массового расходомера. ГХ анализы проводили каждые 30 мин. Анализ проводился из потока ретентата, кроме непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации (анализ проводился из потоков ретентата и пермеата) (рисунок 1). Для анализа газогидратной фазы, газогидратный кристаллизатор быстро охлаждали до 253.15 К, чтобы избежать диссоциации газового гидрата во время продувки. После удаления газовой фазы, газогидратный кристаллизатор нагревался до 313.15 К для анализа газогидратной фазы. Каждый эксперимент проводился три раза и результаты усреднялись.

Температура и давление экспериментов были записаны с использованием онлайн-записи данных в программном пакете MasterSCADA (компания «ИнСат», Россия) на персональном компьютере. Это позволило рассчитать кинетику гидратообразования. Также образование газовых гидратов наблюдалось визуально через смотровое окно. Принципиальная схема и фото установки газогидратной кристаллизации представлены на рисунке 1.

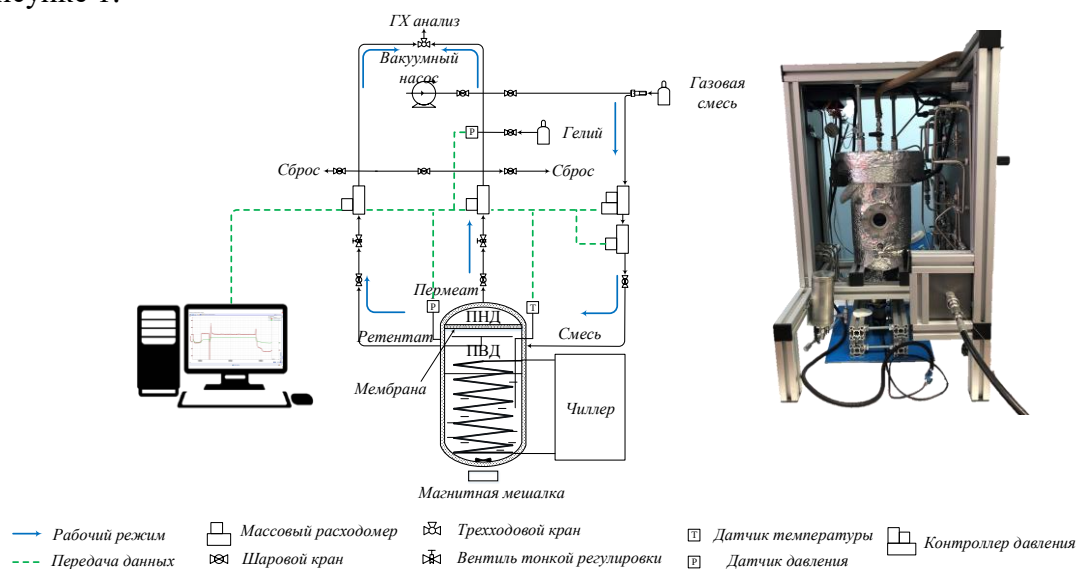


Рисунок 1 – Принципиальная схема и фото установки газогидратной кристаллизации

На рисунке 1, в случае мембранного газоразделения, газогидратная часть является полостью высокого давления (ПВД). Основным элементом мембранного модуля является крышка, которая создает полость низкого давления (ПНД). В нашей работе используется МДК-1 мембрана, т.к. является наиболее устойчивой к

многокомпонентным системам (природный газ) и кислым газам, а также является коммерчески доступной.

Газовая проницаемость через МДК-1 мембрану была измерена в соответствии с методом Дайнеса-Баррера в модуле переменного давления постоянного объема при начальном трансмембранном давлении 1.1 бар и температуре 298.15 К.

Далее рассмотрим режимы газогидратной кристаллизации.

Направленная кристаллизация

При направленной кристаллизации отсутствует дополнительный поток газовой смеси. Давление газовой смеси в реакторе не восстанавливается в начале гидратообразования и уменьшается до постоянного значения, соответствующему полному насыщению газового гидрата или равновесной кривой. Таким образом, «движущая сила» гидратообразования (разница между экспериментальным и равновесным давлением) постоянно уменьшается в процессе потребления газа.

Кристаллизация при постоянном давлении

В случае газогидратной кристаллизации при постоянном давлении давление газовой смеси и паров воды сохраняется постоянным из-за дополнительного ввода в объем компонентов смеси и необходимого количества воды. «Движущая сила» гидратообразования (разница между экспериментальным и равновесным давлением) сохраняется постоянной в течение процесса с помощью контроллера давления: когда начинается гидратообразование, давление в реакторе начинает падать и автоматически восстанавливается с помощью контроллера давления в небольшой вариации (< 0.15 бар).

Непрерывная кристаллизация

Непрерывная кристаллизация проводится при постоянном потоке. Соотношение выходного потока к потоку, перешедшему в газогидратную фазу составляло 1:1. Скорость потока гидратообразования определялась разницей между входящим и выходящим потоком из кристаллизатора.

Непрерывная мембранно-газогидратная кристаллизация

Отличием от непрерывной кристаллизации является наличие газоразделительной мембраны в модуле. Площадь мембраны была выбрана на основе отношения потока гидратообразования к потоку пермеата и была равна 1:1.

Результаты математического моделирования

Перед проведением экспериментальных исследований процесса гидратообразования было математически смоделировано разделение газовой смеси CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Хе (0.15 об.%) методом направленной кристаллизации (наиболее изученный в литературе метод). Рассчитаны: давление диссоциации газового гидрата ($P_{\text{дис}}$), доли заполненных газом малых (Θ_1) и больших (Θ_2) газогидратных полостей, а также коэффициенты газогидратного распределения (K_j). Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. – Математическое моделирование газогидратной кристаллизации газовой смеси CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Хе (0.15 об.%) при направленной кристаллизации при $T=272.15$ К и 274.15 К.

T, К	$P_{\text{дис}}$, бар	Θ_1			Θ_2			K_j		
		CH_4	CO_2	Хе	CH_4	CO_2	Хе	CH_4	CO_2	Хе
272.15	20.90	0.786	0.023	0.010	0.777	0.140	0.023	0.90	2.43	14.64
274.15	25.60	0.803	0.024	0.010	0.785	0.139	0.023	0.90	2.40	14.31

Из таблицы 1 видно, что CH_4 занимает малые и большие газогидратные полости, CO_2 и Хе предпочтительно занимают большие газогидратные полости. Таким образом, CO_2 и Хе конкурируют за заполнение больших газогидратных полостей.

Также, таблица 1 показывает, что коэффициент газогидратного распределения CH_4 слабо зависит от температуры, в отличие от CO_2 и Xe . Получено, что максимальный коэффициент газогидратного распределения Xe составляет 14.64 при $T=272.15$ К. Таким образом, в результате математического моделирования показана высокая эффективность распределения Xe между газогидратной и газовой фазами в рассматриваемой газовой смеси CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Xe (0.15 об.%).

В таблице 1 показано, что коэффициенты газогидратного распределения CO_2 и Xe увеличиваются при уменьшении температуры. Это связано с уменьшением газовой адсорбции газогидратными полостями при увеличении температуры процесса [12].

Результаты экспериментального исследования

Т.к. в результате математического моделирования получено, что при уменьшении температуры процесса адсорбция газогидратными полостями увеличивается, рассмотрим скорость гидратообразования Xe в газовой смеси CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Xe (0.15 об.%) при добавлении Na-LC (0.30 мас.%) при направленной, при постоянном давлении, непрерывной и непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации в течение 4 ч при $T=272.15$ К (рисунок 2).

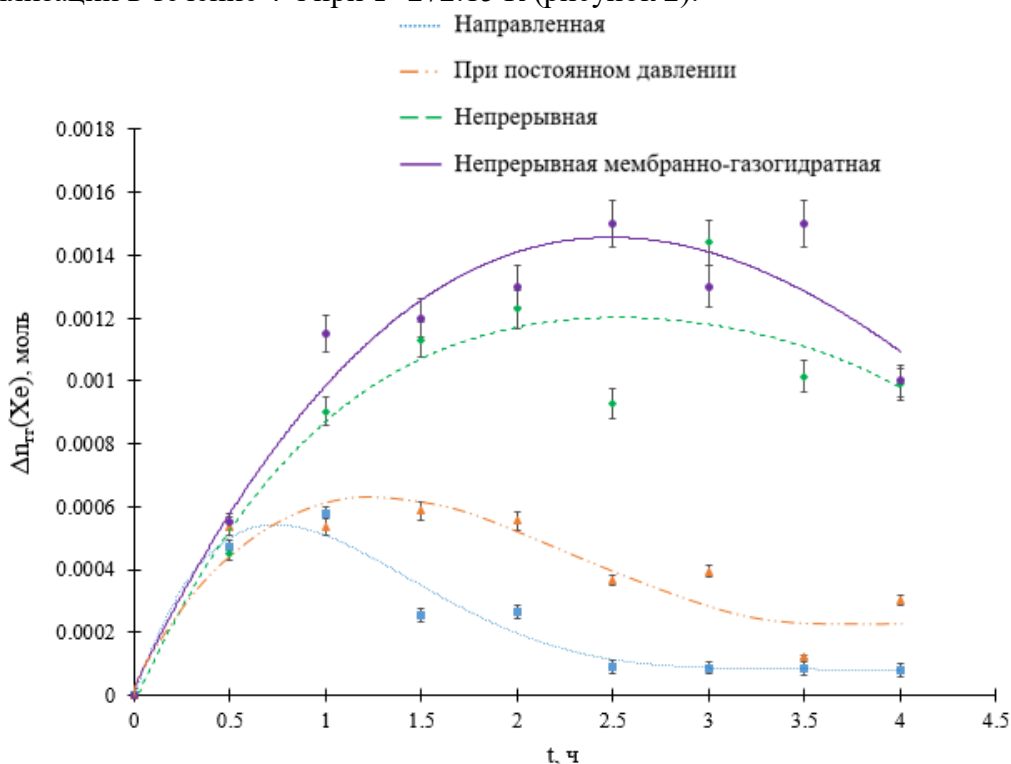


Рисунок 2 – Скорость гидратообразования Xe в газовой смеси CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Xe (0.15 об.%) при добавлении Na-LC (0.30 мас.%) при направленной, при постоянном давлении, непрерывной и непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации в течение 4 ч при $T=272.15$ К.

Как показано на рисунке 2, экспериментальная скорость гидратообразования Xe представлена полиномом четвертой степени, который наиболее точно соответствует искомой поверхности.

Рисунок 2 показывает, что максимальная скорость гидратообразования Xe наблюдается при реализации непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации через 2.5 часа после начала процесса гидратообразования и составляет 0.0015 моль/ч. Это связано с тем, что при реализации данного режима поток газовой смеси

перераспределяется и концентрируется в трех фазах: газовой; газовой, прошедшей через мембрану и газогидратной.

Также из рисунка 2 следует, что скорость гидратообразования Хе как при непрерывной, так и при непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации в начале гидратообразования резко увеличивается, и достигает максимума через 2.5 ч. Затем диффузия Хе в газогидратную фазу уменьшается из-за заполнения большей части больших газогидратных полостей. Через 4 ч скорость гидратообразования Хе уменьшается и процесс не достигает квазистационарного состояния.

В случае направленной кристаллизации скорость гидратообразования Хе достигает максимума до 1 ч. Это объясняется увеличением диффузии Хе в газогидратную фазу в начале гидратообразования. Далее адсорбция Хе газогидратными полостями уменьшается из-за заполнения больших газогидратных полостей CO_2 . Через 3 ч скорость гидратообразования Хе достигает квазистационарного состояния.

В случае кристаллизации при постоянном давлении, максимальная скорость гидратообразования Хе находится правее по сравнению с направленной кристаллизацией и максимальна в 1 ч. Далее уменьшается более медленно по сравнению с направленной кристаллизацией. Это связано с тем, что при кристаллизации при постоянном давлении адсорбция Хе газогидратными полостями уменьшается более медленно по сравнению с направленной кристаллизацией. Таким образом, создаются условия для дальнейшего заполнения Хе больших газогидратных полостей по сравнению с CO_2 . Через 3.5 ч скорость гидратообразования Хе достигает квазистационарного состояния.

Заключение

В результате математического моделирования показана высокая эффективность распределения Хе между газогидратной и газовыми фазами в газовой смеси CH_4 (94.85 об.%) / CO_2 (5.00 об.%) / Хе (0.15 об.%), коэффициент газогидратного распределения Хе составил 14.64 при $T=272.15$ К. В связи с тем, что при уменьшении температуры процесса адсорбция газогидратными полостями увеличивается, была экспериментально исследована скорость гидратообразования Хе при $T=272.15$ К при добавлении Na-ЛС (0.30 мас.%) при направленной, при постоянном давлении, непрерывной и непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации в течение 4 ч. Установлено, что максимальная скорость гидратообразования Хе наблюдается при реализации непрерывной мембранно-газогидратной кристаллизации при использовании МДК-1 мембраны через 2.5 ч после начала процесса гидратообразования и составляет 0.0015 моль/ч.

Таким образом, после проведенных теоретических и экспериментальных исследований получено, что возможно эффективное концентрирование Хе из природного газа. Для большей эффективности необходимо реализовать гибридную – непрерывную мембранно-газогидратную кристаллизацию. В дальнейшем необходимо дополнительно провести экспериментальные исследования по установлению влияния движущей силы процесса гидратообразования, а также различных термодинамических и кинетических промоторов процесса гидратообразования на эффективность извлечения Хе из природного газа.

Выполнено при поддержке Российского научного фонда, грант № 17-79-20286.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Кнунянц И.Л., Химическая энциклопедия: в 5 т.: Т. 2, М.: Советская энциклопедия, 1990, 671 с.
2. Патент RU 2466086 C2, C 01 B 23/00, B 01 D 53/00, 10.11.2012.

3. Патент RU 2259522 C1, F 25 J 3/00, B 01 D 53/02, 27.08.2005.
4. Патент RU 2692188 C1, F 25 J 3/00, B 01 D 53/04, C 01 B 23/00, 21.06.2019.
5. Patent DE 102014008770 A1, 17.12.2015.
6. Патент RU 2685138 C1, C 01 B 23/00, F 25 J 3/00, B 01 D 53/00, 16.04.2019.
7. *Eslamimanesh A.* et al. Application of gas hydrate formation in separation processes: A review of experimental studies // *J. Chem. Thermodyn.*, 2012. Vol. 46. P. 62–71.
8. *Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г.*, Мембранное разделение газов, М.: Химия, 1991, 344 с.
9. *Sloan E.D., Koh C.A.*, Clathrate hydrates of natural gases. 3rd ed., Boca Raton: CRC Press, 2008, 721 p.
10. *Sergeeva M.* et al. Influence of hydrogen sulfide on the efficiency of xenon recovery from natural gas by gas hydrate crystallisation // *Pet. Sci. Technol.* 2019. Vol. 37, № 1. P. 86–92.
11. *Mohammadi A.* et al. Kinetic study of carbon dioxide hydrate formation in presence of silver nanoparticles and SDS // *Chem. Eng. J.* 2014. Vol. 237. P. 387–395.
12. *Castellan G.W.*, Physical chemistry. 3rd ed., London: Addison-Wesley Publishing Company, 1983, 1038 p.

Угрозы мирового развития и системная безопасность топливно-энергетического
комплекса
(Threats to world development and systemic safety of the fuel and energy complex)

Силантьев Альберт Юрьевич
Заведующий кафедрой, профессор
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрены угрозы мирового развития, выделенные в докладе Римского клуба 2018, способные изменить отношение человечества к углеродным источникам энергии и стать системными ограничениями на пути развития топливно-энергетического комплекса. Обсуждаются последствия мирового экономического кризиса в части снижения спроса на углеводородные источники энергии и способы выхода из предстоящего кризиса 2020-2024 года.

ABSTRACT

The paper deals with the threat of global development, highlighted in the report of the Club of Rome in 2018, capable of changing the attitude of mankind to carbon energy sources and become systemic constraints to the development of the fuel and energy complex. The consequences of the global economic crisis in terms of reducing the demand for hydrocarbon energy sources and ways out of the upcoming 2020-2024 crisis are discussed.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Римский клуб, мировой экономический кризис, угрозы развития, топливно-энергетический комплекс.

KEYWORDS

Club of Rome, world economic crisis, development threats, fuel and energy complex.

Введение

В 2012 году мир вошел в стадию кризиса экономической системы основанной на коротких экономических выгодах и непрерывно стимулируемом росте.

В 2020 году после восьми безуспешных лет попыток восстановить рост финансовыми инструментами глобальные финансовые элиты и банки (ФРС, МВФ, центральные банки Англии, Европы, Японии и Канады) признали бесперспективность раздутой системы биржевого регулирования в условиях высочайшей концентрации капитала и отказались от поддержки среднего класса и бизнеса как инструмента регулирующего мировое развитие. Финансовые пузыри будут сдуты, мировые капиталы перейдут в руки реальных хозяев.

Огромные государственные долги и долги компаний, живших на грани рентабельности, привели к экономическому и ряду политических кризисов. Кризис стал системным – «социальный кризис, политический и культурный, моральный кризис, а также кризис демократии, идеологий и капитализма» [4].

В мире меняются лидеры, растет роль периферийных к западной цивилизации стран – Китая и Индии. Ускоряется переход к новому технологическому укладу.

Какова роль углеродной энергетики в новом укладе? Как в этом технологическом и цивилизационном переходе может выжить топливно-энергетический комплекс? На какие системные угрозы следует готовить ответы?

Системные угрозы

Смысл происходящего при всем многообразии процессов прост: *непрерывный рост потребления не возможен в ограниченной системе*. И смысл этот описан в первом

докладе Римского клуба еще в 1972 году [1]. Повторные исследования [2,3] подтвердили правомерность заложенных моделей.

Системные угрозы, выделенные в докладе Римского клуба 2018 года [4]:

- насыщение развития (кризис экономической системы);
- избыточность финансовых инструментов (сверх обогащение финансистов);
- политическая нестабильность (революции, войны, терроризм, миграция);
- биогеохимические потоки (экология, разрушение биосферы);
- уменьшение генетического разнообразия (гибель видов);
- разрушение пахотных земель (голод и нищета);
- климатические изменения (территории не пригодные для жизни);
- неконтролируемые технологические угрозы (синтетическая биология (CRISPR-Cas9), геоинженерия, искусственный интеллект, ядерное оружие).

Список угроз не полон, но и его вполне достаточно, что бы понять - человечество подошло к пределу, после которого необходимо коренное изменение экономической системы, ценностей и принципов сосуществования.

Новый технологический и цивилизационный уклад

Основных причин системных угроз три:

- рост населения;
- рост неравенства (Север-Юг) и рост доли потребления богатыми;
- использование пагубных для окружающей среды технологий.

Рост населения связан с уровнем потребления и экологией. Чем выше уровень жизни, тем меньше рождаемость. Но предельные затраты ресурсов ухудшают экологию. Поэтому при ограниченном объеме ресурсов мы можем либо повышать уровень жизни и снижать численность населения Земли, либо смириться с ростом численности и снижением качества жизни.

Первый вариант не может и не должен быть реализован насильственными методами ни с этических позиций, ни с практической стороны. Второй грозит мировыми войнами и экологическими катастрофами.

Нам остается изменить ценностный подход к жизни, и это неизбежный процесс. Экономика необузданного роста, должна смениться экономикой замещения (не количественное наращивание материальных ценностей, а их качественная трансформация и рост многообразия), когда рост качества жизни сопровождается снижением затрат и максимальным использованием вторичных ресурсов.

В новом обществе нет места *сверх неравенству*, когда небольшое число семей контролируют большую часть (более 70%) ресурсов планеты, а среднее потребление на душу населения в развитых и развивающихся странах отличается в десятки и сотни раз.

Переход к новому обществу может произойти только через *технологическую революцию*. Однако было бы наивным предположить, что технологический переход в шестой Кондратьевский цикл (связанный с ИТ технологиями, геной инженерией и искусственным интеллектом) автоматически приведет к формированию пост капиталистического мира.

Финансовый капитализм рухнет, но на смену ему идет не общество социального равенства, а *технологический капитализм*. Технологический капитализм меняет структуру рынков и элит, контролирующих капитал. Основными по объему станут рынки технологий и информационных потоков. Но капиталистический принцип первичности интересов капитала и свободы массового внедрения технологий сразу не изменится.

В ближайшие 10-15 лет мир столкнется с массой проблем, связанных с экологическими и социальными последствиями свободного внедрения технологий, которые повлияют на снижение рождаемости и естественного качества жизни. Только переход через системный кризис принципов приоритетности накопления капитала приведет к *смене цивилизационного уклада* и росту значимости гуманитарных интересов.

Переход к гуманитарному обществу (обществу нового Просвещения) начнет складываться к 50-ым годам 21 столетия и совпадет с новым (седьмым) Кондратьевским циклом. Какое место в этом укладе может занять углеводородная отрасль?

Изменения в углеродной энергетике

Углеродная энергетика перестала быть драйвером развития (4 технологический уклад основан на двигателе внутреннего сгорания и углеводородах, 5 уклад – электроника, биотехнологии и геновая инженерия, 6 уклад – ИТ, нанотехнологии и искусственный интеллект, робототехника). Она теряет ведущие позиции на рынках.

Широкое масштабирование предприятий углеродной энергетики в период развития 4 технологического уклада стало причиной избыточного выброса CO₂ в атмосферу и текущих изменений климата. К 2050 году средняя температура планеты может повыситься на 0,8-2,4 градуса относительно 2000 года [5]. Процессы потепления не линейны из-за роста выбросов метана, замороженного под высоким давлением на дне океанов и слоях «вечной» мерзлоты [6].

Сопутствующая углеродной энергетике нефтехимия стала причиной накопления не разлагаемых пластиковых отходов. Объем выбрасываемых в год пластиков составляет 0,24 миллиардов тонн. Всего в отходах накоплено пластиков около 5 миллиардов тонн, то есть почти по тонне на каждого жителя Земли [7]. Период разложения пластиков превышает 300 лет. Опасность для здоровья представляют мелкие микронные фракции, которые проникают в организм животных и человека.

Появились альтернативные, более экологичные варианты получения энергии. Многие страны, особенно с высокой плотностью населения пытаются перестроить свой энергетический баланс в пользу новых видов энергии. Однако в ближайшие 5-10 лет, особенно в период мирового кризиса новые виды топлива не вытеснят традиционные углеводороды, но объемы углеводородной энергетики начнут сокращаться. И хотя исследования российских аналитиков говорят о сохранении объемов [8], учет системных кризисных явлений говорит обратное [8]. К 2040 году доля углеводородов в энергетике составит 65-68% [9].

Мировой экономический кризис снизит потребление углеводородов развитыми странами (на 30-40 %) в немалой степени из-за снижения уровня жизни среднего класса. Но неоднородность развития общества будет еще некоторое время поддерживать углеродную энергетику. Этому будет способствовать вторая волна роста благосостояния за счет развивающихся стран (Китай, Индия, Индонезия и Малайзия) [4]. Рост потребления углеводородов в этих странах составит 20-30% в ближайшие 5-10 лет.

Вывод

Россия подошла к пределу существования за счет углеводородного сырья. В рамках нового технологического цикла требуется создание новых технологий, использующих углеводороды не для сжигания, а для синтеза новых материалов и решения проблемы мирового голода.

Для задачи утилизации отходов необходимо создать бактериальную культуру, способную разлагать пластики.

Для решения проблемы голода требуется создать бактериальные культуры, способные питаться нефтью и давать продукты для питания культивируемых растений и промышленных животных.

Для создания индустрии 6 поколения необходимы материалы (в том числе углеродные и углеводородные), которые обеспечат разработку трансформируемых механизмов и будут пригодны для многоразового использования.

Таким образом, для поддержки ТЭК в ближайшее время необходимо переориентировать структуру рынка и сделать инвестиционные вложения в биогенетические исследования и разработку новых материалов с использованием углеводородного сырья. Поставку новых технологий и материалов 6 поколения следует ориентировать на развивающиеся страны Азии, Африки и Латинской Америки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Donella H Meadows; Jorgen Randers; Dennis L Meadows; William W Behrens. The Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. - NY: Universe Books, 1972. — 211 с. — ISBN 0876631650.
2. Медоуз Д. и др. Пределы роста — М.: Изд-во МГУ, 1991. — 208 с. — ISBN 5-211-02014-6.
3. Медоуз Д. и др. Пределы роста. 30 лет спустя - М.: Академкнига, 2007. — 342 с. — ISBN 978-5-94628-218-5.
4. Ernst Ulrich von Weizsacker, Anders Wijkman Comes On! Capitalism, Short-termism, Population and the Destruction of the Planet. A Report to the Club of Rome. – NY: Springer Science+Busines Media LLC, 2018. – 230 с. – ISBN 978-1-4939-7418-4.
5. Клэр Нуллис Специальный доклад Межправительственная группа экспертов по изменению климата. Всемирная метеорологическая организация, т. 67 (2), 2018.
6. James P. Kennett, Kevin G. Cannariato, Ingrid L. Hendy, and Richard J. Behl Methane Hydrates in Quaternary Climate Change: The Clathrate Gun Hypothesis, Washington, DC: American Geophysical Union, 2003. ISBN 0-87590-296-0.
7. Geoffrey David Knight Plastic Pollution. - Heinemann Library, 2012.- 64 с. ISBN 978-1-4329-6039-1.
8. Макаров А.А. и др. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. Аналитический центр при Правительстве РФ, Институт энергетических исследований РАН, 2013. – 108 с. ISBN 978-5-91438-12-7.
9. Новак А.В. Глава Минэнерго прогнозирует ускоренный отказ от потребления нефти в мире после пандемии. ТАСС, 02.07.2020.
10. Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года. ВР, 2017.

Выделение коллекторов по азимутальным данным гамма-гамма плотностного метода в
горизонтальных скважинах

(Reservoirs Quality Discrimination by Gamma-Gamma Method Azimuthal Data in
Horizontal Wells)

Сребродольская Мария Андреевна

Старший преподаватель

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Предложены различные способы выделения коллекторов в горизонтальных скважинах по данным азимутального гамма-гамма плотностного метода. Приводится схема реализации этих способов. Перечислены виды кривых плотности, которые можно получить по данным азимутального прибора. Коротко описаны принципы действия таких приборов. На примере одной горизонтальной скважины показаны результаты применения предложенных методик. Сделаны выводы по применимости различных способов выделения коллекторов.

ABSTRACT

Various reservoirs quality discrimination methods for horizontal wells according to azimuthal gamma-gamma density log have been proposed. The implementation scheme of these methods is given. The density curves types that can be obtained from the azimuthal tools are listed. The author briefly describes the principles of azimuthal tools operation. Using one horizontal well as an example, the results of applying the proposed methods are shown. Conclusions on the applicability of various reservoirs quality discrimination methods are drawn.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Горизонтальные скважины, выделение коллекторов, азимутальные приборы, каротаж в процессе бурения, геофизические исследования скважин в процессе бурения, гамма-гамма плотностной метод

KEYWORDS

Horizontal wells, reservoirs quality discrimination, azimuthal tools, logging while drilling (LWD), density log, gamma-gamma method

В горизонтальных скважинах особо остро встает проблема выделения коллекторов во вскрытых отложениях по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Горизонтальная скважина пролегает параллельно напластованию, и фильтрационно-емкостные свойства вскрытых отложений могут меняться плавно. Также горизонтальная скважина может пересекать пласты под разными углами, отличными от 90°, или вскрывать какие-то породы только частично, заходить в пласт на небольшую мощность и т.д. В связи с этим необходимо применять особенные методики выделения потенциально проницаемых интервалов в горизонтальных скважинах, отличные от подходов в вертикальных, которые можно реализовывать по данным азимутальных геофизических приборов в процессе бурения.

Азимутальные геофизические приборы – это приборы, регистрирующие физическое свойство дифференциально по всему периметру скважины благодаря встроенному акселерометру, ориентирующему данные в пространстве по азимуту. К азимутальным приборам относятся микросканеры (имиджеры) в процессе бурения, которые включают в себя один или несколько детекторов [2, 3], вращающихся вокруг

оси прибора вместе с вращением бурильной колонны и долота. Записываемая этими датчиками информация (физическое свойство) группируется по выбранному числу секторов, например, по 4, 8, 16 (рисунок 1), 32, 56 и более. Чем больше секторов, тем детальнее и точнее регистрируемый имидж.

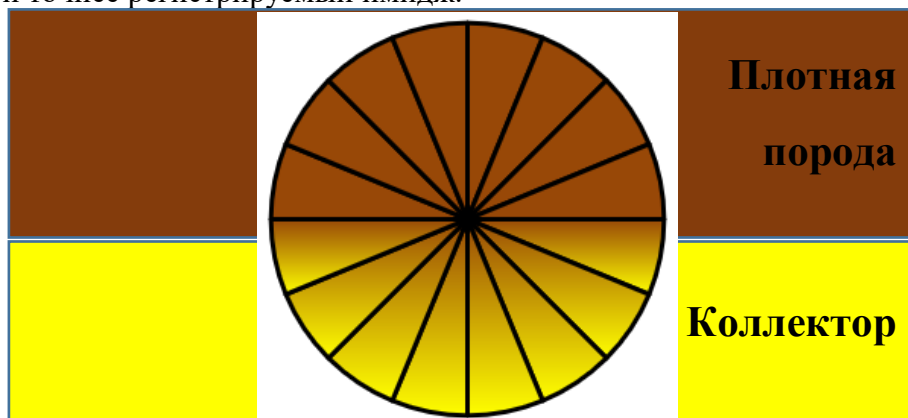


Рисунок 1 – Азимутальное разрешение имиджа 16 секторов

Азимутальный прибор гамма-гамма плотностного метода (ГГК-п) является одним из самых информативных микросканеров в процессе бурения, так как его данные позволяют получить кривые плотности горных пород, имидж плотности по стенке скважины и для некоторых типов аппаратуры величину диаметра или даже профиля ствола скважины.

При регистрации ГГК-п азимутальными приборами появляется возможность выбора кривой плотности (рисунок 2):

- 1) средней плотности ГГК-п.ср,
- 2) плотности по нижней четверти ГГК-п.н,
- 3) плотности по лучшему замеру ГГК-п.л (алгоритм компании Halliburton).

Кривая средней плотности рассчитывается как среднее арифметическое между всеми значениями плотности, попавшими на данный квант глубины. Кривая плотности по нижней четверти формируется как среднее среди данных, отнесенных к нижней четверти скважины. Замеры распределяются в конкретный сектор в зависимости от положения окна детектора в скважине (определяется с помощью двух X- Y-магнитометров в приборе ГГК-п). Аналогично формируется кривая по верхней четверти ГГК-п.в. Стоит отметить, что формируются также кривые по левой и правой четвертям. Вышеперечисленные кривые плотностного метода зачастую не отражают истинную плотность пород, вскрытых горизонтальной скважиной, из-за влияния бурового раствора на участках расширенного ствола скважины. Для минимизации такого влияния в компании Halliburton разработан алгоритм выбора лучшего замера (низких скоростей счета или уплотненного режима замера), целью которого является на каждом кванте глубины отбор замеров плотности, полученных детектором в точках с наилучшим прижатием к стенке скважины.

Многообразие кривых плотностного метода, которые можно получить по данным азимутального ГГК-п в процессе бурения, обуславливает возможность выбирать одну из них для оценки коэффициентов пористости (K_p) и выделения коллекторов по граничной величине K_p .

На рисунке 2 представлена схема, отображающая 6 способов выделения коллекторов в горизонтальных скважинах, предлагаемых автором: по перечисленным выше кривым ГГК-п (способы 1-3) и с привлечением имиджа плотности (способы 4-6).

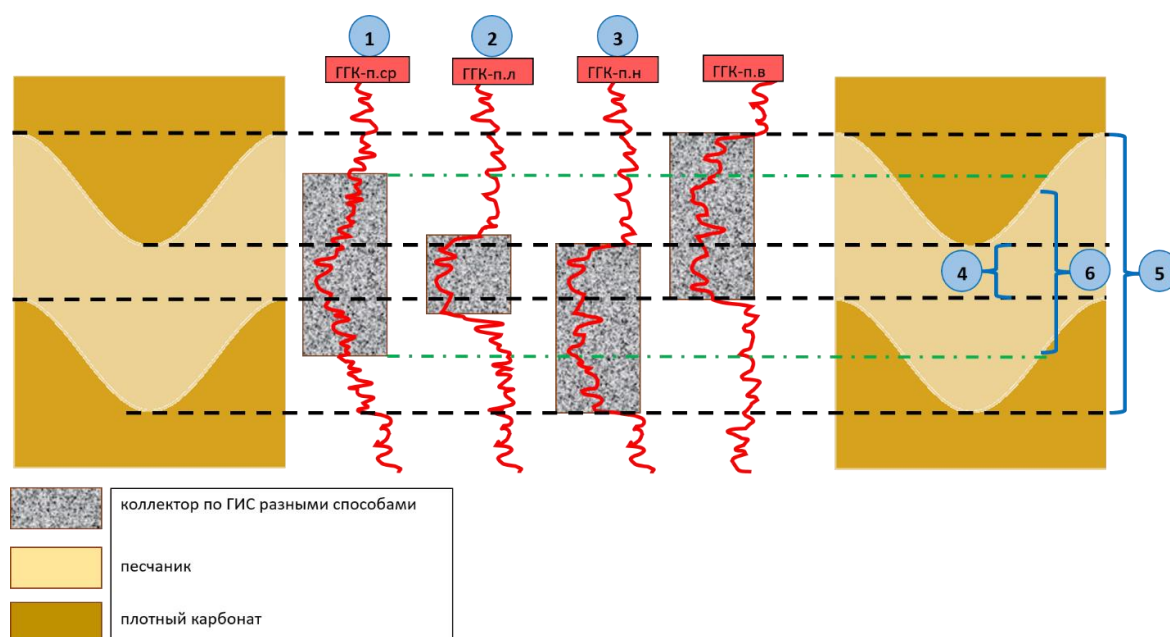


Рисунок 2 – Способы выделения коллекторов в горизонтальной скважине:
 1 – по пористости, определенной по кривой средней плотности (ГГК-п.ср);
 2 – по пористости, определенной по кривой плотности по нижней четверти (ГГК-п.н);
 3 – по пористости, определенной по кривой плотности по лучшему замеру (ГГК-п.л);
 4 – по полному присутствию на имидже на кванте глубины;
 5 – по присутствию в любой части имиджа на кванте глубины;
 6 – по стратиграфической интерпретации имиджа

В способах 1-3 применяются кривые плотности, описанные выше. По ним рассчитываются коэффициенты пористости, затем по граничному значению определяется, является ли порода коллектором (песчаником) или, например, глинистым неколлектором (алевролитом). Кривая по верхней четверти приведена на рисунке 2 для примера, она может использоваться при анализе имиджа плотности или для выделения коллекторов в способе 2 вместо кривой по нижней четверти на тех участках скважины, где вывалы отображаются на имидже в нижней части ствола скважины и искажают кривую ГГК-п.н.

В способе 4 к коллекторам будут отнесены только те интервалы, в которых песчаник вскрыт как нижней, так и верхней частями скважины. В способе 5, напротив, к коллекторам будут отнесены все интервалы, на которых песчаник вскрыт либо нижней, либо верхней частью скважины. Это можно контролировать либо визуально, либо при помощи азимутальных кривых (в первую очередь ГГК-п.н и ГГК-п.в), либо при помощи статистического анализа имиджа.

Для выделения коллекторов по способу 6 необходимо произвести структурный анализ имиджа плотности, чтобы определить точную глубину пластопересечений, а вместе с тем их угол падения и азимут. Данный способ может применяться лишь как дополнительный на тех участках, где можно уверенно выделить и проинтерпретировать структурные элементы в виде синусоид на имидже.

Глины, угли и плотные породы во всех способах выделяются вручную или по специальному алгоритму по комплексу качественных признаков на кривых ГИС.

Согласно авторам статьи [1] (Бокарёв А. Ю., Мингазов А. Н., Исмагилов А. Т.), способ 5 необходимо применять для целей планирования заканчивания скважины и

оценки потенциала продуктивности, а способ 6 – для геологического моделирования. 5й способ позволяет учесть все зоны вскрытия коллектора. По способу 6 наиболее достоверно определяются непосредственно геологические границы объектов по структурной интерпретации имиджа плотности.

По мнению автора настоящей статьи, для целей достоверной интерпретации данных полного комплекса ГИС, в который входят в основном неазимутальные приборы, целесообразно применять 4й способ, так как только в интервале полного присутствия коллектора могут быть адекватно определены его фильтрационно-емкостные свойства. В качестве кривой плотности для интерпретации при этом выбирать кривую ГГК-пл.

На практике чаще всего выделяют коллектора по кривой плотности по нижней четверти с применением граничного Кп (способ 2). Для интерпретации применяется именно кривая по нижней четверти исходя из предположения о том, что в нижней части ствола детектор прибора гамма-гамма плотностного метода наилучшим образом прижат к стенке скважины под действием собственного веса. Когда данные регистрируются приборами компании Halliburton, рекомендуется выбирать 3й способ по кривой лучшего замера. 1й способ по кривой средней плотности на практике не применяется из-за его низкой достоверности при пересечении границы пластов под углом (осредняется плотность всех пород, попавших на квант глубины как для неазимутальных приборов).

Обратим внимание на схему, представленную на рисунке 2. Границы коллекторов, выделенных по способам 1 и 6, близки, но не совпадают. Мощность коллекторов, выделенных по 2му способу, может быть как больше, так и меньше мощности, определенной по 4му способу.

Рассмотрим применение способов 1-5 для выделения коллекторов на примере одной из скважин, пробуренных на продуктивные нефтенасыщенные отложения в Ямало-Ненецком автономном округе, с общей протяженностью горизонтального участка скважины 1017.2 м.

Для реализации рассмотренных методик автором был написан скрипт в специализированном программном продукте для частичной автоматизации процесса выделения коллекторов. Рассчитаны также коэффициенты вскрытия коллектора как отношение общей мощности коллекторов по каждому способу к общей длине горизонтального ствола.

Из таблицы 1 видно, что по 5му способу в результате расчета получаются наибольшие мощности коллекторов и коэффициенты вскрытия, а по способу 4 – наименьшие.

Таблица 1. –Мощности коллекторов, выделенных способами 1-5 в одной скважине

Способ выделения коллекторов	1	2	3	4	5
Суммарная мощность коллекторов, м	874.2	858	872.8	795	906.4
Коэффициент вскрытия, д.е.	0.86	0.84	0.86	0.78	0.89

На рисунке 3 представлен комплекс ГИС, зарегистрированный в процессе бурения горизонтальной скважины компанией Halliburton, в том числе данные азимутального ГГК-п (кривые плотности средней, по нижней и верхней четвертям и по лучшему замеру, расчетный каверномер (dc), а также имидж плотности, в центре имиджа – низ скважины). В правой части планшета – 5 литологических колонок (коллектор – неколлектор), полученных по способам 1-5.

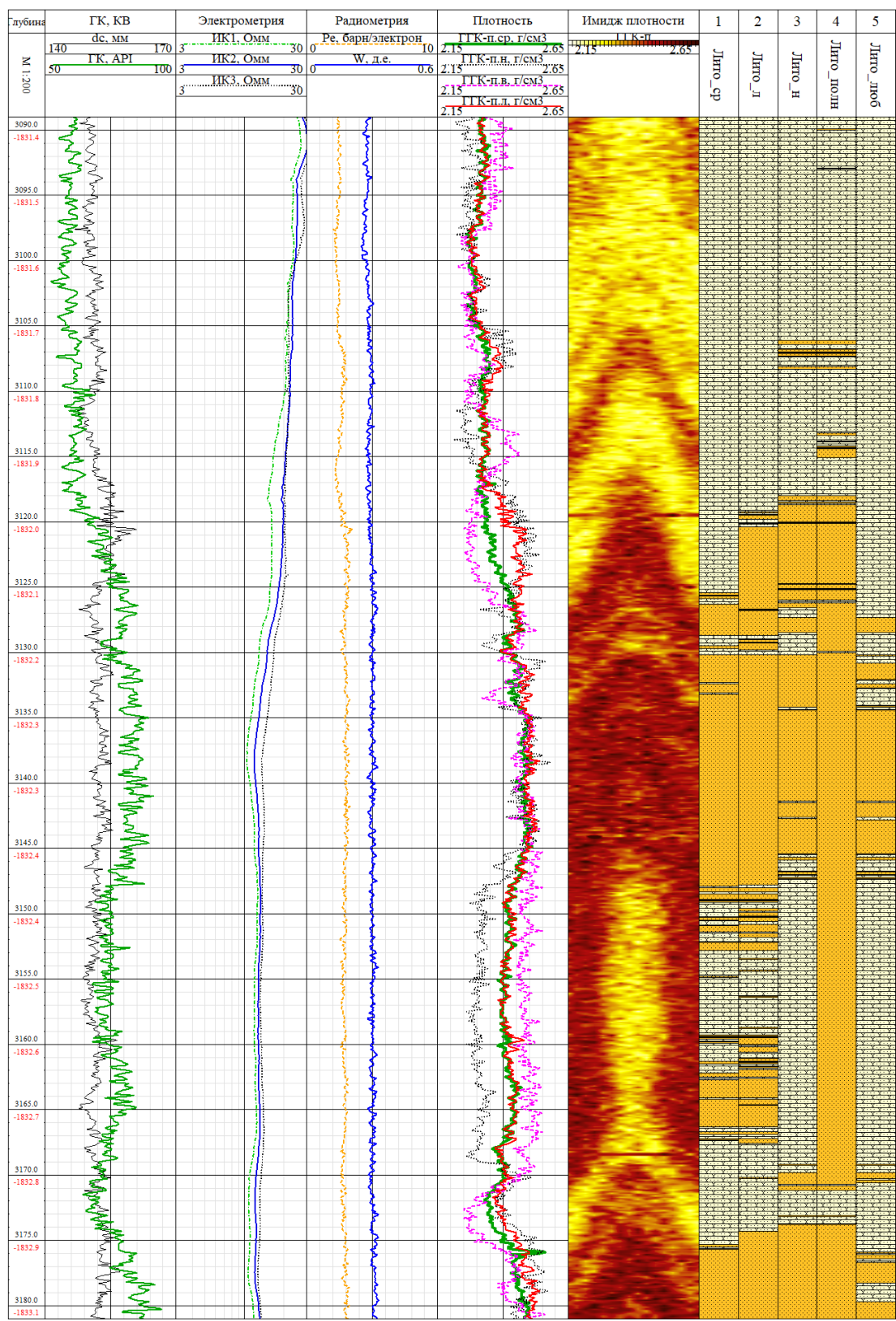


Рисунок 3 – Пример выделения коллекторов в горизонтальной скважине способами 1-5

На тех участках скважины, где пласт коллектора или неколлектора вскрыт целиком, все кривые плотности (ГТК-п.ср, ГТК-п.н, ГТК-п.в, ГТК-п.л) сходятся между собой при условии, что диаметр скважины (dc) близок к номинальному (152.4 мм). На тех участках скважины, где одновременно вскрыты породы разной плотности или

наблюдается значительное увеличение диаметра скважины, кривые плотности начинают расходиться и в зависимости от условий в скважине могут отличаться показания всех 4х кривых или только некоторых между собой.

Границы коллекторов, определенные пятью способами, практически никогда не будут совпадать, но на участках скважины, где вскрыта только одна горная порода, литологические колонки будут одинаковы (отличаясь лишь границами этой породы).

Границы пород могут совпадать попарно между отдельными методами, например, между 3м и 4м на одних участках и 3м и 5м на других. Это зависит от взаимного расположения скважины и пород разной плотности в пространстве. Сильнее всего литологические колонки будут отличаться в интервалах частичного вскрытия пласта.

Коэффициенты вскрытия, рассчитанные разными способами, могут отличаться весьма значительно там, где скважина вскрывает неоднородный коллектор, маломощный пласт или пересекает много стратиграфических границ (рисунок 3 сверху), или практически не отличаться, если литологическая изменчивость пород невелика (рисунок 3 снизу). Поэтому автор рекомендует в горизонтальных скважинах рассчитывать «оптимистичный» коэффициент вскрытия по методу 5 и «пессимистичный» по методу 4, даже если в качестве принятого метода выделения коллекторов используется какой-то другой. Это особенно важно в отложениях с большой литологической неоднородностью.

При предоставлении кому-либо результатов интерпретации в пояснительной записке необходимо подробно описывать то, как именно на различных участках скважины производилось выделение коллекторов. В то же время принимая результаты интерпретации необходимо запрашивать подобную информацию.

Заключение

Изучив разные способы выделения коллекторов по данным азимутального гамма-гамма плотностного метода в процессе бурения, можно сделать следующие основные выводы.

1. В горизонтальных скважинах на разных участках ствола можно использовать разные кривые ГГК-п для уменьшения влияния посторонних факторов или в интервалах некачественной записи.

2. Можно выбирать разные способы выделения продуктивных интервалов в зависимости от поставленной цели, при этом обосновывая свой выбор.

3. Рекомендуется применять различные способы выделения коллекторов в одной скважине и проводить сравнительный анализ полученных результатов.

4. Чем больше неоднородность разреза, тем сильнее отличаются мощности коллекторов, определенные разными способами.

Направления дальнейших исследований автора:

- детальный структурный анализ имиджа плотности для реализации бго способа выделения коллекторов в сочетании с другими и выбор оптимальной комбинации;
- проведение сравнительного анализа результатов применения рассмотренных методик в различных геологических условиях и выявление возможных закономерностей;
- совершенствование скрипта для автоматизации процесса выделения коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бокарёв А. Ю., Мингазов А. Н., Исмагилов А. Т. Трёхмерный анализ данных ГИС в горизонтальных скважинах на примере неокомских отложений Западной Сибири. SPE-182087-RU.
2. Сребродольская М. А. Особенности проведения каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород // *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. Сборник научных статей по проблемам нефти и газа.* № 1/294, 2019. с. 45-57
3. Сребродольская М. А., Фёдорова А. Ю., Фролов В. М. Применение азимутальных приборов в процессе бурения горизонтальных скважин. ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ XII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» 12-14 февраля 2018 г. Москва, 2018 г. «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина».

Пандемия и мировой нефтяной кризис 2020 года
(Pandemic and world oil crisis 2020)
Студеникина Людмила Алексеевна
Доцент, к.э.н.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Пандемия и мировой экономический кризис критически влияют на развитие глобальной энергетики, особенно нефтяного рынка. Срыв сделки ОПЕК+ в марте и отрицательная цена на нефть в апреле 2020 года стали сильнейшими потрясениями за всю историю нефтяной отрасли. Падение цен на нефть до критического уровня для стран-производителей нефти усугубляет тяжелое экономическое положение и осложняют перспективы выхода из кризиса.

ABSTRACT

The pandemic and the global economic crisis affect critically the development of global energy sector, especially oil industry. The disruption of the OPEC + Deal in March and the negative oil price in April 2020 were the biggest shocks in the history of the oil industry. The oil prices decrease to a critical level for oil-producing countries aggravates the difficult economic situation and complicates the prospects for overcoming the crisis.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Пандемия, мировой экономический кризис, сделка ОПЕК+, отрицательная цена на нефть

KEY WORDS

Pandemic, the global economic crisis, OPEC + Deal, negative oil price

Коронавирусная пандемия стала «черным лебедем» для глобальной экономики, которая и так демонстрировала в последние годы не слишком высокие темпы экономического роста. Карантин, объявление которого как эффект «домино» в первом квартале 2020 года охватило многие страны мира, остановил авиаперевозки, железнодорожный и автомобильный транспорт, промышленное производство, закрыл торговлю, туризм, индустрию развлечений и гостеприимства и посадил по домам половину населения Земли.

Китай, первым закрыв границы и объявив карантин, в первом квартале 2020 года очень сильно ослабил мировую экономику, поскольку он является важнейшим звеном международных *производственных цепочек*, крупным экспортером продукции с высокой добавленной стоимостью и ведущим потребителем ресурсов (до 60% некоторых товаров и сырья) в мире.

Вслед за обвалом китайской экономики Европа, также имея невысокий рост экономики в последние годы, продемонстрировала снижение основных показателей. Прекращение импорта китайских товаров и продукции привело к падению промышленного производства на европейском рынке.

Резкое снижение спроса прежде всего на сырьевые товары, а затем закрытие глобального туризма и торговли во многих сегментах было очень тревожным сигналом для мировых рынков.

Но драматическим ударом в начале марта 2020 года стало прекращение авиаперелетов, не просто снижение пассажиропотока, а остановка глобального перемещения огромного

количества людей. Это стало сильным ударом и по авиации, и по смежным отраслям, в том числе и по нефтяному сектору, поскольку резко обрушилось потребление авиационных и моторных топлив.



Рис. 1. Баланс спроса и предложения на нефть, млн барр./день.

Источник: [1]

Сильным ударом по мировым рынкам стал результат (вернее, его отсутствие) встречи участников соглашения ОПЕК+ **6 марта 2020 года**. Переговоры стран ОПЕК и не-ОПЕК о продлении соглашения о сокращении добычи нефти на 2020 год провалились. Причем ситуация, при которой основные производители подошли к этому событию, не была драматической. Было понятно, что из-за ухудшения экономической ситуации спрос будет снижаться, но никто не ожидал, что страны не то, что не смогут договориться, но и выйдут в конфликт из такой ординарной встречи.

Согласно действующей квоте, добыча стран – участниц соглашения ОПЕК+ должна быть на 1,7 млн баррелей в сутки ниже уровня октября 2018 г. Эта квота должна была действовать до конца апреля 2020 г.

6 марта 2020 г. на министерском совещании стран – участниц ОПЕК было предложено:

- сократить добычу нефти на 1,5 млн баррелей в сутки до конца 2020 г.

- членам ОПЕК ограничить добычу на 1 млн баррелей в сутки

- странам, не входящие в картель, – на 500 000 баррелей.

Для России шла речь о снижении примерно на 300 тысяч в день, что в общем не было драматично. Россия не была против продления соглашения, но сокращать добычу еще больше отказывалась. Саудовская Аравия пригрозила увеличить добычу уже в апреле сначала до 10,0 млн баррелей в сутки, а позже – до 12,3 млн баррелей в сутки и снизила на 8 долларов цены продажи нефти. Не придя к взаимоприемлемому соглашению, министр энергетики России А. Новак покинул совещание.

Результат провала соглашения о снижении добычи в рамках ОПЕК+ привел к катастрофическим последствиям уже в понедельник **9 марта 2020** года, когда цены на нефть марки Brent обвалились на 25%, курс рубля к доллару США взлетел до 75 рублей,

американский фондовый рынок потерял около 8% в день, из-за чего впервые за долгое время произошла приостановка торгов. Индекс опционной волатильности S&P500 VIX («индекс страха») взмывал вверх к кризисным уровням 2008-2009 годов. Можно сказать, что по мировой экономике был нанесен двойной удар – пандемия и нефтяной кризис, что привело к очень тяжелой картине нескольких недель марта.

Волатильность на рынке нефти превысила показатели, ранее зафиксированные на обвале цен после войны в Персидском заливе в 1991 году. В течение 2020 года цены на нефть держались в среднем на уровне 60\$ за баррель. За этот период американские сланцевые компании нарастили добычу до максимального уровня, почти 13 миллионов баррелей в день, опередив основных конкурентов. Россия добывала стабильно чуть более 11 миллионов баррелей в день, а Саудовская Аравия - к 6 марта примерно 9,5 миллионов баррелей в день.

В этих условиях Саудовская Аравия прибегла к открытому демпингу - 8 марта 2020 года объявила о ценовых скидках от 6 до 8 долларов за баррель для потребителей в Европе, Азии и Соединённых Штатах.

В понедельник **9 марта** эта информация вызвала свободное падение цен на нефть марки Brent на 30%, самое большое со времён войны в Персидском заливе. Цены на нефти упали драматически до 23 долларов за баррель и ниже. Юралс торговался в какие-то моменты на уровне 10 долларов за баррель, что напомнило ситуацию 1998 года. Падение цен на нефть привело к обвалу фондовых индексов во всем мире (рисунок 2).

В последующие дни рынки несколько восстановились и даже выросли на 10%, а большинство фондовых рынков стабилизировалось, но распространение пандемии и продолжающееся резкое падение спроса, а также фактор заполненности нефтехранилищ дешевой нефтью, подталкивали снижение цен, которые к **18 марта** упали до 18-летнего минимума - цена на Brent составляла 24,72 доллара за баррель, а цена на WTI — 20,48 доллара за баррель.

В нефтяном секторе в капитализации потеряли все мейджоры, и российские, и международные. Акции ExxonMobil и Chevron упали на 15%, в то время как ценные бумаги американских сланцевых нефтедобытчиков потеряли 30-50% стоимости за день. Однако в этом хаосе, панике и падении *Фонд национального благосостояния* Саудовской Аравии начал скупать подешевевшие акции многих международных энергетических компаний, в том числе и американских сланцевых компаний. А некоторые крупные компании сделали то, что часто делается в кризис, - реализовали *обратный выкуп собственных акций (buy back)* (ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «РОСНЕФТЬ»). То есть, попытки спасти компании от краха капитализации осуществлялись в разных формах.

В течение апреля ситуация на глобальном нефтяном рынке ухудшалась. После срыва сделки ОПЕК+ в пятницу 6 марта 2020 года развернулась позиционная ценовая война между основными производителями нефти в мире – Саудовской Аравией, США и Россией, при этом каждый из участников заинтересован в сохранении цен на нефть на уровне не ниже 40\$ за баррель. Для России и Саудовской Аравии это жизненно важный вопрос – бюджеты стран сформированы из расчета 42,4 и 83,16 долларов за баррель соответственно. При этом положение России более устойчивое. А вот в сланцевой индустрии США ситуация становится катастрофической, цена безубыточности для них находится в интервале 30 - 50 долл. США/барр. Количество буровых установок резко сократилось, многие отягощенные долгами сланцевые компании уже обанкротились.

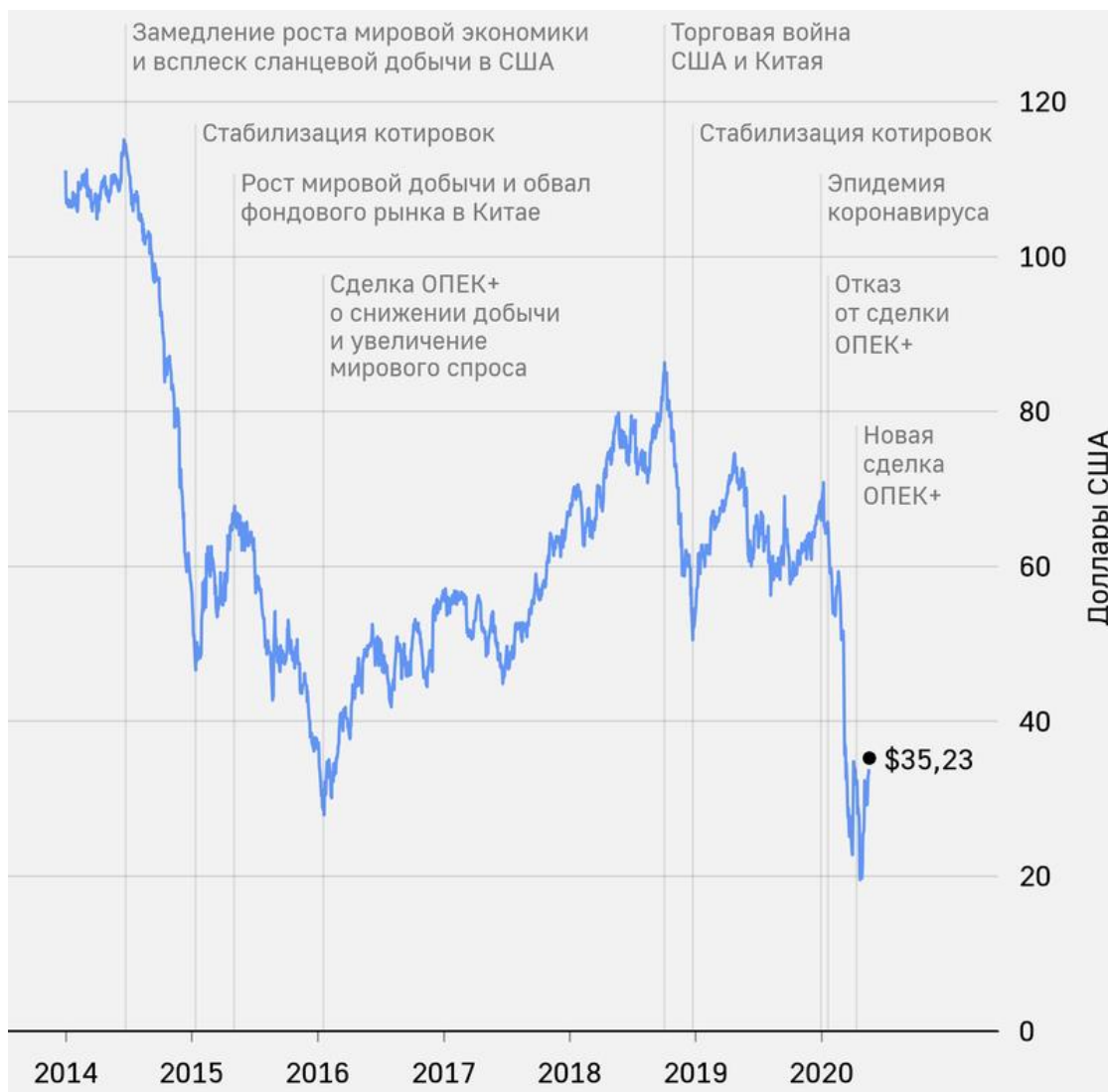


Рис.2. Стоимость нефти Брент, долл./барр., 2014-2020

Источник: [2]

Стало понятно, что необходимы скоординированные действия основных игроков перед угрозой скатывания всей мировой экономики сначала в кризис, а потом в долгий период стагнации. "Из-за расширения пандемии в мире ситуация на рынке менялась очень быстро и непредсказуемо. Что казалось невозможным и избыточным в начале марта, оказалось недостаточным в начале апреля", - пояснил глава Фонда национальной энергетической безопасности Константин Симонов [3].

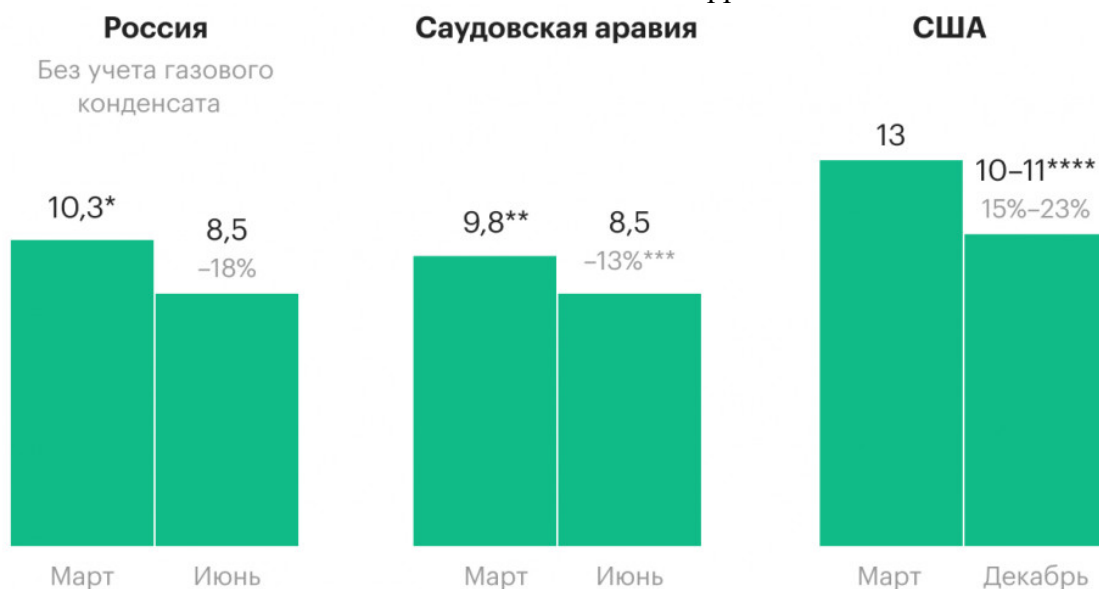
11 апреля 2020 года участники ОПЕК+ согласовали новую сделку о сокращении добычи нефти, объем которой составит 10 млн баррелей в сутки. Еще на 5 млн баррелей в сутки обещают снизить производство другие страны, официально не участвующие в соглашении, среди которых Канада, Норвегия, Аргентина и США.

Новая сделка ОПЕК+ заключена на рекордный срок - до 1 мая 2022 года, что должно создать положительный информационный фон и направить участникам рынка позитивный сигнал о возможности сотрудничества и регулировании рынка основными производителями в условиях кризиса, пандемии и неопределенности (рисунок 3).

Точкой отсчета для определения объема сокращения добычи нефти для стран-участниц остался октябрь 2018 г., за исключением Саудовской Аравии и России, которые договорились взять за базовый показатель 11 млн барр./сутки. Поэтапная

схема сокращения добычи нефти, которая будет действовать до 30 апреля 2022 года, включает следующие этапы:

- Май-июнь 2020 г. - на 9,7 млн барр./день
- Второе полугодие 2020 г. - на 8 млн барр./день
- С 1.01.2021 – 30.04.2022 г. - на 6 млн барр./день.



* Сообщил источник, знакомый с данными ЦДУ ТЭК

** Сообщил Reuters со ссылкой на источники

*** Сокращение от уровня апреля, по данным источника РБК, близкого к российскому правительству, составит 22%-26%

**** Прогноз министра энергетики США Дэна Бруйетта на 2020 год

Рис. 3. Новая сделка ОПЕК+ по сокращению добычи нефти, 2020 год, млн барр./день.
Источник: [4]

Сразу после внеочередной встречи стран ОПЕК+ состоялась виртуальная конференция по энергетике G20. И, хотя она прошла в закрытом режиме, в финальном заявлении подтверждается, что "G20 имеет сегодня уникальную возможность содействовать в устранении нестабильности на энергетическом рынке и предпринять немедленные действия для стабилизации рынка нефти" [5].

Саммит группы 20-ти показал, что несмотря на отрицание глобализации в период кризиса, все же можно договариваться о координации действий. Хотя это позитивный сигнал для рынка, однако цена на нефть скорее всего будет колебаться в районе 30-35\$ за баррель в течение года и вряд ли поднимется выше 40\$ за баррель до конца 2020 года. В краткосрочной перспективе на нефтяной рынок будут давить три основных макроэкономических импульса, которые привела в действие пандемия:

- глобальный удар по спросу,
- глобальный удар по поставкам,
- нефтяная война, которая привела цены на нефть к минимуму за много лет.

«Такое развитие событий приведет к огромному уничтожению капитала и, скоро, к структурной безработице. Тройной удар по мировой экономике почти гарантирует, что 2020-й будет потерян годом, когда политикам придется

сделать все возможное для борьбы с настоящей глобальной рецессией», - заявил главный экономист и директор по инвестициям Saxo Bank Стин Якобсен [6].

Все нефтедобывающие страны будут находиться под давлением этих факторов.

Сейчас ситуация в сланцевой промышленности США близка к критической. Проблемы испытывают все участники отрасли, от сланцевых и нефтесервисных компаний до операторов трубопроводов.

Количество работающих в США буровых установок к 17 апреля сократилось до 438 по сравнению с 504 недель ранее и 825 год назад, по данным Baker Hughes. Но этого пока недостаточно, чтобы компенсировать падение спроса.

Производителям нефти в Мексиканском заливе тоже приходится прекращать добычу, которая в 2019 г. составляла около 15% от всей нефтедобычи США. Если разработчики сланцевых месторождений могут быстро прекращать и возобновлять бурение, то для работающих на шельфе компаний этот процесс сложнее и дороже.

Снижение активности нефтяников вынуждает урезать расходы и нефтесервисные компании. Schlumberger, Halliburton и Baker Hughes уже объявили о планах сократить около 1 млн (21%) сотрудников, в том числе 220 тысяч в США.

Банкротство грозит некоторым нефтеперерабатывающим компаниям и операторам трубопроводов, при этом последние считаются наиболее уязвимыми, поскольку они активно использовали заемные средства для прокладки труб к сланцевым месторождениям, когда нефть стоила дороже. США стали крупнейшим в мире производителем нефти благодаря сланцевой революции [7].

В этих условиях многие неликвидные, высоко маржинальные производители уйдут с рынка. В целом долги американского сланцевого сектора составляют более 200 млрд долларов, в основном под залог месторождений нефти и газа. Банки-кредиторы JPMorgan Chase & Co, Wells Fargo & Co, Bank of America Corp и Citigroup Inc срочно создают новые холдинговые компании, на балансах которых будут держаться энергетические активы, полученные от несостоятельных должников в счет оплаты долгов. Однако если цены на нефть поднимутся выше 40\$ за баррель, сланцевая добыча может быть быстро возобновлена. Но пока сланцевые компании разоряются, и первой сланцевой компанией, объявившей о банкротстве, стала 1 апреля 2020 года Whiting Petroleum Corp.

Падение спроса на мировом рынке и продажа Саудовской Аравией дешевой нефти в середине апреля привели к быстрому заполнению хранилищ, что стало еще одним фактором давления на рынок. В качестве хранилищ стали использовать танкеры, что в свою очередь привело к резкому подорожанию фрахта. По информации агентства Блумберг, в марте 2020 года ставки фрахтования танкеров для транспортировки нефти с Ближнего Востока в Китай подскочили на 700% до \$243 тыс. в сутки. «Загрузка мощностей флота в настоящее время близка к 100%», – отмечают аналитики Clarksons Platou [8].

В условиях переизбытка нефти на американском рынке, отсутствия спроса в транспортном и авиационном секторах и заполненности хранилищ в Кушинге 20 апреля 2020 года произошел **исторический обвал** цен на североамериканскую нефть WTI - сначала до \$0,01 за баррель, а затем ее котировки стали *отрицательными*. Майские фьючерсы, которые истекавшие 21 апреля, торговались по -\$40 за баррель на минус 305,97%. Покупателей контрактов не было, а продавцы, которые не были готовы получать нефть, сбрасывали остатки по любой цене, даже с доплатой (рисунок 4).

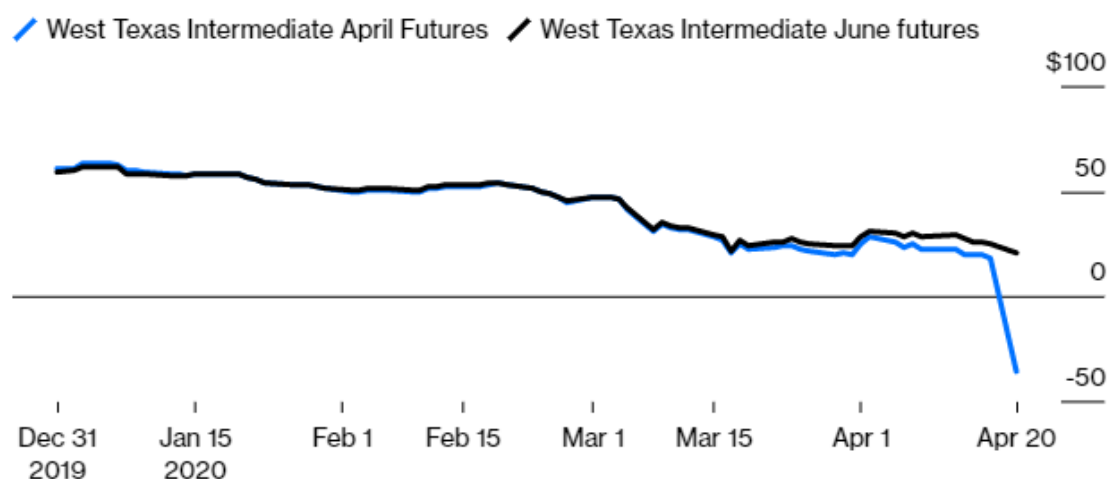


Рис.4. Историческое падение цен на нефть до отрицательных значений 20 апреля 2020 года.

Источник: [9]

Резонанс от такого беспрецедентного падения был значительный, но кратковременный, поскольку было понятно, что это был спекулятивный момент, связанный с датой закрытия торгов по фьючерсам. Аналитики считают, что вряд ли такая ситуация повторится с фьючерсами Brent, которые, в отличие от WTI, – не поставочные, не привязаны к физической поставке нефти, а в момент экспирации по ним происходит взаимозачет между продавцом и покупателем [10].

Что касается перспектив спроса и предложения на нефть и будущего развития глобального нефтяного рынка, то согласно апрельскому отчету Международного энергетического агентства (МЭА) «Oil Market Report - April 2020» из-за коронавирусного кризиса в 2020 г. мировой спрос на нефть сократится в целом по сравнению с 2019 г. на рекордные 9,3 млн баррелей до 90,5 млн баррелей в сутки, даже в случае отмены ограничений на передвижение людей. Во II квартале 2020 года падение составит 23,1 млн баррелей в сутки, а во втором полугодии спрос начнет восстанавливаться, но в декабре 2020 г. по-прежнему будет на 2,7 млн баррелей в сутки меньше, чем годом ранее [11].

МЭА оценила важность сделки ОПЕК+, достигнутой 12 апреля, для стабилизации ситуации на нефтяном рынке. Кроме того, Китай, Индия, Корея и США предложили для временного хранения нефти свои стратегические хранилища либо рассматривают возможность увеличить свои стратегические запасы, что также позволит сократить избыток нефти на рынке. МЭА так же может рекомендовать тридцати странам, входящим в эту организацию, пополнить свои стратегические резервы нефти и нефтепродуктов как минимум до уровня девяноста дней чистого импорта нефти.

В отчете подчеркивается, что невозможно сократить предложение настолько, чтобы компенсировать падение спроса, тем более, что в первой половине 2020 года запасы нефти, несмотря на постепенное сокращение добычи странами-производителями, продолжают увеличиваться, что до конца второго квартала может перегрузить логистику нефтяной промышленности – суда, трубопроводы и резервуары. Конечно, все предпринимаемые странами меры не приведут рынок к немедленному равновесию, но позволят снизить пик избыточного предложения и уменьшить рост запасов нефти [12].

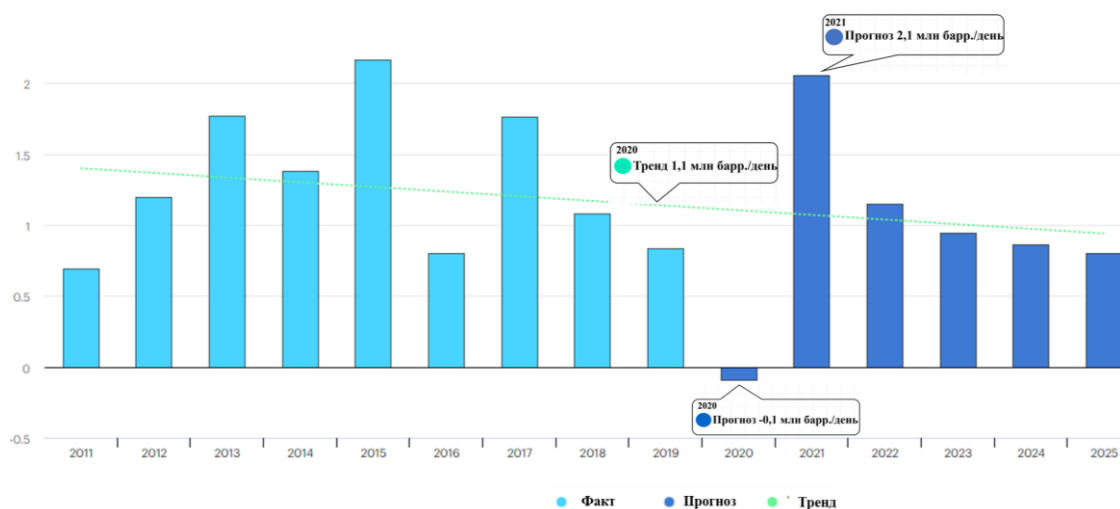


Рис.5. Прогноз МЭА спрос на нефть в мире, 2011-2025, млн барр./день
Источник: [13]

По мере выхода из коронавирусного кризиса, снятия карантина и ограничений на передвижение, постепенного восстановления мировой экономики спрос на нефть (рисунок 5) и нефтепродукты будет расти, прежде всего в транспортном секторе и авиации. Рынок авиаперевозок является очень крупным сегментом потребления нефтепродуктов, но он очевидно сильно пострадает от закрытия неба и частично изменит свою структуру - если у регулярных крупных перевозчиков есть шанс пережить кризис с помощью государственной поддержки, то лоукостеры и чартерные компании в большинстве своем скорее всего обанкротятся.

При этом пока неясно, насколько пострадают разные отрасли экономики как в мире, так и отдельных странах. В любом случае многое зависит от того, какими темпами будет восстанавливаться мировая экономика, насколько глубоким окажется влияние карантина, как на будущее развитие мира повлияет переход к более экологичным видам топлива.

ЛИТЕРАТУРА:

1. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2020/04/15/828131-mea-sprognozirovalo>
2. <https://tass.ru/ekonomika/8020315>
3. <https://rg.ru/2020/04/11/novaia-sdelka-opek-uderzhit-ceny-na-neft-ot-dalnejshego-padeniia.html>
4. <https://www.rbc.ru/business/11/04/2020/5e8f197d9a79472db6950881>
5. <https://www.trend.az/world/3221570.html>
6. <https://www.home.saxo/insights/news-and-research/thought-leadership/quarterly-outlook>
7. <https://nangs.org/news/world/mnogim-amerikanskim-neftyanikam-grozit-bankrotstvo>
8. <https://www.rbc.ru/business/17/03/2020/5e70557c9a7947dc8ba90ca4>
9. <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2020-04-20/coronavirus-take-oil-s-plunge-seriously-not-literally>
10. <https://www.vedomosti.ru/opinion/columns/2020/04/21/828547-kak-tsena-mozhet-upast>
11. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-may-2020>
12. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2020/04/15/828131-mea-sprognozirovalo>
13. <https://www.iea.org/reports/oil-2020>

Технологическое решение для снижения водного фактора при эксплуатации ПХГ в водоносных пластах

(Technological solution for decreasing of water breakthrough during UGS operation in aquifers)

Татлок Тимур Сафдинович

Аспирант

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: к.т.н., доцент Хайдина М.П.

АННОТАЦИЯ

Во время создания подземного хранилища газа (ПХГ) в водоносном пласте, происходит процесс формирования искусственной залежи с активными контурными водами, что увеличивает вероятность высокого водного фактора. Приток пластовых вод в добывающие скважины является одной из основных проблем эксплуатации хранилищ такого рода. Изучение проблемы и научное обоснование технологических режимов закачки в пласт полимерно-гелевой системы (ПГС) на основе полиакриламида (ПАА), с использованием детализированной геолого-гидродинамической модели реального коллектора подземного хранилища газа (ПХГ), позволяет увеличить срок безводной эксплуатации скважин. Эффективная эксплуатация подземного хранилища является приоритетной задачей.

ANNOTATION

In the process of creating an underground gas storage (UGS) in an aquifer, an artificial reservoir with active contour waters is formed, which increases the likelihood of a high-water factor. Watering of production wells is one of the main problems in operating such kind of storages. The study of the problem and the scientific justification of the technological regimes of injection into the reservoir of a polymer-gel system (PGS) based on polyacrylamide (PAA), by using a detailed geological and hydrodynamic model of a real reservoir of underground gas storage (UGS), could increase the period waterless operation of wells. The efficient operation of underground storage is a priority.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Подземное хранилище газа, водоносный пласт, обводнение скважин, снижение водного фактора, полимерно-гелевая система, селективное действие полимера, гидродинамическое моделирование, модель полимерного заводнения.

KEY WORDS

Underground gas storage, aquifer, water breakthrough, decreasing of water cut, polymer gel system, selective action of the polymer, hydrodynamic modeling, polymer flooding model.

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации в настоящее время эксплуатируется восемь подземных хранилищ газа (ПХГ), созданных в водоносных пластах. При создании и их циклической эксплуатации возникает ряд негативных последствий, связанных с интенсивным обводнением фонда эксплуатационных скважин: увеличение нагрузки на систему сбора и подготовки газа; увеличение простаивающего фонда скважин; увеличение затрат на эксплуатацию подземного хранилища.

АКТУАЛЬНОСТЬ

Эффективность эксплуатации таких ПХГ зависит от пород-коллекторов, оттеснения воды газом и мероприятий, направленных на снижение обводненности эксплуатационных скважин. Актуальность разработки, научного обоснования и оценки эффективности технологии позволяющей уменьшить водный фактор и увеличить срок эксплуатации скважин подземного хранилища газа, является очевидной.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

С целью изучения проблемы обводнения эксплуатационных скважин и обоснования эффективности технологических режимов закачки в пласт полимерно-гелевой системы (ПГС) было выполнено численное моделирование с использованием детализированной модели реального ПХГ, созданного в нескольких неоднородных, гидродинамически связанных, терригенных геологических объектах, формирующих единый водоносный комплекс. Для этого использовались программные продукты Petrel и Eclipse компании Schlumberger, в которые заложена гидродинамическая модель полимерного заводнения пласта [4,5]. Под ПГС понимается система на основе неионогенного полимера полиакриламида (ПАА). ПАА – синтетический полимер и селективно воздействует на проницаемость пористой среды снижая подвижность водной фазы относительно углеводородной [1,2,3]. Во-первых, это происходит за счет взаимодействия полиакриламида и пластовой воды и как следствие повышение вязкости закачиваемого раствора, а во-вторых, из-за адсорбции полимера горной породой и снижения относительной фазовой проницаемости для воды. В модели полимерного заводнения заложено условие, что снижение проницаемости пород пласта коллектора, пропорционально количеству полимера, адсорбированного поверхностью горных пород, которые обладают удельной поглощающей способностью и за счет этого удерживают полимер. Для того, чтобы модель могла в процессе расчетов, определить поглощающую способность горных пород необходимо задать изотерму адсорбции, которая является зависимостью концентрации насыщения полимера, адсорбированного породами пласта коллектора, от локальной концентрации полимера в растворе [4]. Зависимость представлена на рисунке 1.

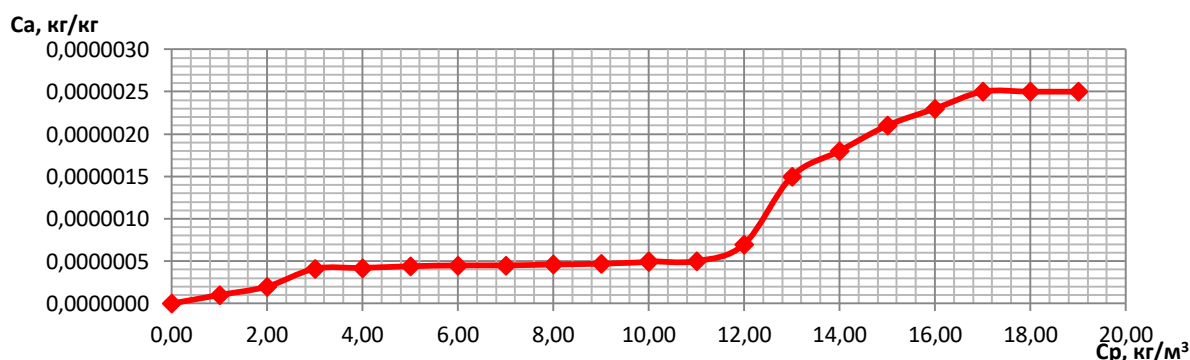


Рисунок 1 – График зависимости изотермы адсорбции от локальной концентрации полимера в смеси

Физико-химические свойства ПАА позволяют использовать его в качестве основы для ПГС и закачивать в пласт для снижения обводненности эксплуатационных скважин. Рациональное использование ПАА возможно только, при учете целого комплекса гидродинамических и реологических факторов, таких как диффузионные, капиллярные, гравитационные эффекты, межфазный массообмен, изменение свойств фильтрующихся фаз в пространстве и времени, адсорбция и десорбция отдельных

компонентов, образование микроэмульсий и химических реакции. Критерии применимости и свойства ПГС, приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. – Условия применимости полимерно-гелевых систем

Параметры	Ед. изм.	Значения
Толщина пласта, ($h_{пл}$)	м	3-100
Проницаемость, (k)	мД	30-5000
Пористость, (m)	%	10-35
Температура пласта, ($T_{пл}$)	К	<378
Минерализация воды, (M)	г/л	<120

Таблица 2. – Свойства подобранной полимерно-гелевой системы, учитываемые при моделировании

Параметры	Ед. изм.	Значения
Вязкость, (μ)	мПа*с	5-30
Адсорбционная способность, (C_a)	кг/кг	$5 \cdot 10^{-6} - 3 \cdot 10^{-4}$
Концентрация, (C)	%	0,5-1,5
Коэффициент остаточного сопротивления, (RRF)	-	1,5
Недоступный поровый объем, (НПО)	-	0,15-0,18

Неоднородность моделируемого объекта по пористости и проницаемости, оказывает существенное влияние на процесс эксплуатации подземного хранилища газа и представленная на рисунке 2.

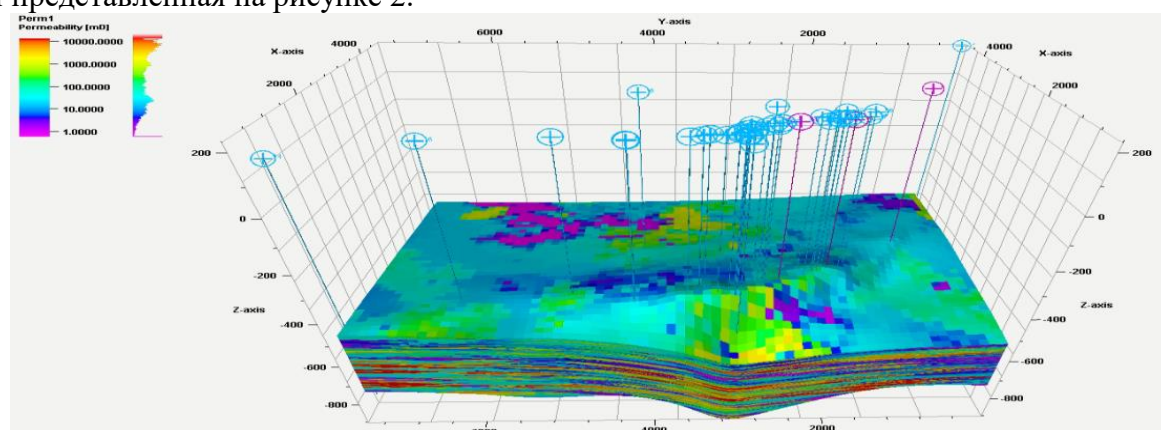


Рисунок 2 – Распределение проницаемости по моделируемому фрагменту ПХГ

В процессе гидродинамического моделирования, для создания ПХГ на протяжении трех лет 01.01.2015-01.01.2018 г., производилась непрерывная закачка газа с дебитом, $Q_{наг.с} = 400$ тыс.м³/сут, после чего моделировался процесс циклической эксплуатации ПХГ, включающий в себя два цикла отбора газа с 01.01.2018-01.07.2018 г. и с 01.01.2019-01.07.2019 г. при $Q_{отбора} = 200$ тыс.м³/сут и два цикла нагнетания с 01.07.2018-01.01.2019 г. и с 01.07.2019-01.01.2020 г. при $Q_{нагнет} = 200$ тыс.м³/сут (таблицы 3,4).

Таблица 3. – Темпы и объемы закачки газа и ПГС в моделируемый фрагмент хранилища

Параметры	Ед. изм.	Значения
Темп закачки газа при создании ПХГ, ($Q_{наг.с}$)	тыс. м ³ /сут	400
Темп отбора газа, ($Q_{отбора}$)	тыс. м ³ /сут	200
Темп закачки газа, ($Q_{нагнет}$)	тыс. м ³ /сут	200
Темп закачки полимера, ($Q_{нагнет.п}$)	тыс. м ³ /сут	240
Общий объем газа, нагнетаемого во фрагмент	млн. м ³	437,8
Активный объем	млн. м ³	36,2
Буферный объем	млн. м ³	401,6

В процессе создания, циклической эксплуатации ПХГ и закачке в пласт коллектор полимерно-гелевой системы, была произведена перфорация высокопористых и высокопроницаемых пород целевого пласта закачки (рисунок 3).

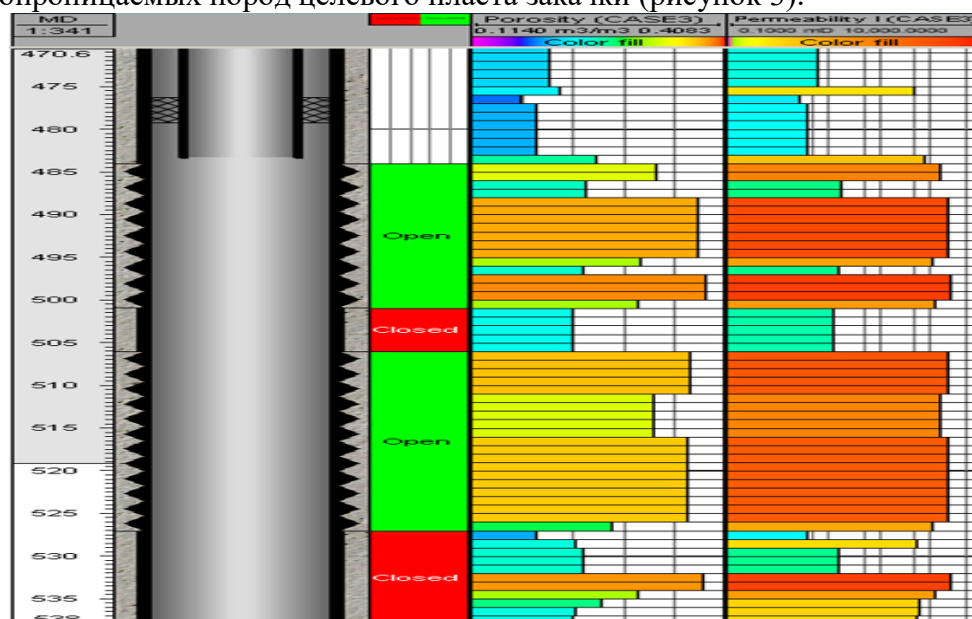


Рисунок 3 – Распределение пористости и проницаемости по разрезу ствола скважины

Расчеты были проведены для скважины «А». В данной работе будет рассмотрено 4 варианта эксплуатации подземного хранилища и закачки в пласт полимерно-гелевой системы, характеристики которых приведены в таблице 4.

Таблица 4. – Варианты проведенных расчетов для скважины «А»

Вариант №		1	2	3	4
Интервал перфорации (нагнетаемое в него вещество)	89-105 (485,59-501,92 м)	Газ	ПГС+Газ	Газ+ПГС	Газ
	110-131 (506,58-527,75 м)	Газ	ПГС+Газ	Газ+ПГС	ПГС
Темп закачки полимера, м³/сут		240	240	240	240
Дата закачки полимера		-	01.01.2015	01.12.2016	01.12.2016
Темп закачки газа при создании ПХГ, тыс.м³/сут		400	400	400	400
Темп отбора газа, тыс.м³/сут		200	200	200	200
Темп закачки газа, тыс.м³/сут		200	200	200	200

Во всех моделируемых вариантах при создании ПХГ нагнетание газа производится в течение трех лет, потом 2 периода циклической эксплуатации.

- Вариант №1. Полимер не закачивается. Перфорация под закачку газа произведена на глубинах 485,59 – 501,92 м и 506,58 – 527,75 м.

- Вариант №2. Закачка полимера 01.01.2015 г. в оба интервала перфорации на глубинах 485,59 – 501,92 м и 506,58 – 527,75 м, перед началом создания ПХГ. Нагнетание и отбор газа производятся в оба интервала перфорации.

- Вариант №3. Закачка полимера 01.12.2016 г. в оба интервала перфорации на глубинах 485,59 – 501,92 м и 506,58 – 527,75 м, за год до первого цикла отбора газа из ПХГ. Нагнетание и отбор газа производятся в эти же интервалы перфорации.

- Вариант №4. Закачка полимера 01.12.2016 г. в нижний интервал перфорации на глубинах 506,58 – 516,17 м, за год до первого цикла отбора газа. Нагнетание и отбор газа

производится через верхний интервал перфорации на глубинах 485,59 – 501,92 м (рисунок 3).

ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Анализ вариантов №1 (без закачки ПГС) и №2 (с закачкой ПГС 01.01.2015 г.) позволяет оценить эффект от закачки в пласт ПГС.

На рисунке 4 видно, что после нагнетания газа в ПХГ в течение трех лет при $Q_{\text{наг.с}} = 400$ тыс. м³/сут на 01.01.2018 г., в варианте №1 насыщение порового объема газом наблюдается как в объекте закачки, так и отложениях, залегающих выше. Согласно геологическим данным по структуре, объект закачки подстилает отложения горных пород, которые характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости, их наличие согласно проекту должно было препятствовать передвижению нагнетаемого газа в вышележащие объекты и дать возможность равномерно произвести оттеснение воды в пласте коллекторе при создании ПХГ. Миграция нагнетаемого газа вверх, обусловлена тем, что низко проницаемые отложения имеют малую толщину, переслаиваются с проницаемыми отложениями и не равномерно выдержаны по всей площади объекта хранения.

Отбор газа во время первого цикла $Q_{\text{отбора}} = 200$ тыс. м³/сут (с 01.01.2018 по 01.07.2018 г.), привел к перемещению газа и миграцию из объекта закачки в вышележащие отложения. Перетоки газа во время отбора и последующее не равномерное оттеснение воды в пласте, способствовали обводнению эксплуатационных скважин, водный фактор на конец первого цикла составил $ВФ_{ц1} = 93,6$ (л/1000м³ газа) (рисунок 5), что повлияло на характер заполнения ловушки в процессе последующего цикла нагнетания газа. Во время второго цикла отбора (с 01.01.2019 по 01.07.2019 г.) продолжилась миграция газа в вышележащие отложения. Перераспределение значительных объемов газа, между целевым объектом хранения и вышележащими отложениями привело к резкому увеличению объёма пластовых вод поступающих в эксплуатационную скважину, водный фактор составил $ВФ_{ц2} = 483$ (л/1000м³ газа), после чего произошло глушение и вывод скважины из эксплуатации в марте 2019 года (рисунок 5). Неоднородность моделируемого объекта оказывает существенное влияние на эксплуатацию ПХГ.

Вариант №2, демонстрирует влияние закачки ПГС на снижение обводненности. Смоделирована закачка ПГС с концентрацией $C_{\text{ПАА}}=1\%$ в оба интервала перфорации на глубинах 485,59 – 501,92 м и 506,58 – 527,75 м, 01.01.2015 г. за три года до создания ПХГ. На 01.01.2018 г. при $Q_{\text{наг.с}} = 400$ тыс.м³/сут в расчетном варианте №2 насыщение порового объема газом наблюдается как в объекте закачки, так и отложениях, залегающих выше, схожим образом с вариантом №1, но при этом целевой объект заполнен газом более равномерно за счет, уменьшения объема мигрировавшего газа.

Отбор газа во время первого цикла $Q_{\text{отбора}} = 200$ тыс.м³/сут (с 01.01.2018 по 01.07.2018 г) привел к перемещению газа и миграцию из объекта закачки в вышележащие отложения, но объемы мигрировавшего газа значительно меньше, чем в варианте №1. Закачка ПГС и последующее равномерное относительно воды газом, способствовали тому, что водный фактор на конец первого цикла составил $ВФ_{ц1} = 27,4$ (л/1000м³ газа) (рисунок 5), что значительно меньше, чем в варианте №1. Во время второго цикла отбора (с 01.01.2019 по 01.07.2019 г.) миграция газа в вышележащие отложения так же наблюдается, но при этом насыщенный газом объем целевого объекта хранения оказался заполнен значительно больше и равномернее, чем в варианте 1 (рисунок 4). Закачке ПГС в пласт, перед созданием хранилища снизила объемы пластовых вод, поступающих в эксплуатационную скважину, водный фактор составил $ВФ_{ц2} = 403,8$ (л/1000м³ газа). Однако, полученные значения водного фактора, все еще слишком высокие, что приводит

к глушению и выводу скважины из эксплуатации в середине июня 2019 года (рисунок 5). Снижение эффективности закаченной в пласт ПГС, обусловлено сроком давности закачки и нарушением целостности структуры барьера, за счет выноса полимера из пласта в процессе отбора газа. Сравнение вариантов №1 (ВФц1 = 93,6 (л/1000м³ газа), ВФц2 = 483 (л/1000м³ газа)) и №2 (ВФц1 = 27,4 (л/1000м³ газа), ВФц2 = 403,8 (л/1000м³ газа)) подтверждает наличие эффекта от закачки ПГС в пласт.

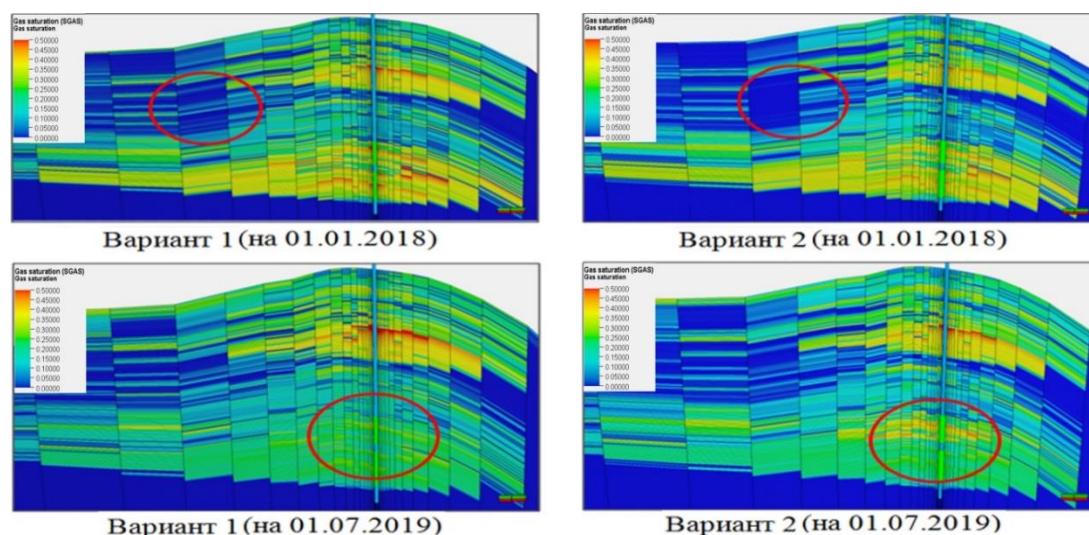


Рисунок 4 – Распределение газонасыщенности по объекту для вариантов №1 и №2

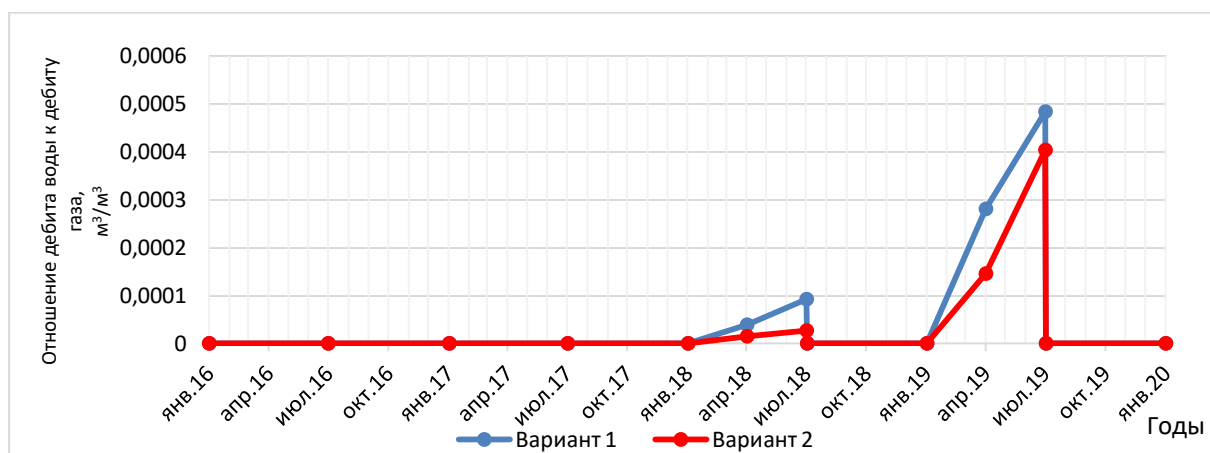


Рисунок 5 – Сравнение отношений дебита воды к дебиту газа для вариантов №1 и №2

Анализ вариантов №2 (с закачкой ПГС 01.01.2015 г.) и №3 (с закачкой ПГС 01.12.2016 г.) позволяют оценить влияние момента закачки ПГС в ПХГ на эффективность его применения.

Вариант №3, моделирует закачку ПГС с концентрацией $C_{ПАА}=1\%$, в оба интервала перфорации, 485,59–501,92 м и 506,58–527,75 м, во время создания ПХГ, за год до начала первого цикла 01.12.2016 г.

Рассмотрение результатов нагнетания газа при $Q_{наг.с} = 400$ тыс. м³/сут для создания ПХГ по вариантам №2 и №3 на момент 01.01.2018 г., показало, что насыщение порового объема газом как в объекте закачки, так и отложениях, залегающих выше, в обоих вариантах происходило схожим образом, наблюдалось небольшое различие в характера наполнения верхних отложений.

В варианте №3, отбор газа во время первого цикла, $Q_{отбора} = 200$ тыс. м³/сут (с 01.01.2018 по 01.07.2018 г.), привел к перемещению газа и миграции из объекта закачки

в вышележащие отложения с незначительным отличием от варианта №2. Количество поступающей в скважину воды уменьшилось в 2 раза и водный фактор на конец первого цикла составил $ВФ_{ц1} = 14,4$ (л/1000м³ газа) (рисунок 6). Структура, закаченной в пласт за год до первого цикла отбора ПГС претерпела незначительные изменения под воздействием газа нагнетания, так как менее интенсивно выносилась из пласта в процессе отбора, что способствовало двукратному снижению водного фактора по сравнению с вариантом №2.

Во время второго цикла отбора (с 01.01.2019 по 01.07.2019 г.) миграция газа в вышележащие отложения также наблюдалась. Однако, водный фактор в варианте №3 возрос относительно варианта №2 и составил $ВФ_{ц2} = 468,1$ (л/1000м³ газа), что повлекло за собой глушение скважины в середине июня 2019 года (рисунок 6). Резкое и значительное увеличение водного фактора в варианте №3, обусловлено прорыв конусной воды и давностью закачки ПГС в пласт, недостаточным внедрением и распространением по объему пласта и последующим разрушением структуры полимера, за счет выноса в период циклической эксплуатации хранилища. Из вышесказанного можно сделать вывод, что на сохранение целостности структуры и эффективность применения ПГС в процессе создания и эксплуатации ПХГ, существенное влияние оказывает фактор времени, закачки полимера в пласт коллектор. Для решения проблемы выноса и надежного снижения значений водного фактора, было решено закачать ПГС только в нижний интервал перфорации, а также при помощи последующей установки пакера или закачки разделительного цементного моста продолжить эксплуатировать скважину только через верхний интервал перфорации, тем самым создав условия, ограничивающие вынос закачанной системы из пласта. Фактор места закачки ПГС может оказать существенное влияние для блокирования поступающей пластовой воды.

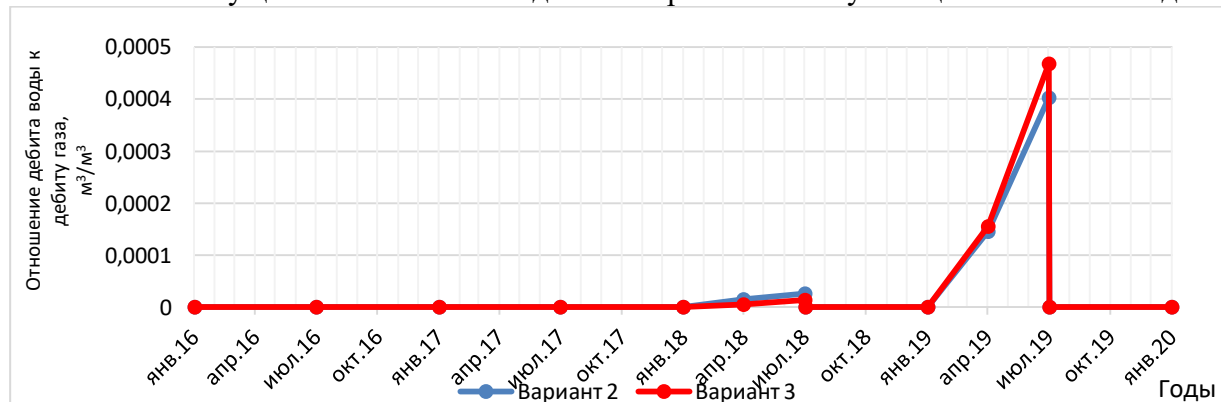


Рисунок 6 – Сравнение отношений дебита воды к дебиту газа для вариантов №2 и №3

Анализ вариантов №3 (с закачкой ПГС 01.12.2016 г. в оба интервала перфорации) и №4 (с закачкой ПГС 01.12.2016 г. в нижний интервал перфорации) позволяет оценить эффективность закачки ПГС в нижний интервал перфорации при блокировании поступающей снизу воды.

Вариант №4, моделирует закачку ПГС, с концентрацией $C_{ПАА} = 1\%$, только в нижний интервал перфорации, на глубинах 506,58 – 527,75 м, идентично по времени с вариантом №3 (01.12.2016 г.). В результате чего произошло не значительное распространение полимера по объему пласта. После чего нижний интервал перфорации был изолирован с помощью установки пакера, который позволяет эксплуатировать скважину только через верхний интервал, путем блокировки поступления газа через нижний интервал перфорации, тем самым создав условия, ограничивающие вынос закачанной системы из пласта. Последующее нагнетание и циклическая эксплуатация хранилища производились только через верхний интервал перфорации.

При рассмотрении результатов нагнетания газа при $Q_{\text{наг.с}} = 400$ тыс. м³/сут для создания ПХГ по вариантам №3 и №4 на момент 01.01.2018 г., видно, что насыщение порового объема газом как в объекте закачки, так и отложениях, залегающих выше, почти идентично.

В варианте №4, отбор газа во время первого цикла, $Q_{\text{отбора}} = 200$ тыс. м³/сут (с 01.01.2018 по 01.07.2018 г.), привел к перемещению газа и миграции из объекта закачки в вышележащие отложения идентичным варианту №3.

Количество поступающей в скважину воды уменьшилось в несколько раз и водный фактор на конец первого цикла составил $ВФ_{\text{ц1}} = 0,815$ (л/1000м³ газа) (рисунок 7). Структура, закаченной в пласт за год до первого цикла отбора ПГС не претерпела изменений под воздействием газа нагнетания, так как практически не выносилась из пласта в процессе отбора, что и способствовало значительному снижению водного фактора по сравнению с вариантом №3.

Во время второго цикла отбора (с 01.01.2019 по 01.07.2019 г.) миграция газа в вышележащие отложения так же наблюдается. Водный фактор в варианте №4 возрос совсем не значительно и составил $ВФ_{\text{ц2}} = 3,06$ (л/1000м³ газа), что позволяет продолжить эксплуатацию скважины до конца второго цикла отбора газа и блокировать подтягивание конусов воды. Из вышесказанного можно сделать вывод, что меры принятые для сохранения целостности структуры ПГС и ограничивающие вынос закачанной системы из пласта, в виде установки пакера и эксплуатации скважины только через верхний интервал перфорации, оказались эффективными. Полученные по вариантам водные факторы представлены в таблице 5.

Таблица 5. – Максимальные значения водного фактора по расчетным вариантам

Вариант №		1	2	3	4
Интервал перфорации (нагнетаемое в него вещество)	89-105 (485,59-501,92 м)	Газ	ПГС+Газ	Газ+ПГС	Газ
	110-131 (506,58-527,75 м)	Газ	ПГС+Газ	Газ+ПГС	ПГС
Дата закачки полимера		-	01.01.2015	01.12.2016	01.12.2016
Водный фактор (Цикл1), л/1000.м ³		96,7	27,4	14,4	0,815
Водный фактор (Цикл2), л/1000.м ³		483	403	468	3,06

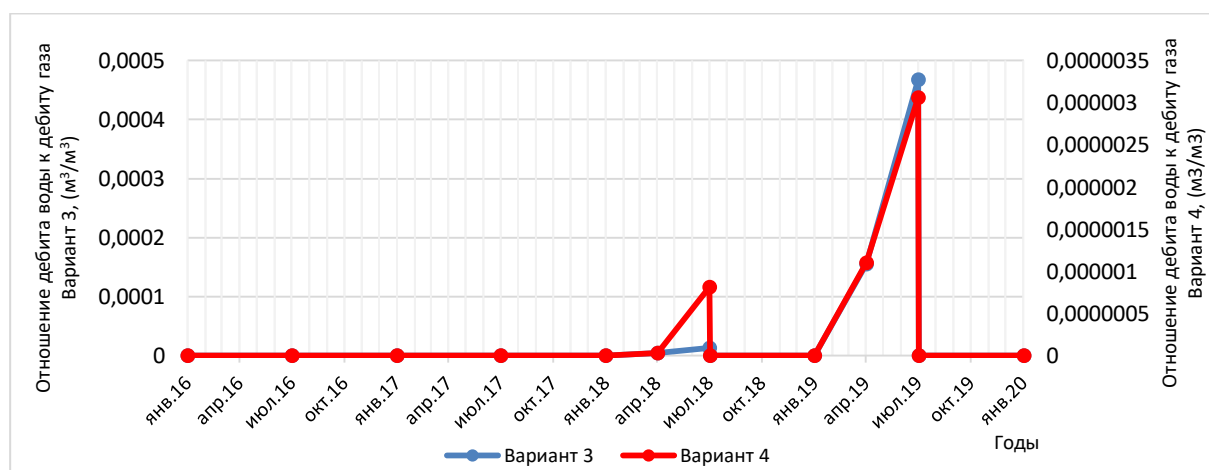


Рисунок 7 – Сравнение отношений дебита воды к дебиту газа для вариантов №3 и №4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе проведения численных экспериментов, с использованием детализированной гидродинамической модели ПХГ были опробованы различные варианты циклической эксплуатации хранилища газа и закачки в пласт полимерно-

гелевой системы (ПГС) на основе полиакриламида (ПАА), которые более подробно представлены в работе. Анализ результатов опробованных вариантов, позволяет сделать вывод, что обводнение продукции в эксплуатационных скважинах ПХГ, вызвано неравномерностью заполнения ловушки газом при нагнетании, перетоками газа в вышележащие отложения и как следствие значительным падением давления в около скважинной зоне пласта и подтягиванием конусов воды. Сравнение по вариантам результатов, адсорбции полимера горными породами, его выноса из пласта коллектора и значений водных факторов полученных в процессе моделирования циклической эксплуатации хранилища, подтверждает, что большое значение для эффективного применения ПГС имеет место закачки и создание условий для длительного существования системы в пласте, даже при незначительном ее проникновении в пласт коллектор.

Одним из вариантов решения задачи по созданию условий для длительного существования и сохранения свойств ПГС в пласте, является установка отсекающего цементного моста или пакера в стволе скважины, между нижним и верхним интервалами перфорации, позволяющего блокировать поступление газа в скважину через нижний интервал и производить циклическую эксплуатацию ПХГ через верхний, что в свою очередь уменьшит разрушение структуры ПГС в призабойной зоне пласта. Данный вариант и его применение позволили снизить водный фактор при циклической эксплуатации ПХГ с 483 л/1000м³ до 3,06 л/1000м³ и значительно увеличить эффективность эксплуатации хранилища.

Дальнейшие исследования по данной работе будут направлены на переход от испытаний эффективности применения технологического решения на основе ПГС на примере одиночной скважины, к изучению процесса работы всего ПХГ и интерференции скважин в процессе циклической эксплуатации хранилища.

Благодарность выражается к.т.н. Хайдиной М.П. за подбор, постановку задач и научное руководство при их выполнении, к.т.н. Некрасову А.Н. за консультации по вопросам гидродинамического моделирования процессов работы ПХГ, а также отдельную глубочайшую благодарность д.т.н. Басниеву Каплану Сафербиевичу за научное руководство и жизненные наставления.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Глуценко В.Н. Нефтепромысловая химия Том II. Объемные и поверхностные-активные свойства жидкостей / Глуценко В.Н., Силин М.А. – М.: «Интерконтакт Наука», 2010. - 549 с.
2. Земцов Ю.В. Научно-методические основы применения полифункциональных кремнийорганических и полимерных соединений для эффективного ограничения водопритокров в нефтяных скважинах / Земцов Ю.В. – Т.: «ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет», 2018. - 249 с.
3. Силин М.А. Нефтепромысловая химия: Курс лекций / Силин М.А. – М.: «РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина», 2015. - 67 с.
4. Техническое описание Eclipse. – Публичная компания «Schlumberger», 2003. 1068 с.
5. Справочное руководство Eclipse. – Публичная компания «Schlumberger», 2003. - 2285 с.
6. Zaitoun A. A successful polymer treatment for water coning abatement in gas storage reservoir. / Zaitoun A., Pichery T. – SPE 71525 SPEATC & E, 2001. - 7 с.

Применение метода ИК-спектроскопии для контроля процесса синтеза
нефтеполимерной смолы из тяжелой смолы пиролиза
(Application of IR spectroscopy method to control the synthesis of petroleum polymer resin
from heavy pyrolysis resin)

Трусов Кирилл Игоревич¹, Осипенок Екатерина Михайловна²,
Юсевич Андрей Иосифович³

¹ Аспирант, ² Магистрант, ³ Доцент, к.х.н.

УО «Белорусский государственный технологический университет»

АННОТАЦИЯ

Предложен экспресс метод для контроля процесса синтеза нефтеполимерной смолы из тяжелой смолы пиролиза. Метод основывается на инфракрасной спектроскопии реакционной смеси на приставке многократного нарушенного полного внутреннего отражения. Контроль интенсивности полос поглощения непредельных соединений позволяет судить о степени завершенности процесса полимеризации. Выдвинутые предположения были подтверждены независимым методом хромато-масс-спектроскопии.

ABSTRACT

An express method for controlling the process of synthesis of a petroleum polymer resin from a heavy pyrolysis resin is presented. The method is based on infrared spectroscopy of the reaction mixture on a prefix of multiple disturbed total internal reflection. Monitoring the intensity of the absorption bands of unsaturated compounds allows us to assess the degree of completion of the polymerization process. The assumptions made were confirmed by an independent method of chromatography-mass spectroscopy.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Тяжелая пиролизная смола, термическая полимеризация, нефтеполимерная смола, йодное число, инфракрасная спектроскопии, хромато-масс-спектроскопия

KEYWORDS

Heavy pyrolysis resin, thermal polymerization, petroleum polymer resins, iodine value, infrared spectroscopy, gas chromatography-mass spectrometry

Рациональное использование тяжелой пиролизной смолы (ТПС), которая образуется при высокотемпературном пиролизе нефтяных фракций на этилен-пропиленовых установках, до сих остается сложной задачей. Существуют различные варианты ее переработки: получение технического углерода, кокса, выделение из ТПС отдельных ароматических фракций, производство нефтеполимерных смол (НПС) и пеков. Производство ароматических углеводородов и синтетических смол, на наш взгляд, является самым перспективным. Такой вариант переработки позволяет использовать потенциал тяжелой пиролизной смолы как химического сырья, учитывая ее достаточную реакционную способность. Ранее нами было показано [1,2], что НПС, получаемая из ТПС завода «Полимир» ОАО «Нафтан», может выступать альтернативой импортной стирол-инденовой смоле (СИС), используемой как мягчитель эластомерных композиций. При этом было установлено, что одним из определяющих свойств НПС как мягчителя резины является йодное число (ЙЧ). Благодаря ненасыщенности НПС будет не только выполнять функции мягчителя, но также будет вступать в химическое взаимодействие в процессе вулканизации. Это существенно влияет на свойства резиновых смесей и будет требовать корректировки рецептур эластомерных

композиций. Поэтому нужно добиваться пониженного ЙЧ НПС. Этого достигают в процессе синтеза нефтеполимерной смолы, регулируя условия. Важно отметить, что эти условия будут отличаться для смол разных заводов и могут отличаться также для смолы с одного завода, но полученной в другое время. Соответственно, корректировать условия синтеза для получения НПС нужного качества приходится во время самого синтеза. Однако подбор оптимальных условий синтеза НПС в рамках производства – это дорого и приводит к нерациональному расходованию сырья. О степени завершенности процесса полимеризации можно судить, ориентируясь на значения ЙЧ реакционной смеси или НПС. Однако определение ЙЧ не оперативно и занимает сутки. Поэтому задача нашего исследования состояла в поиске такого надежного экспресс метода, который позволяет установить, что можно останавливать синтез, и далее выделенная из реакционной смеси НПС будет нужного качества по содержанию непредельных соединений.

Был проведен ряд синтезов в разных условиях (таблица 1), по ГОСТ 2070-82 определены ЙЧ реакционных смесей и НПС, выделенных из них. Были записаны инфракрасные (ИК) спектры исходной ТПС и реакционных смесей на приставке многократного нарушенного полного внутреннего отражения (МНПВО).

Таблица 1. – Параметры синтезов и свойства продуктов

Показатель	Исх. ТПС	Продукты синтезов			Коэффициент линейной корреляции
		1	2	3	
Температура, °C	–	250	260	270	
Время синтеза, ч	–	6	7	8	
ЙЧ реакц. см., г I ₂ /100 г	58,8	38,1	34,9	31,3	
ЙЧ НПС, г I ₂ /100 г	–	40,9	39,9	37,65	
Волновые числа, см ⁻¹ :	Интенсивности полос поглощения				
945 см ⁻¹	0,499	0,447	0,432	0,387	0,93
912 см ⁻¹	0,562	0,387	0,362	0,355	0,99
767 см ⁻¹	2,455	2,281	2,222	2,165	0,99
718 см ⁻¹	1,808	1,624	1,022	1,562	0,60

Из сопоставления ИК-спектров исходной ТПС и реакционной смеси (рисунок 1), можно заметить, что в результате термической обработки ТПС расходуются все виды непредельных связей. Причем по мере увеличения температуры непрерывно снижается интенсивность транс-этиленовых (945 см⁻¹), цис-этиленовых (767 см⁻¹), винильных (912 см⁻¹) групп, неплоских деформационных колебаний δСН в диенах и триенах (718 см⁻¹). Были рассчитаны коэффициенты линейной корреляции между ЙЧ реакционных смесей и интенсивностью полос поглощения непредельных групп (таблица 1), высокие значения которых подтверждают взаимосвязь ЙЧ и интенсивности полос поглощения вышеназванных групп. Лучшим показателем согласно коэффициенту корреляции является интенсивность винильных и цис-этиленовых групп. Важно отметить, что используемый нами для съемки спектров метод МНПВО позволяет сравнивать спектры между собой количественно, что существенно облегчает обработку и интерпретацию этих спектров в сравнении результатов и повышает точность прогноза.

Чтобы подтвердить наши предположения, сделанные по результатам ИК-спектроскопии, проводили идентификацию веществ в дистиллятной фракции ≤ 340°C ТПС до и после термообработки методом хромато-масс-спектроскопии на прибор Agilent 7890A/5975C, оснащенный капиллярной колонкой HP-5MS (30 м × 0.25 мм × 0.25 мкм), в режиме ионизации электронным ударом 70 eV. Поиск химических соединений осуществляли по базе NIST'11. Подробные результаты анализа представлены в работе [3].

По результатам хромато-масс-спектроскопии было установлено уменьшение

содержания в дистилляте реакционной смеси по сравнению с дистиллятом исходной ТПС моноциклических и бициклических алкенов и диенов, индена и его производных, незамещенных и замещенных дигидронафталинов, алкенилбензолов и алкенилнафталинов. Это объясняется участием этих соединений в реакциях полимеризации и согласуется с данными ИК-спектроскопии по уменьшению интенсивности полос поглощения непредельных групп в данных соединениях.

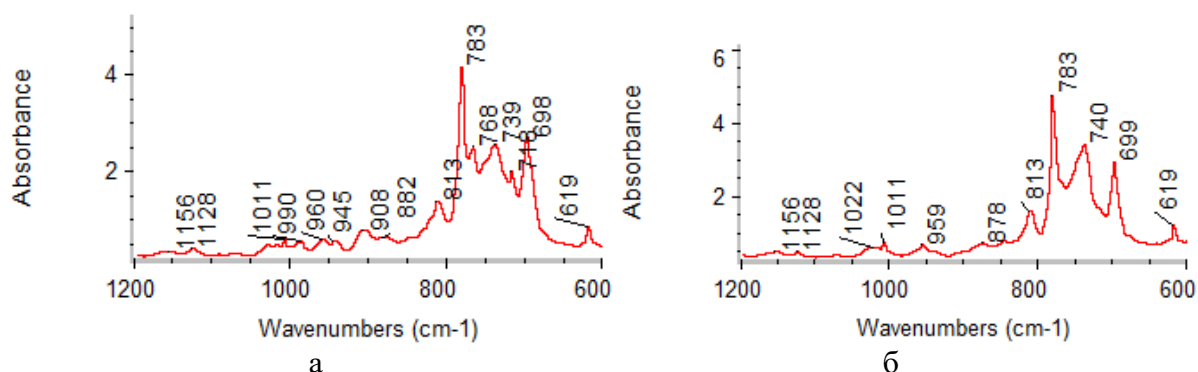


Рисунок 1 – Фрагменты ИК-спектров исходной ТПС (а) и реакционной смеси (б)

Таким образом, в дальнейшем при разработке и совершенствовании технологии комплексной переработки ТПС в ценные нефтехимические продукты: нефтеполимерные смолы для композиционных материалов, а также нафталин для производства ПАВ и другой химической продукции, кинетику процесса целесообразно изучать по изменению интенсивности полос непредельных связей методом МНПВО, на основании чего делать вывод о степени завершенности процесса, достаточной для получения НПС с заданными свойствами.

Работа выполнена в рамках Государственной программы научных исследований «Химические технологии и материалы», задание 1.51 «Получение ценных нефтехимических продуктов из тяжелой смолы пиролиза».

ЛИТЕРАТУРА:

1. Получение нефтеполимерной смолы с заданными свойствами из тяжелой смолы пиролиза / *А.И. Юсевич, К.И. Трусов, Ж.С. Шашок, Е.П. Усс, С.А. Перфильева* // Труды БГТУ. Сер. 2, Химические технологии, биотехнологии, геоэкология. – Минск : БГТУ, 2018. - № 1 (205). - С. 147-153.
2. Исследование влияния нефтеполимерных смол на свойства ненаполненных эластомерных композиций / *Ж.С. Шашок, Е.П. Усс, С.А. Перфильева, А.И. Юсевич, К.И. Трусов* // Труды БГТУ. Сер. 2, Химические технологии, биотехнологии, геоэкология. - Минск : БГТУ, 2018. - № 1 (205). - С. 92-98.
3. Изучение реакционной способности компонентов тяжелой пиролизной смолы в процессе синтеза нефтеполимерной смолы / *А.И. Юсевич, К.И. Трусов, Е.М. Осипенко, Д.В. Куземкин* // Технология органических веществ : тезисы 84-й научно-технической конференции, посвященной 90-летию юбилею БГТУ и Дню белорусской науки (с международным участием), Минск, 03-14 февраля 2020 г. - Минск : БГТУ, 2020. - С. 143-145.

Резервы снижения основных затрат при выводе из эксплуатации производственных фондов на нефтяных месторождениях шельфа
(Reserves for reducing core costs during decommissioning of production assets in offshore oil fields)

Халидов Ибрагим Арбиевич

Докторант

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: д.э.н., профессор Миловидов К.Н.

АННОТАЦИЯ

В исследовании представлены основные стадии вывода из эксплуатации проектов на шельфе с разбивкой расходов по каждой стадии в процентном отношении на основе данных, собранных по нефтегазовым проектам Северного моря. Указаны основные составляющие затрат по проекту при выводе его из эксплуатации. Для каждой составляющей основных затрат приводятся практические примеры того, как можно сократить расходы, применяя на этапе проектирования альтернативные проектные решения. Изменения в решениях позволят расширить выбор среди возможных вариантов ликвидации объектов.

ABSTRACT

The research presents the main stages of decommissioning of offshore projects with a breakdown of costs for each stage in percentage terms based on data collected from North Sea oil and gas projects. The main components of the costs of the project during its decommissioning are indicated. For each component of the main costs, practical examples are given of how to reduce costs by using alternative design solutions at the design stage. Changes in decisions will expand the choice among possible options for the liquidation of facilities.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Вывод из эксплуатации, денежный поток, чистая приведенная стоимость, рентабельность, стадии проекта, затратные составляющие, этапы проектирования.

KEYWORDS

Decommissioning, cash flow, net present value, profitability, project stages, cost components, design stages.

ВВЕДЕНИЕ

Вывод из эксплуатации – это конечные расходы по рассматриваемому проекту, а выделенные на него деньги – это отдельная статья в балансовом отчете компании. В начале проекта проблема состоит в том, что до вывода объекта из эксплуатации остается еще в среднем более 20 лет. Поэтому возникает вопрос: есть ли смысл тратить время и средства на заблаговременное проектирование вывода из эксплуатации?

По оценкам Rystad Energy [1] и Wood Mackenzie [2], в 2018 году был достигнут рекордный показатель по обязательствам вывода месторождений из эксплуатации, расходы по которым для мировой нефтегазовой отрасли составили 11,7 млрд. долл. США, а в течение 2019-2021 гг. по данным обязательствам во всем мире будет потрачено приблизительно 32-36 млрд. долл. США (динамика представлена на рисунке 1). В 2013-2017 гг. только на континентальном шельфе Великобритании была прекращена эксплуатация 16% из 472 месторождений. Основной причиной послужило падение цен и смещение точки безубыточности.

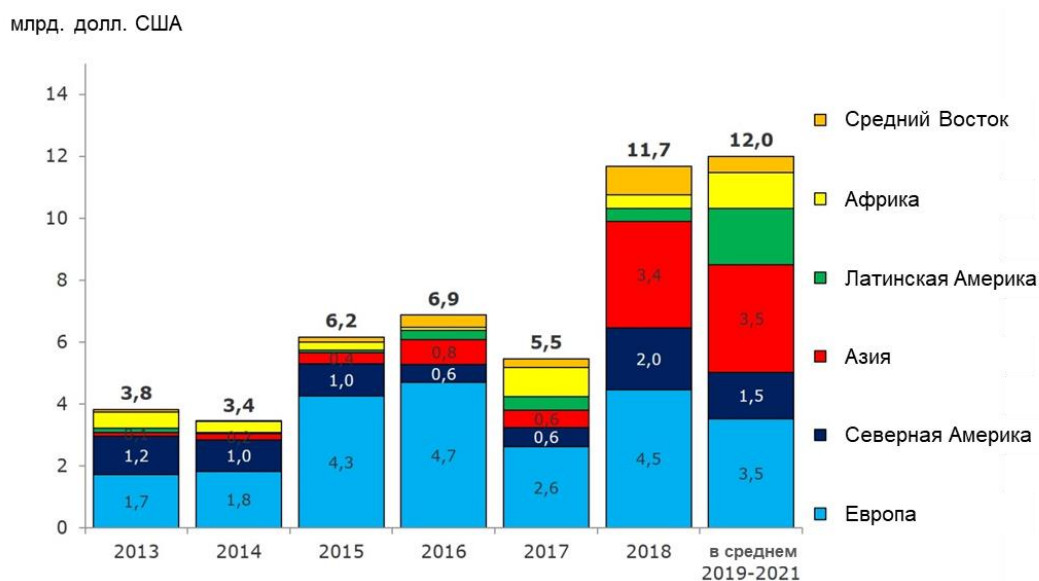


Рисунок 1. Суммарные обязательства по выводу месторождений из эксплуатации

АКТУАЛЬНОСТЬ

Многие расходы превышают практически возможный уровень из-за решений, принятых на этапе начального проектирования и обустройства месторождения нефти или газа на шельфе. К данному выводу можно прийти на основе результатов анализа данных о выводе из эксплуатации нефтегазовых объектов во всем мире за последние пять лет. Из заключительных отчетов о выводе из эксплуатации оффшорных нефтяных месторождений, например, размещенных на веб-сайте правительства Великобритании, средняя сумма ликвидационных расходов оказалась на 40% выше, чем предполагалось изначально. К примеру, из 126 британских месторождений, прекративших добычу углеводородов, на сегодня полностью ликвидирована только четверть.

Ожидается, что в течение следующего десятилетия будут выведены из эксплуатации более 150 месторождений на континентальном шельфе Великобритании, более 100 платформ будут полностью или частично ликвидированы, почти 2000 скважин затампонируются и ликвидированы, а 7500 км трубопровода выведены из эксплуатации.

Оценочная стоимость этой сложной и трудной задачи составляет 22 млрд долл. США или 17,9 млрд. фунтов стерлингов (детальная разбивка этой суммы приведена на рисунке 2). Половина расходов приходится на тампонирование и ликвидацию скважин; 53% затрат сосредоточено в регионе Северного моря [3].

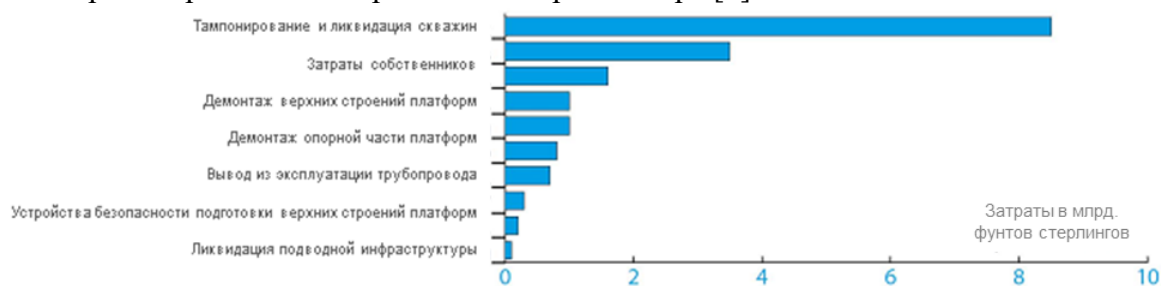


Рисунок 2. Ликвидационные расходы на газовые и нефтяные месторождения на континентальном шельфе Великобритании в Северном море с точки зрения объемов ликвидационных расходов в 2016-2025 гг.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МЕТОДЫ И МЕТОДОЛОГИИ

В исследовании представлен стандартный проект по выводу из эксплуатации месторождений на континентальном шельфе Великобритании для определения

затратных составляющих. Приведены примеры изменений объектов и структуры проекта, которые могут приводить к снижению расходов. Расчеты рентабельности проекта показывают, что снижение расходов на вывод из эксплуатации может увеличить чистую приведенную стоимость проекта (далее – ЧПС).

РЕЗУЛЬТАТЫ

Затраты на вывод из эксплуатации нефтегазовых объектов составляют значительную часть материальной ответственности оператора и органов государственного управления. Сметные расходы на вывод из эксплуатации месторождений на континентальном шельфе Великобритании за последние пять лет резко возросли, и многие операторы уже столкнулись с серьезностью данной проблемы.

Многие виды затрат оказываются выше ожидаемого уровня из-за решений, принятых на этапе начального проектирования и обустройства проектов на шельфе. Проектным группам по новым разработкам необходимо затратить такое же количество усилий на подготовку к выводу платформы из эксплуатации на стадии проектирования, что и на подготовку платформы к техническому обслуживанию. Вывод из эксплуатации и демонтаж платформ на шельфе глубиной 100 метров являются сложными техническими проектами. Для платформы, установленной в неблагоприятных условиях окружающей среды, стоимость вывода из эксплуатации может составлять сотни миллионов фунтов стерлингов. Во время вывода из эксплуатации морские платформы не будут генерировать выручку, которая могла бы покрыть возникшие затраты.

В ходе работ по выводу из эксплуатации расходы можно уменьшить за счет применения подрядных работ, использования предыдущего опыта и новых технологий. Однако многие расходы представляют собой постоянные издержки из-за конструктивных особенностей стационарной платформы или платформы с растянутыми опорами. В настоящей статье приведены указания по инжинирингу вывода из эксплуатации на этапе проектирования для нового объекта. Концептуальные предложения по учету операций по выводу из эксплуатации на этапе проектирования приводятся вместе с соответствующими оценками экономии средств.

Операции по выводу месторождений из эксплуатации сопоставимы по сложности с проектами по освоению новых месторождений. Они включают в себя следующие основные этапы [4] (представлены на рисунке 3):

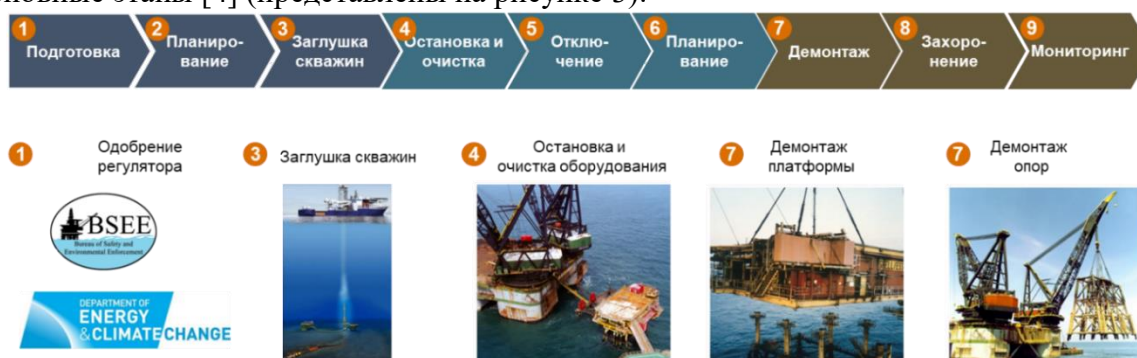


Рисунок 3. Основные этапы по выводу месторождений из эксплуатации

При этом риски высоки и сектор менее привлекателен для подрядчиков и операторов по следующим основным причинам:

- 1) Для инвесторов такие проекты наименее привлекательные;
- 2) Возможности получить дополнительную прибыль на таких проектах ограничены;
- 3) Отсутствует успешный опыт реализации таких проектов подрядчиками;
- 4) Операторы часто оказываются в ситуации перерасхода бюджета на ликвидацию;
- 5) В таких проектах много неопределенностей, а бонуса за хорошее исполнение нет.

Стоимость вывода из эксплуатации должна быть учтена при расчете рентабельности любого проекта. Она является основной статьей расходов в конце жизни проекта. Эти расходы должны быть включены в денежный поток от разработки месторождения, поскольку в нем учитывается объем добычи на завершающем этапе его эксплуатации. Типичная платформа, установленная на шельфе Северного моря на глубине 80 метров с уровнем добычи в 65 000 баррелей нефти в день и рассчитанная на срок эксплуатации 15 лет, сначала генерирует отрицательный денежный поток, который затем становится положительным; во время вывода платформы из эксплуатации денежный поток вновь становится отрицательным (рисунок 4). Окончательная стоимость вывода из эксплуатации до выплаты налога оценивается в 800 миллионов фунтов стерлингов. На рис. 1 на оси X показано время эксплуатации по годам, а на оси Y – накопленный денежный поток в миллионах фунтов стерлингов.

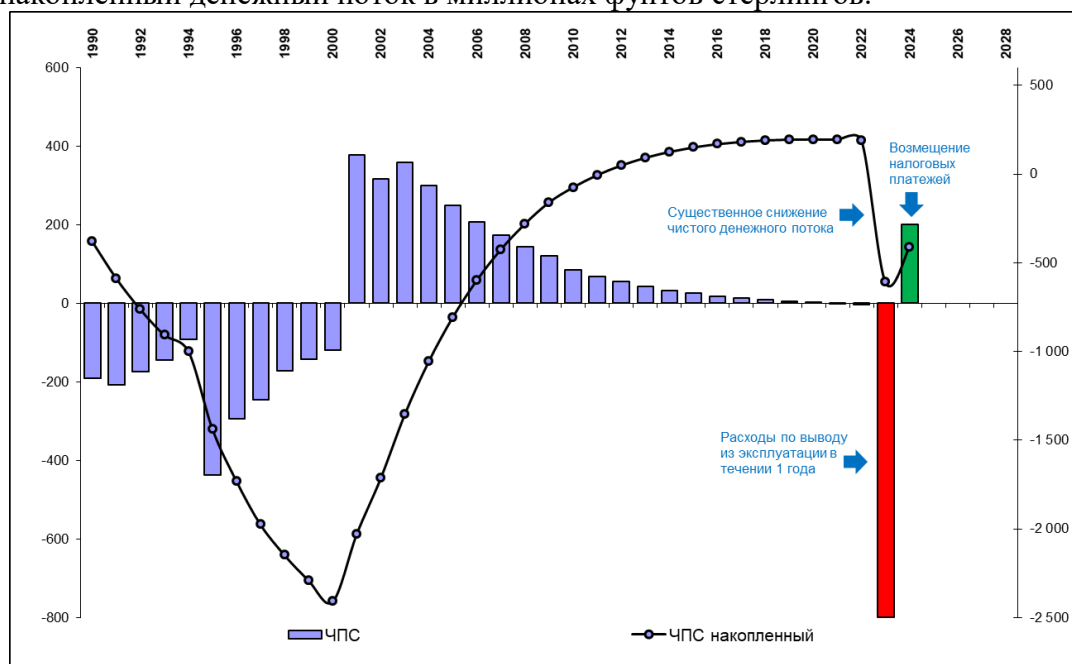


Рисунок 4. Денежный поток для типового нефтяного месторождения в Северном море

Снижение расходов по выводу из эксплуатации приводит к увеличению чистой приведенной стоимости (ЧПС) проекта. Так, снижение расходов по выводу из эксплуатации вдвое, – с 800 миллионов фунтов стерлингов до 400 миллионов фунтов стерлингов – увеличивает ЧПС проекта на 13%.

ЧПС проекта может меняться как в зависимости от уровня расходов, так и от суммы всех расходов. Приведенные расчеты базируются на предположении, что основные краткосрочные денежные затраты будут связаны с выводом из эксплуатации объектов в течение одного года и при использовании дорогостоящих методов ведения работ. У других операторов, возможно, возникнет интерес к проектированию новых объектов, которые будут выведены из эксплуатации в течение четырехлетнего периода при сокращении денежного потока, с учетом опосредствованного воздействия на инженерно-технические сети и жилые помещения, которые необходимо поддерживать в рабочем состоянии в течение четырехлетнего периода (рисунок 5).

Примечательно, что в расширенном проекте по выводу из эксплуатации ЧПС увеличивается на 30%, поскольку ставка дисконтирования применяется к расходам на вывод из эксплуатации в течение четырех лет вместо одного года. Когда эти 30% складываются с 15%, полученными в результате снижения расходов, ЧПС проекта значительно улучшается.

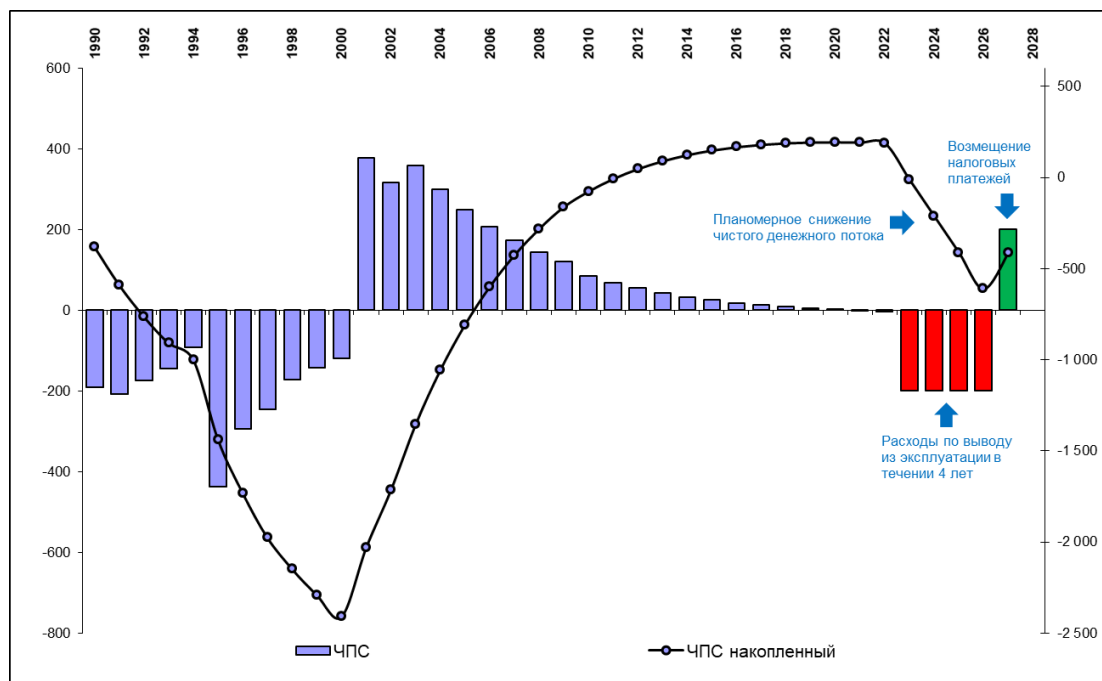


Рисунок 5. Денежный поток от добычи на типовом нефтяном месторождении в Северном море, выводимом из эксплуатации в течение четырех лет

В случае вывода месторождения из эксплуатации факторы эффективности отличаются от факторов эффективности для нового проекта или эксплуатируемого месторождения. Приоритеты меняются после завершения добычи углеводородов и на стадии подготовки актива к изъятию для перепродажи или утилизации.

На время вывода из эксплуатации приоритетами оператора становятся следующие:

- 1) Техника безопасности: завершение проекта без причинения ущерба людям или окружающей среде;
- 2) Расходы: экономическое оправданное исполнение при минимальных расходах;
- 3) Репутационные издержки: ответственность операторов перед всеми заинтересованными сторонами;
- 4) Будущие обязательства: минимизация ответственности после завершения проекта;
- 5) Минимизация трудозатрат оператора при реализации проекта.

Первые два из этих факторов эффективности зависят от решений, принимаемых на этапе проектирования.

Основные расходы разбиты на пять стадий проекта по выводу из эксплуатации:

- 1) Расходы оператора по организации работ и эксплуатационные расходы на объекте (на суше и на море);
- 2) Установка скважинных пробок и ликвидация скважин;
- 3) Объект и трубопроводы: очистка от углеводородов, обеспечение безопасности работ и подготовка к удалению;
- 4) Верхние строения, опорная часть платформы и оборудование, установленное на морском дне: удаление и рекультивация участка;
- 5) Переработка верхних строений и опорной части платформы.

Разбиение расходов по каждой стадии в процентном отношении дается на основе данных, собранных по Северному морю в 2013 году (рисунок 6). Ассоциация производителей нефти и газа Великобритании (далее – Oil and Gas UK) ежегодно собирает эти данные по всем месторождениям нефти и газа в Северном море для

проведения рыночных исследований. Все операторы Северного моря предоставляют оценку расходов по выводу из эксплуатации, заполняя стандартную форму Oil and Gas UK в отчетности по расходам на операции в Северном море за последние четыре года.

Разбивка расходов на работы по элементам объекта (2013–2022)

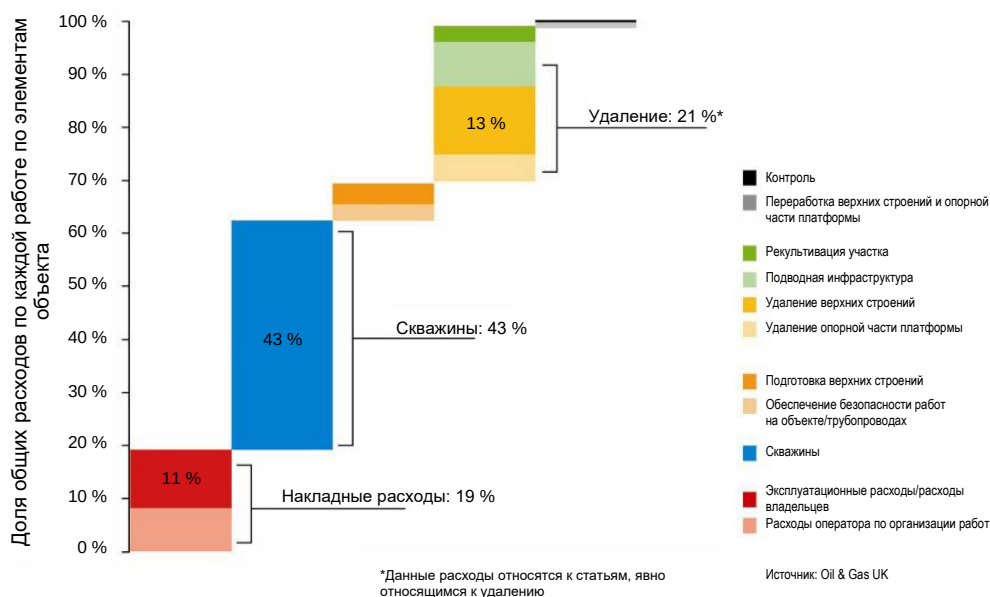


Рисунок 6. Прогнозируемые расходы по выводу из эксплуатации

На каждой стадии проекта по выводу из эксплуатации существуют свои затратные составляющие. Если эти факторы могут быть снижены, то общие издержки сократятся.

Можно привести следующий пример затратных составляющих: если количество дней эксплуатации судна, которое применяется при выводе из эксплуатации, сокращается, то соответственно сокращаются и расходы на группу проектировщиков, инженерно-технических работников, суда снабжения, вертолеты и дизельное топливо.

Основные затратные составляющие при демонтаже объектов указаны в таблице 1. В таблицу не включались затратные составляющие на установку скважинных пробок и ликвидацию скважин, поскольку настоящая статья их не охватывает. Для каждой стадии проекта определялась одна основная затратная составляющая. На каждый конкретный проект оказывают влияние разные затратные составляющие. Однако этот неполный список указывает на процедуры, которые можно задействовать на этапе проектирования для сокращения расходов по выводу из эксплуатации.

Определив основные затратные составляющие, которые определяют стоимость конкретного проекта, можно сосредоточить работу проектной группы на сокращении наиболее значимых затрат, а также сфокусировать ограниченные ресурсы и усилия на этапах предварительного и детального проектирования.

Таблица 1. Составляющие затрат

Стадия проекта	Составляющие затрат
Подготовка к выводу из эксплуатации	Объемы исследований по методам ведения работ, соблюдению безопасности и экологическим экспертизам
Работы после прекращения добычи	Количество сотрудников, необходимых для обеспечения безопасности работ
Подготовка к выводу из эксплуатации оборудования технологической установки	Способ удаления опасных материалов

Удаление углеводородов и очистка	Норма очистки от углеводородов при подготовке к удалению
Резка труб, стальных конструкций и кабелей при подготовке к удалению	Количество работников и продолжительность работы группы резки металла на шельфе
Подъемные работы и удаление	Продолжительность работы плавучих кранов или судов обеспечения водолазных работ
Утилизация на берегу	Расположение и емкость береговых мусорных свалок

Практические примеры приводятся для каждого из основных затратных составляющих для того, чтобы показать, как можно сократить расходы на этапе проектировании, применяя другие проектные решения или предоставляя большую свободу выбора вариантов. Изменения в решениях позволят расширить выбор среди вариантов ликвидации. Выбор метода ведения работ повышает коммерческую гибкость и снижает затраты благодаря конкуренции между подрядчиками, выполняющими работы на шельфе. Стандартизация обеспечивает экономию средств при начале нового проекта, а также при выводе из эксплуатации. Типовое проектирование сокращает время, затрачиваемое на ликвидацию. Повышается осведомленность по выполнению заданий, поскольку такие же задания выполнялись на предыдущей платформе. При выводе из эксплуатации серии идентичных платформ можно добиться сокращения стоимости до 10% на платформу.

Настоящий прогноз базируется на результатах исследования судостроительной промышленности Великобритании и Швеции, а также нефтяных проектов на шельфе [5]. Заявку на снижение в 10 % можно включить на этапе эскизного проектирования в смету расходов на вывод из эксплуатации.

Все нефтегазовые компании, работающие на шельфе, применяют структурированный подход к проектам (рисунок 7). Структуризация позволяет тщательно оценить и проанализировать все варианты, прежде чем принять обязательства по основным капитальным вложениям в разработку.



Рисунок 7. Группировка элементов проекта

Первые три этапа являются ключевыми для успешного завершения проекта, поскольку точно определяется объем работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование, которое учитывает предстоящие операции по выводу из эксплуатации, позволит выполнить демонтаж быстро, безопасно и по сниженным

расценкам. Сокращение сметы расходов на вывод из эксплуатации повышает ЧПС нового месторождения нефти или газа, а для некоторых месторождений делает их освоение рентабельным. Задачи по выводу из эксплуатации должны решаться систематически на первых стадиях проектирования. Некоторые из решений могут быть реализованы с небольшими затратами, для других затраты окажутся значительными, однако большинство решений также приведет к сокращению бюджетных расходов по эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Rystad Energy*, Global decommissioning set to hit record 36 billion US doll. Over the next three years. – 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rystadenergy.com/> (дата обращения: 13.03.2019 г.).
2. *Wood Mackenzie*, 32 billion US doll. to be spent on decommissioning worldwide in 5 years. – 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.woodmac.com> (дата обращения: 13.03.2019 г.).
3. *Oil & Gas UK*, Decommissioning Insight «Годовой обзор и отчет». – 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://oilandgasuk.co.uk> (дата обращения: 05.02.2020 г.).
4. *BCG*, Рынок консервации и вывода месторождений из эксплуатации. – 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.bcg.com> (дата обращения: 05.02.2019 г.).
5. *Oil & Gas Authority*, 2019. Stewardship Expectations, SE-10.

Эффективность работы установки воздушного охлаждения технологического газа,
состоящей из АВО различных типов
(Comparison of efficiency of installation work technological gas air cooling, containing ACD
various types)

Шпотаковский Михаил Михайлович¹, Кубкина Ольга Сергеевна²

¹Доцент, ²Магистрант

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АННОТАЦИЯ

Основной целью статьи является сравнительная оценка эффективности работы установки воздушного охлаждения газа (УВОГ), состоящей из аппаратов воздушного охлаждения (АВО) или отечественного производства 2АВГ-75, или импортных аппаратов Nuovo Pignone.

В рамках решения отмеченной задачи выполнены расчеты количества АВО указанных типов в составе УВОГ на компрессорной станции (КС) магистрального газопровода (МГ) и сравнительные расчеты технико-экономических показателей работы этой установки по реализации ее заданного теплового режима в течение года.

ANNOTATION

The main goal of the article is a comparative assessment of the operational efficiency of the gas air cooling unit (GACU) which consists of air-cooled devices (ACD) either domestic-made 2AVG-75, either imported Nuovo Pignone devices.

As part of the solution, the tasks performed in accordance with the installed gas cooling unit (GACU) at the compressor station of the main gas pipeline are noted.

To carry out comparative calculations of the technical and economic indicators of the UVG, consisting of ABO 2AVG-75 and Nuovo Pignone, for the implementation of the specified thermal regime of these plants operation during the year.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Установки воздушного охлаждения газа, аппараты воздушного охлаждения газа, оптимизация тепловых режимов УВОГ в течение года.

KEYWORDS

Gas air cooling unit, natural gas air cooler, optimization of temperature rate of GACU during year

Для поддержания топливно-энергетического комплекса на должном уровне необходимо постоянно совершенствовать его объекты и, в частности, УВОГ на компрессорных станциях МГ больших диаметров: 1020, 1220 и 1420 мм. Поэтому работа УВОГ, состоящих из АВО и относящихся к основному технологическому оборудованию КС, в течение года должна быть оптимальной.

В статье рассмотрены УВОГ, так как они, во-первых, являются наиболее распространенным типом установок охлаждения газа (УОГ) и, во-вторых, АВО входят в состав более сложных УОГ: например, рекуперативных и станций охлаждения газа.

В статье сопоставлены между собой результаты расчетов технико-экономических показателей работы в течение года УВОГ: в первом случае установка состоит из отечественных АВО 2АВГ-75, а во втором – из итальянских аппаратов Nuovo Pignone. Такая задача решается при проектировании УВОГ, когда выбирается наиболее подходящий (то есть оптимальный) тип АВО из числа имеющихся в распоряжении проектировщика УВОГ.

Для сравнения в табл. 1 приведены некоторые конструктивные показатели указанных типов АВО в составе рассматриваемой УВОГ на КС одного из магистральных газопроводов России [1].

Таблица 1. – Некоторые конструктивные показатели АВО перекачиваемого газа

Показатели	Значение показателя	
	Тип аппарата воздушного охлаждения газа:	
	2ABГ-75 (Россия)	Nuovo Pignone (Италия)
Поверхность теплообмена по оребренным трубам, м ²	9930	8541
Количество теплообменных: секций / труб в секции	3 / 180	2 / 210
Длина теплообменных труб, м	12,0	11,0
Коэффициент оребрения труб	20,0	23,2
Наружный диаметр труб по оребрению, мм	57,4	56,2
Высота ребер труб, мм	16,0	15,9
Количество ходов по газу	1	1
Количество вентиляторов	2	2
Диаметр вентилятора, мм	5000	–
Мощность электропривода вентилятора, кВт: установленная / рабочая	37,0 / 30,0	30,0 / 23,1
Масса одного АВО, кг	48360	37000

Количества АВО указанных типов в составе УВОГ определены при исходных данных, приведенных в табл. 2.

Таблица 2. – Исходные данные для расчета количества АВО в составе установки воздушного охлаждения газа на КС

Показатели	Единица измерения	Значение показателя
Расход газа перед установкой охлаждения	млн. м ³ /сут.	75,5
Плотность газа при стандартных (20 °С; 760 мм рт. ст.) условиях	кг/м ³	0,7
Избыточное давление газа после нагнетателей	кгс/см ²	75
Допустимые потери давления газа в АВО	кгс/см ²	0,15
Температура газа на входе в установку охлаждения	°С	70
Заданная температура охлаждения газа	°С	45
Барометрическое давление воздуха	мм рт. ст.	760
Температура воздуха на входе в УВОГ	°С	25

Расчеты выполнены в соответствии с методикой, разработанной М.М. Шпотаковским [2] и реализованной в виде программы для персонального компьютера. Эта программа внедрена в промышленности [3].

Из расчетов, результаты которых представлены в табл. 3, следует, что проектируемая УВОГ должна состоять или из 14 АВО 2ABГ-75, или из 15 АВО Nuovo Pignone, поскольку площадь теплообмена аппарата 2ABГ-75 превышает площадь теплообмена АВО Nuovo Pignone в 1,16 раза (см. табл. 1). В табл. 3 представлены результаты расчета количества АВО, выполненного при всех включенных вентиляторах в аппаратах УВОГ, а также исходные данные для дальнейших.

Таблица 3. – Некоторые показатели работы УВОГ на компрессорной станции

Показатели	Тип аппарата воздушного охлаждения газа	
	2АВГ-75 (Россия)	Nuovo Pignone (Италия)
Количество рабочих аппаратов воздушного охлаждения.	14	15
Температура охлаждения газа в установке, °С	41	41,9
Заданная температура охлаждения газа, °С	45	45
Расчетные потери давления газа в АВО, кгс/см ²	0,138	0,141
Допустимые потери давления газа в АВО, кгс/см ²	0,15	0,15
Избыточное давление компримирования, кгс/см ²	75	75
Температура компримирования, °С	70	70

В табл. 4 приведены исходные данные для расчета тепловых режимов УВОГ, состоящих из АВО указанных типов, в течение года: расход газа через УВОГ, температура газа на входе в УВОГ и температура атмосферного воздуха.

Таблица 4. – Исходные данные для расчета режима работы УВОГ на КС

Период времени	Показатели		
	Расход газа через УВОГ $q_{\text{гу}}$, (млн. м ³ /сут.)	Температура газа на входе в УВОГ $t_{\text{км}}$, °С	Температура атмосферного воздуха $t_{\text{в}}$, °С
Январь	83,0	54,7	– 10,0
Февраль	82,5	54,0	– 9,8
Март	81,6	58,9	– 4,3
Апрель	80,9	57,6	5,6
Май	78,5	57,0	14,2
Июнь	76,0	57,6	17,9
Июль	75,5	54,0	20,2
Август	76,0	55,4	18,4
Сентябрь	77,8	56,0	12,5
Октябрь	78,6	56,9	5,6
Ноябрь	81,9	58,0	– 1,5
Декабрь	92,8	59,5	– 7,6

В течение года в УВОГ необходимо поддерживать температуру охлаждения газа, равную $t_{\text{охл,з}} = 35$ °С, что достигается, в частности, путем изменения количества работающих в составе УВОГ вентиляторов, в связи с чем в установке, в общем случае, можно выделить три группы АВО:

1) в первой группе АВО, состоящей из $m_{\text{в}}$ аппаратов, каждый АВО работает со всеми (то есть с двумя) включенными в нем вентиляторами (или в режиме вынужденной конвекции);

2) во второй группе АВО, состоящей из $m_{\text{ч}}$ аппаратов, каждый АВО работает с половиной (то есть с одним) включенных в нем вентиляторов (или в режиме частичной вынужденной конвекции);

3) и, наконец, в третьей группе АВО, состоящей из m_c аппаратов, каждый АВО работает с отключенными в нем вентиляторами (или в режиме свободной конвекции). Установленное количество АВО, входящих в состав УВОГ на КС, $m_{\text{УВОГ},y}$, связаны с m_b , m_q и m_c следующим соотношением:

$$m_{\text{УВОГ},y} = (m_b + m_q + m_c) \quad . \quad (1)$$

В качестве примера на рис. 1 представлен режим работы УВОГ, состоящей из АВО газа Nuovo Pignone, на КС в течение года.

На рис. 2 представлено количество вентиляторов, работающих в УВОГ, состоящей или из АВО 2ABГ-75, или из АВО Nuovo Pignone, на КС в течение года.

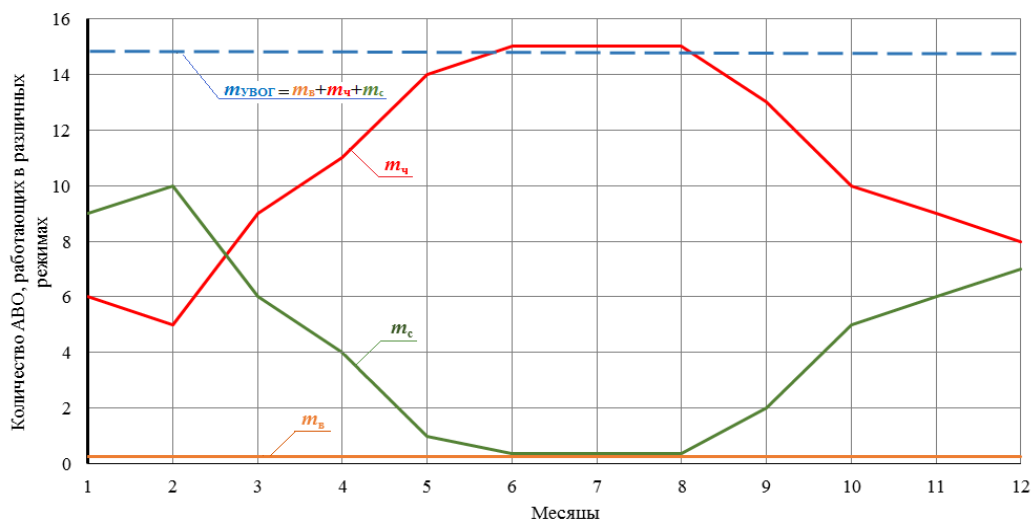


Рис. 1. Режим работы УВОГ, состоящей из АВО газа Nuovo Pignone, на КС в течение года.

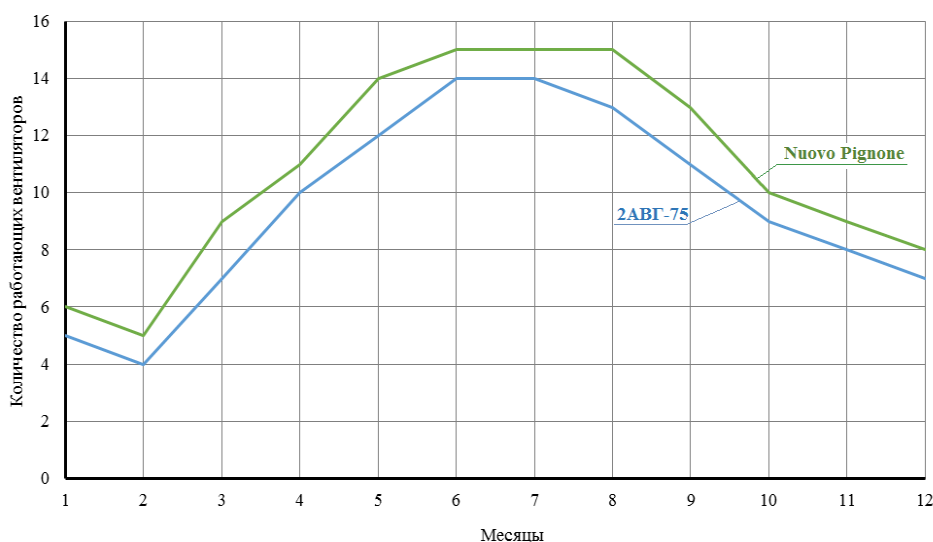


Рис. 2. Количество вентиляторов, работающих в УВОГ, состоящей из АВО рассматриваемых типов, на КС в течение года.

На рисунках 3 и 4 представлены соответственно расходы электроэнергии в энергоприводах вентиляторов АВО рассматриваемых типов в составе УВОГ $\mathcal{E}_{в,р}$ в течение года и их стоимость $C_{в,р}$. Рабочая мощность электропривода вентилятора в АВО Nuovo Pignone (23,1 кВт при ее установленной мощности, равной 30 кВт) в 1,30

раза меньше рабочей мощности электропривода вентилятора в аппарате 2ABГ-75 (30,0 кВт при ее установленной мощности, составляющей 37,0 кВт).

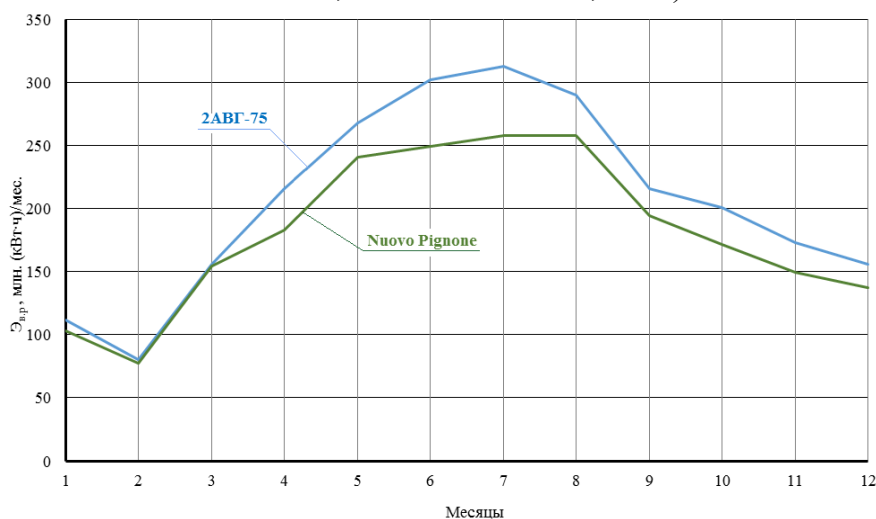


Рис. 3. Расход электроэнергии в энергоприводах вентиляторов, работающих в УВОГ, состоящей из АВО рассматриваемых типов, $\mathcal{E}_{в,р}$ на КС в течение года.

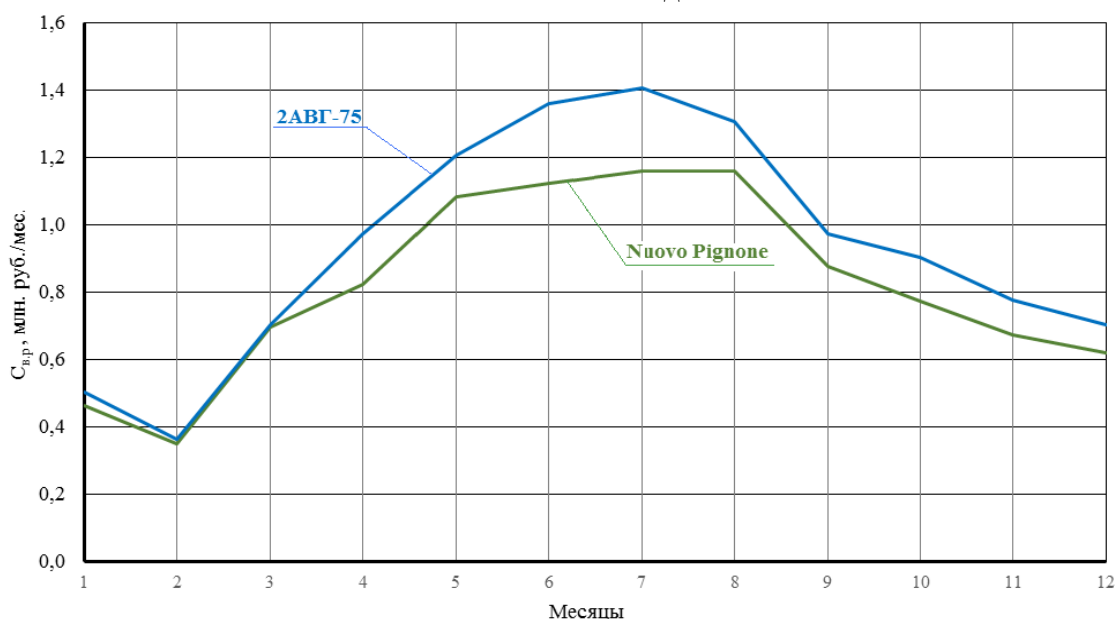


Рис. 4. Стоимость расходуемой электроэнергии в энергоприводах вентиляторов, работающих в УВОГ, состоящей из АВО рассматриваемых типов, $C_{в,р}$ на КС в течение года

Годовой расход электроэнергии для энергоприводов вентиляторов в УВОГ, состоящей из АВО 2ABГ-75, $\mathcal{E}_{в,р,г}$ (2483280 ((кВт·ч)/год)) в 1,14 раз больше, чем $\mathcal{E}_{в,р,г}$ для установки, состоящей из АВО Nuovo Pignone – 2177487 ((кВт·ч)/год). Стоимость же указанного расхода электроэнергии при ее цене, равной, например, 5 (руб./((кВт·ч))), $C_{в,р}$ для УВОГ на основе АВО 2ABГ-75 составит 12416400 (руб./год), а $C_{в,р}$ для УВОГ на основе АВО Nuovo Pignone – 10887435 (руб./год), то есть указанная стоимость для УВОГ на основе АВО Nuovo Pignone примерно на 1,529 млн. руб. (или в 1,14 раза) меньше, чем для УВОГ на основе АВО 2ABГ-75.

Полученные результаты объясняются лучшей аэродинамикой АВО Nuovo Pignone со стороны воздуха по сравнению с аэродинамикой аппарата 2АВГ-75. Это приводит к меньшим перепадам давления воздуха в АВО Nuovo Pignone, а, значит, – и к меньшей расчетной мощности электроприводов, необходимой для прокачки воздуха через аппарат Nuovo Pignone, по сравнению с аппаратом 2АВГ-75.

Таким образом, в результате выполненных проектных технико-экономических расчетов установки воздушного охлаждения технологического природного газа надо сделать следующий вывод. Несмотря на то, что по техническим соображениям на КС надо установить меньше АВО 2АВГ-75, то есть 14 аппаратов против 15 АВО Nuovo Pignone, при окончательном выборе типа АВО в составе УВОГ по технико-экономическим соображениям, изложенным в двух предыдущих абзацах, предпочтение все же следует отдать 15 аппаратам Nuovo Pignone.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Шпотаковский М.М. Тепловые режимы магистральных газопроводов: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2004. – 160 с.
2. Шпотаковский М.М. Расчет установки воздушного охлаждения газа на компрессорной станции: Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2004610071. – М.: Роспатент, зарегистрировано 5.01.2004 г.
3. Энергосбережение в трубопроводном транспорте газа / А.А. Апостолов, Р.Н. Бикчентай, А.М. Бойко и др. – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 176 с.

Влияние добавок низкомолекулярного полиэтилена на эксплуатационные свойства битумов, модифицированных сополимерами этилена и винилацетата
(The effect of low molecular weight polyethylene additives on the performance properties of ethylene-vinyl acetate copolymers modified bitumen)

Шрубок Александра Олеговна¹, Степанович Юрий Алексеевич²

¹Старший преподаватель, к.т.н, ²Магистрант

УО «Белорусский государственный технологический университет»

АННОТАЦИЯ

В работе было изучено влияние добавки низкомолекулярного полиэтилена при модификации нефтяного битума сополимерами этилена и винилацетата на эксплуатационные характеристики получаемых полимерно-битумных вяжущих. Для полимерно-битумных вяжущих определены основные эксплуатационные показатели: температура размягчения, пенетрация, температура хрупкости по Фраасу, интервал пластичности, однородность и стабильность. Показано, что введение низкомолекулярного полиэтилена оказывает синергетический эффект на пластичные свойства полимерно-битумных вяжущих. При этом, нефтяные битумы, модифицированные сополимерами этилена и винилацетата в присутствии низкомолекулярного полиэтилена, являются однородными и характеризуются высокой стабильностью при длительном хранении. Использование низкомолекулярного полиэтилена в качестве добавки при модификации нефтяного битума позволяет сократить затраты на их производства за счет вовлечения в переработку отходов производства и сокращения расхода дорогостоящего сополимера этилена и винилацетата.

ABSTRACT

In the article, the effect of low molecular weight polyethylene additives on the modification of petroleum bitumen with ethylene-vinyl acetate copolymers on the performance of the polymer-bitumen binders was studied. The main performance indicators for polymer-bitumen binders are defined: softening temperature, penetration, Fraas fragility temperature, ductility interval, uniformity and stability. It is shown that the introduction of low molecular weight polyethylene provides a synergistic effect on the plastic properties of polymer-bitumen binders. Moreover, bitumens modified with ethylene-vinyl acetate copolymers and low molecular weight polyethylene are homogeneous and have high stability during long-term storage. The use of low molecular weight polyethylene as additives in the modification of petroleum bitumen can reduce the cost of their production and reduce the cost of an expensive ethylene-vinyl acetate copolymers.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Битум, модификатор, этиленвинилацетат, низкомолекулярный полиэтилен, однородность, стабильность, температура размягчения, пенетрация

KEYWORDS

Bitumen, modifier, ethylene vinyl acetate, low molecular weight polyethylene, uniformity, stability, softening temperature, penetration

Введение. В настоящее время ежегодно возрастает производство и потребление битумных и полимерно-битумных материалов в мире, при этом основным фактором развития дорожной отрасли является повышение доли полимерно-битумных вяжущих (ПБВ) в общем объеме битумного рынка. Так, по оценкам специалистов доля ПБВ к

2020–2025 г. достигнет в Азии – 7–20%, в Европе – 12–25%, в Северной Америке – 12–30%, а в России и странах СНГ – 6–8 %, потребление полимерно-битумных материалов для дорожного строительства к 2025 г. достигнет 30% от общего объема [1]. Однако несовершенство нормативных правовых актов в области применения модифицированных битумов, трудности их приготовления, низкая совместимость компонентов ПБВ, высокая стоимость полимерных модификаторов – одни из многих причин, которые приводят к задержки роста повсеместного применения ПБВ в дорожном строительстве стран СНГ и, в частности, Республики Беларусь.

В качестве модификаторов для получения ПБВ могут использоваться различные классы полимеров: термопласты, эластомеры, термоэластопласты, реактопласты, при этом наибольшее распространение получили термоэластопласты типа стирол-бутадиен-стирол и сополимеры этилена и винилацетата, преимуществом которых является наличие полярных молекул, активно взаимодействующих с компонентами битумов и минеральными материалами в асфальтобетоне. Соплимеры этилена и винилацетата образует жесткую структуру в модифицированном битуме и обеспечивают высокую устойчивость асфальтобетона к колееобразованию. Хорошая растворимость данного модификатора в битуме при температурах 160–180°C облегчает процесс приготовления ПБВ и не требует использования дорогостоящего оборудования для смешения (коллоидные мельницы, диспергаторы и т.п.), как при приготовлении ПБВ на основе модификаторов типа стирол-бутадиен-стирол.

С одной стороны установлено, что низкомолекулярный полиэтилен при его введении непосредственно в нефтяной гудрон в процессе окисления или в готовый битум позволяет получать однородный битумный материал, обладающий эксплуатационными свойствами и дисперсными характеристиками, которые позволяют его применять в дорожном строительстве [2, 3]. С другой стороны, добавка полиолефинов в полимер-полимерные смеси на основе сополимеров этилена и винилацетата создают синергетический эффект и приводит к увеличению прочностных характеристик композиционных полимерных материалов [4]. При этом, наилучшая совместимость сополимеров этилена и винилацетата с полиолефинами наблюдается при их соотношении равном 1: (1–3).

Основная часть. В связи с вышеизложенным, целью данной работы являлось изучение влияния добавки низкомолекулярного полиэтилена при модификации нефтяных битумов сополимерами этилена и винилацетата на качественные характеристики ПБВ и их стабильность при длительном хранении.

Поскольку при производстве и транспортировки полимерно-битумного вяжущего его температура достигает 160–180°C, используемые модификаторы и добавки к нефтяному битуму в этом интервале температур не должны подвергаться деструкции. Был проведен термогравиметрический анализ (ТГА) сополимеров этилена и винилацетата и низкомолекулярного полиэтилена для установления рабочих интервалов температур, при которых полимеры эффективно смешиваются между собой и могут вводиться в нефтяной битум без деструкции. Анализ ТГА низкомолекулярного полиэтилена и Evathene UE 638-04 показал, что в интервале до 200°C не происходит изменение массы, что свидетельствует о возможности их применения для модификации битумов.

Количество вводимого низкомолекулярного полиэтилена и модификатора было выбрано, исходя из анализа научно-технической информации: оптимальная концентрация сополимеров этилена и винилацетата в нефтяном битуме составляет 2–5 мас. %, низкомолекулярного полиэтилена – 1–5 мас. % [3, 5].

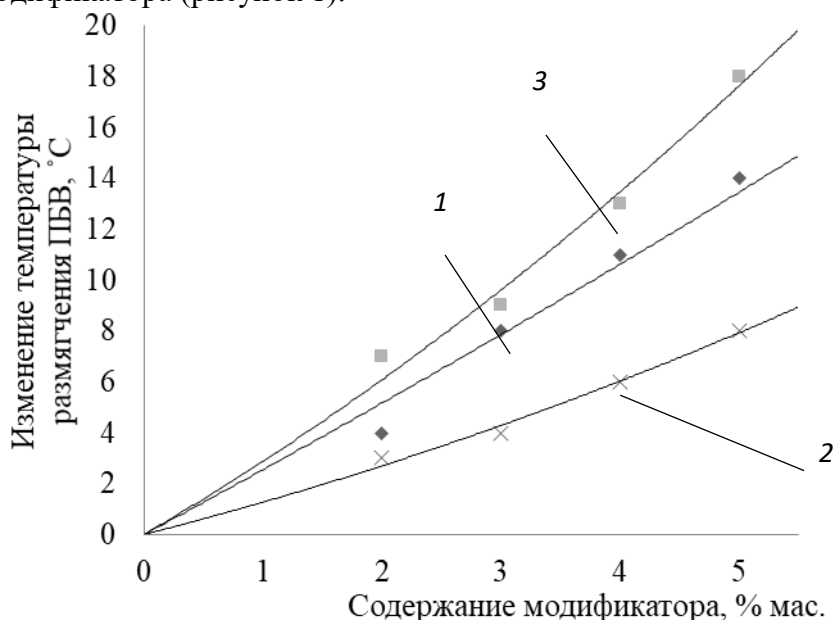
В лабораторных условиях были получены полимерно-битумные материалы на основе нефтяного битума марки 70/100 производства ГУП «Нефтебитумный завод»

(Республика Беларусь), низкомолекулярного полиэтилена, полученного при производстве полиэтилена высокого давления на заводе «Полимир» ОАО «Нафтан» (Республика Беларусь) с температурой размягчения по методу кольца и шара 70°C и зольностью менее 0,5% и сополимеров этилена и винилацетата марки Evathene UE 638-04 с содержанием винилацетатных групп 28 мас. % и температурой размягчения 125°C, в соотношении 2 : 1. Смешение компонентов ПБВ осуществляли на лабораторном диспергаторе при температуре 160°C, времени перемешивания 2 ч.

Эксплуатационные характеристики ПБВ: пенетрация, температура размягчения, температура хрупкости, однородность, склонность к старению – являются обязательными для определения и необходимы для установления области применения полимерно-битумного вяжущего. Важным показателем также является диапазон температур, в котором полимерно-битумное вяжущее сохраняет свою работоспособность (интервал пластичности). Определение указанных эксплуатационных характеристик осуществляли в соответствии с требованиями существующих стандартов.

В соответствии с нормативной документацией, время хранения большинства ПБВ без перемешивания при температуре не выше 160°C не должно превышать 8 ч, т.к. при хранении вяжущего в нагретом состоянии более 8 ч без перемешивания может происходить его расслоения. Оценку стабильности полимерно-битумных вяжущих осуществляли по ГОСТ EN 13399, предусматривающий метод оценки стабильности по изменению эксплуатационных свойств ПБВ в различных точках материала после длительного воздействия температуры, т.е. в условиях эмитирующих хранение ПБВ в резервуаре.

Результаты и их обсуждение. Согласно полученным экспериментальным данным, температура размягчения получаемых ПБВ возрастает с увеличением количества введенного модификатора (рисунок 1).



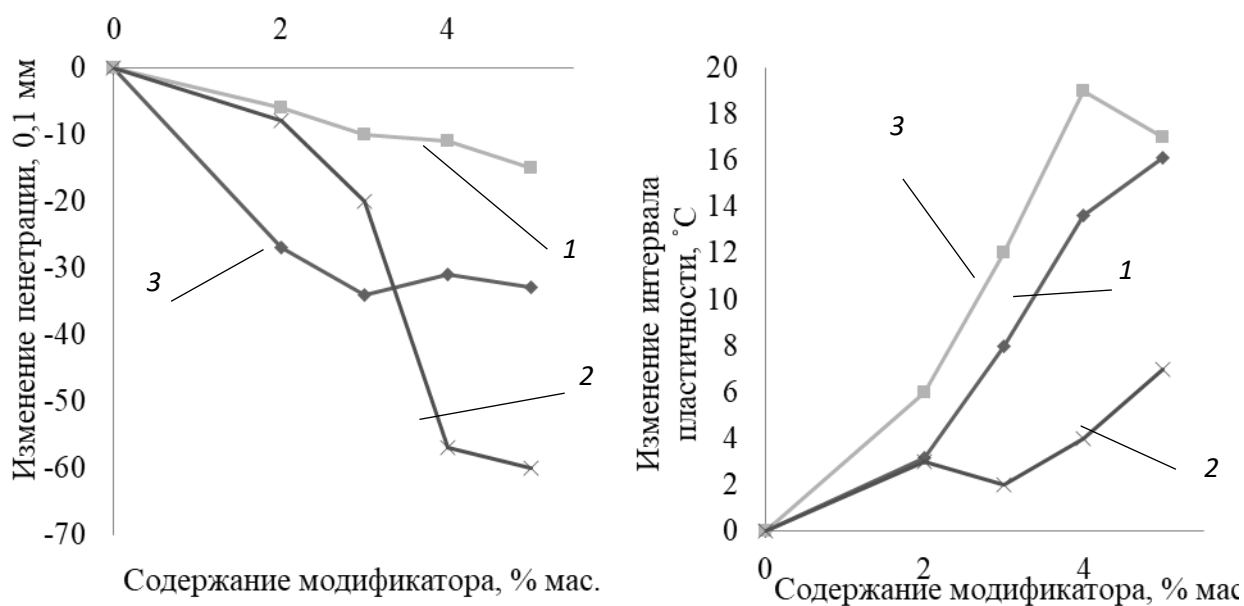
1 – низкомолекулярный полиэтилен; 2 – Evathene UE 638-04; 3 – Evathene UE 638-04 и низкомолекулярный полиэтилен в соотношении 1 : 2

Рисунок 1. – Изменение температуры размягчения модифицированных битумов

Однако в отличие от битумов, модифицированных сополимерами этилена и винилацетата, при добавке низкомолекулярного полиэтилена изменение температуры размягчения ПБВ значительно превышает эффект от введения компонентов по

отдельности в нефтяной битум. Так, увеличить температуры размягчения ПБВ на 8°С можно за счет введения 3 % мас. низкомолекулярного полиэтилена или 5 % мас. Evathene, или смеси 1,6 % мас. низкомолекулярного полиэтилена и 0,8 % мас. Evathene.

Синергетический эффект добавки низкомолекулярного полиэтилена при модификации битумов сополимерами этилена и винилацетата установлен и при оценке пластичных и низкотемпературных свойств ПБВ (рисунок 2). Введение Evathene UE 638-04 в нефтяной битум значительно снижает пенетрацию ПБВ, в случае добавки низкомолекулярного полиэтилена при модификации пенетрация ПБВ снижается в меньшей степени, что, вероятно, обусловлено пластифицирующими свойствами низкомолекулярного полиэтилена. При содержании смеси низкомолекулярного полиэтилена и Evathene в нефтяном битуме более 3% мас. пенетрация получаемых ПБВ изменяется незначительно.



1 – низкомолекулярный полиэтилен; 2 – Evathene UE 638-04; 3 – Evathene UE 638-04 и низкомолекулярный полиэтилен в соотношении 1 : 2

Рисунок 2. – Изменение пенетрации и интервала пластичности модифицированных битумов

Введение низкомолекулярного полиэтилена снижает температуру хрупкости ПБВ, что значительно увеличивает их интервал пластичности. Для полученных ПБВ наилучшие низкотемпературные свойства и интервал работоспособности наблюдается при использовании низкомолекулярного полиэтилена и сополимеров этилена и винилацетата в соотношении 2 : 1 при их суммарном количестве 5 % мас. в нефтяном битуме.

Таким образом, анализ экспериментальных данных свидетельствует об изменении основных эксплуатационных характеристик ПБВ при введении добавок низкомолекулярного полиэтилена в процессе модификации битумов сополимерами этилена и винилацетата.

Исследования по оценки однородности и стабильности ПБВ показали, что все полученные ПБВ являются однородными (визуальный метод оценки с помощью стеклянной палочки) и проявляют высокую стабильность при длительном хранении. Согласно полученным экспериментальным данным во всем объеме битума среднее стандартное отклонение качественных показателей составило 0,5–1°С и не превышает погрешности метода определения температуры размягчения. При хранении полученных

ПБВ без нагрева в течение 7–10 дней также не было установлено значимых отклонений температуры размягчения в объеме ПБВ.

Заключение. Введение низкомолекулярного полиэтилена в процессе модификации нефтяного битума сополимерами этилена и винилацетата приводит к неаддитивным изменениям основных качественных показателей ПБВ по сравнению с модифицированными сополимерами этилена и винилацетата битумами. Использование низкомолекулярного полиэтилена как компонента полимер-полимерной смеси для модификации нефтяного битума позволяет улучшить эксплуатационные характеристики получаемых вяжущих материалов и сократить затраты на их производства за счет вовлечения в переработку отходов производства и сокращения расхода дорогостоящего модификатора: сополимера этилена и винилацетата. Нефтяные битумы, модифицированные сополимерами этилена и винилацетата в присутствии низкомолекулярного полиэтилена, являются однородными и характеризуются высокой стабильностью при длительном хранении в условиях как высоких, так и низких температур.

Благодарности. Работа выполнена при финансовой поддержке БРФФИ в рамках научного проекта № Т19М-049 «Разработка принципов создания битумно-полимерных композиционных материалов повышенной стабильности».

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Гуреев А.А.* Нефтяные вяжущие материалы. М. : Издательский дом «Недра», 2018. 239 с.
2. *Степанович Ю.А., Ханни Вако Б.Ж., Шрубок А.О.* Использование отходов полимеров в производстве окисленных битумов. Труды БГТУ. Серия 2: Химические технологии, биотехнология, геоэкология. 2019. № 1 (217). С. 72–76.
3. *Шрубок А.О., Ханни Вако Б.Ж., Степанович Ю.А.* Полимерно-битумные материалы повышенной стабильности. Нефтехимия–2019: материалы II Международного научно-технического форума по химическим технологиям и по нефтепереработке. Минск: БГТУ, 2019. С. 140–141.
4. *Берлин А.А., Вольфсон С.А., Ошмян В.Г., Ениколопов Н.С.* Принципы создания композиционных полимерных материалов. М.: Химия, 1990, 240 с.
5. *Polymer modified bitumen properties and characterization.* Oxford, Cambridge, Philadelphia, New Delhi: Woodhead Publishing Limited, 2011. P.413.

Перспективы мезозойских вулканогенных отложений севера Западной Сибири
(Prospects of Mesozoic volcanogenic deposits of West Siberian North)

Юрова Маргарита Павловна
ИПНГ РАН

АННОТАЦИЯ

В статье рассматриваются глубокозалегающие мезозойские вулканогенные породы Северо-Западной Сибири, находящиеся в аналогичных термобарических условиях (аномально высокое пластовое давление и высокие температуры) с прогибами того же возраста в Восточной Сибири (Енисей-Хатангский и Предверхоянский). Предлагается методика изучения и освоения вулканогенных мезозойских пород, разработанная в РГУ имени Губкина и ИПНГ РАН, на газовых месторождениях Хапчагайского мегавала Вилуйской синеклизы, которую можно применить в Северо-Западной Сибири.

ABSTRACT

The article considers deep Mesozoic volcanogenic rocks of West Siberian North, which are in similar termobaric conditions (abnormally high pressure and high temperature) with depressions of a comparable age in Eastern Siberia (Yenisei-Khatanga and Pre-Verkhoyansk). The author describes methods of research and development of volcanogenic mesozoic rocks, which were developed at the National University of Oil and Gas "Gubkin University" and at the Oil and Gas Research Institute (Russian Academy of Sciences) for natural gas deposits of Khapchagay megaswell of Vilyui syncline. These methods can be presumably used in Western Siberia North.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Север Западной Сибири, вулканогенные породы, мезозой, Восточная Сибирь, Енисей-Хатангский прогиб, Предверхоянский прогиб.

KEYWORDS

West Siberian North, volcanogenic rocks, Mesozoic, Eastern Siberia, Yenisei-Khatanga depression, Pre-Verkhoyansk depression.

Прирост газовых ресурсов за счет глубокозалегающих залежей (4-5 км и более) осуществляется во многих странах мира. В России эта проблема возникла в связи с уменьшением добычи газа на обычных глубинах (до 4-х км) [1]. Ведущую роль в восполнении запасов УВ имеет глубокое и сверхглубокое бурение. Работы в этом направлении ведутся как в странах СНГ (Азербайджан, Казахстан и др.), так и зарубежом (США, Бразилия, Китай, Кувейт и др.) [1]. В США с 1995 г. по 2005 г. число скважин, пробуренных на глубину более 4,5 км (15000 футов) утроилось и продолжает расти (рис. 1, 2) [1].

Рис. 1. Число скважин ниже 15000 футов в США (с 1995 г.)

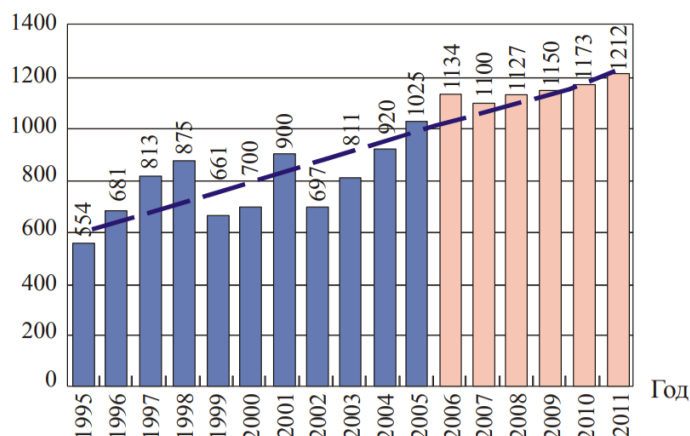


Рис. 1. Число скважин ниже 15000 футов в США (с 1995 г.) [1]

Рис. 2. Число буровых установок для бурения ниже 15000 футов в США (с 1995 г.)

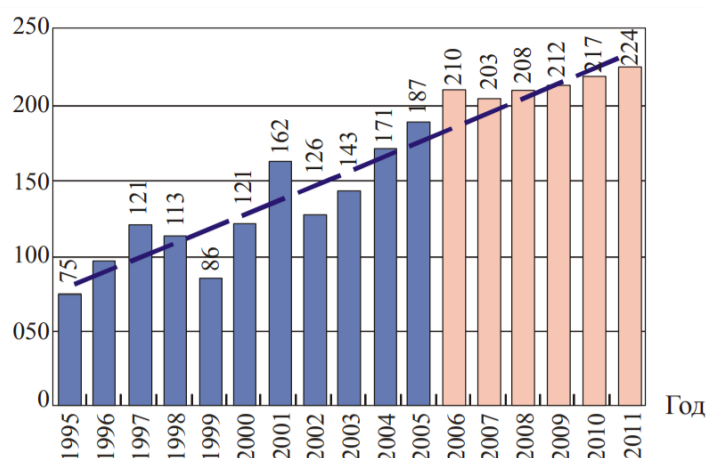


Рис. 2. Число буровых установок для бурения ниже 15000 футов в США (с 1995 г.) [1]

В России глубокие и сверхглубокие скважины пробурены крайне неравномерно (табл. 1) [1].

Табл. 1. Изученность нефтегазоносных провинций России глубоким и сверхглубоким бурением [1]

НГП	Площадь НГП, тыс. км ²	Число глубоких и сверхглубоких скважин	Площадь осадочного чехла на глубине ниже 5 км, тыс. км ²	Изученность бурением ниже 5 км, скв./тыс. км ²
Тимано-Печорская	350	20	268	0,07
Волго-Уральская	700	25	202	0,12
Прикаспийская	120	44	74	0,59
Северо-Кавказская	211	155	91	1,70
Западно-Сибирская	1600	16	520	0,03
Лено-Тунгусская	2800	2	1220	0,003
Лено-Вилейская	340	2		

По результатам проведенных исследований в пределах различных НПП на глубине более 5 км известны обширные области устойчивого прогибания с повышенными скоростями осадконакопления и относительной полнотой разреза [1]. На глубине более 5 км отмечается АВПД (аномально высокое пластовое давление) и повышенные температуры. В ряде регионов выявлено влияние процессов нефтегазообразования больших глубин на формирование залежей УВ в верхних горизонтах осадочного чехла [2]. Так, относительно изотопно-тяжелый глубинный газ триас-нижнеюрских отложений севера Западной Сибири зафиксирован в сеноманских залежах этого региона [1]. С помощью глубокого бурения и сейсмики выявлены триасовые грабенообразные прогибы в Западной Сибири, Предверхоанском прогибе (Вилуйская синеклиза), образование которых имеет схожие черты, обусловленные общим погружением территории [1]. По данным бурения глубоких скважин в Западной Сибири (СГ-7 Ен-Яхинская, СГ-6 Тюменская, 414 Уренгойская, 46 Черничная, 300 Талькинская, 332 Южно-Ширтовская) вскрыты трапповые образования мощностью до 4000 м, которые завершают венд-палеозойский цикл осадконакопления (от венда до перми). Триас Западно-Сибирского осадочного бассейна развит в глубокопогруженных областях на территории 700 тыс. км² (большой частью на севере). В целом по провинции триас вскрыт 23 скважинами. Мощность триаса в СГ-Тюменской скважине – 767 м, СГ-7 Ен-Яхинской – 1183 м. По данным МОГТ триас в Большехетской впадине имеет мощность 2000-2300 метров. Наиболее глубокое газопроявление выявлено на глубине 7024-7136 м в разрезе вулканогенных пород. В литологическом отношении это чередование глин и песчаников [3]. В мире газовые залежи вскрыты на глубине 8100 м (месторождение Милз-Ринч) и более [1]. По отражающим горизонтам 1а до 1г триасовая осадочная толща уверенно картируется в качестве нижнего структурного этажа в составе осадочного чехла мезозой-кайнозойского возраста (рис. 3). По данным сейсмических исследований и материалам глубокого бурения увеличение площади распространения раннемезозойских пород происходило с севера на юг [3]. Коллекторы на больших глубинах (более 5 км) представлены не только карбонатными и терригенными, но и вулканогенными глинистыми породами [1].

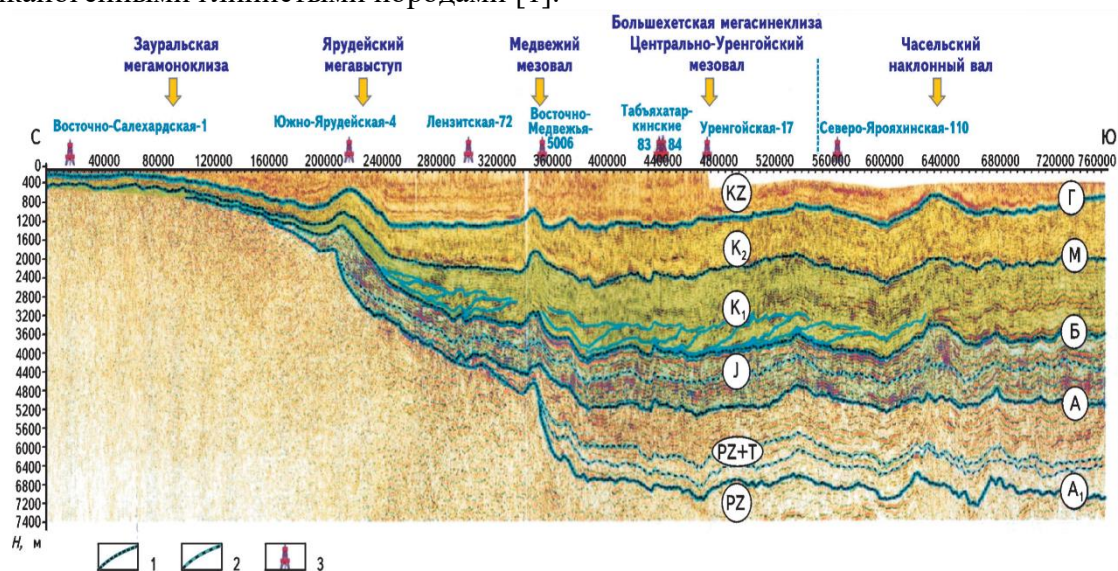


Рисунок 3. Глубинный сейсмогеологический разрез по региональному профилю 27 (по данным Суриковой Е.С., Калининой Л.М., 2011) [15]

Условные обозначения: отражающие сейсмические горизонты: 1 - основные, 2 - дополнительные, 3 - скважины разведочные и эксплуатационные

Геологическая история развития восточных территорий Западной Сибири и приграничных территорий Енисей-Хатангского прогиба по мнению многих исследователей [4] имеет единую генетическую основу, т.е. в палеозой-мезозойское время оба прогиба формировались как единый бассейн, аналогичный одновозрастному Предверхолянскому прогибу (Вилуйская синеклиза, Хапчагайский мегавал) Восточной Сибири, где в мезозойский период, благодаря трапповому вулканизму, были сформированы газовые залежи в вулканогенных (глинистых) и вулcano-алевритовых (комбинированных) ловушках в условиях высоких давлений и температур. На Хапчагайском мегавале открыты четыре газовых месторождения в палеозой-мезозойских отложениях, два из них (Средневилуйское и Мастахское) разрабатываются для местных нужд.

Вулканогенные породы при извержении, попадая на поверхность Земли, подвергаются существенным постседиментационным преобразованиям и, в конечном счете, превращаются в глинистые породы, содержащие определенные комплексы глинистых разбухающих минералов и цеолитов, которые при вскрытии и освоении газовых залежей с АВПД тяжёлыми растворами могут выделять вместо газа воду [5,6].

Детальное изучение мезозойских нетрадиционных вулканогенных (глинистых) коллекторов проведено в лаборатории КНИЛВостСиб и Якутии РГУ им. И.М. Губкина и ИПНГ РАН (научный руководитель академик А. Н. Дмитриевский). В многочисленных публикациях [5,7,8 и др.] представлены методы изучения вулканитов, петрографическое описание, емкостное пространство, генетическая классификация, выделены литотипы, представлены модели строения месторождений, проведена оценка запасов, рекомендованы методы освоения триасовых вулканогенных (глинистых) коллекторов Восточной Сибири. Присутствие аналогичных пород-коллекторов в триасовых вулканогенных породах северных прогибов Западной Сибири (большой мощности и площади распространения) с учетом опыта разработки аналогичных газовых месторождений в Вилуйской синеклизе Восточной Сибири позволит прирастить значительные ресурсы газа в главном регионе страны.

Таким образом:

1. Вулканогенные (глинистые) и вулcano-алевритовые породы могут служить промышленными коллекторами газа в триасовых отложениях не только в Восточной, но и в Западной Сибири, аккумулируя их в порах, кавернах, пустотах, трещинах и жилах.

2. Вулканогенные и вулканогенно-терригенные породы могут служить путями миграции нефти, газа и природных вод. В частности, миграция этих флюидов возможна вдоль зоны контакта осадочных пород и вулканических тел, что доказывается многочисленными примерами современных активных естественных выходов газа, нефти и асфальта на таких контактах.

3. Нет ни одной нефтегазоносной провинции, геологическая история которой не охватывала современного вулканизма или палеовулканизма: все осадочные бассейны, расположенные на континентах, являются и областями развития вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород, генетически связанных с развитием этих впадин [9].

ЛИТЕРАТУРА:

1. Карасёва Т.В., Горбачев В.И., Беляева Г.Л., Попов С.Г., Белоконов А.В. Состояние и перспективы исследований нефтегазоносности больших глубин России // Геология, геофизика и разработка. – 2013. - №6. – С. 4-10.
2. Изотопно-геохимические критерии газоносности больших глубин севера Западной Сибири / Т.В. Карасева, В.И. Горбачев, Г.И. Титова, М.Г. Фрик // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 6. – С. 20-30.

3. *Кравченко М.Н.* Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. - 2012. - №6.
4. *Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А., Буриштейн М.Л., Гуревич Г.С., Данильченко М.А.* Возраст седиментационных бассейнов и его влияние на ресурсы углеводородов. Советская геология – 1986 – №10 – С.12-18.
5. *Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П.* Вулканогенные природные резервуары Якутии (Хапчагайский мегавал Вилюйской синеклизы). М.: ГЕОС, 2002. – 79с.
6. *Юрова М. П.* Роль глинистых минералов в вулканогенных залежах углеводородов с аномально высоким пластовым давлением (Хапчагайский мегавал Вилюйской синеклизы) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. - № 12. - С. 34-39.
7. *Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П.* Нижнетриасовые вулканогенные ловушки газа Якутии: генезис, строение коллекторов, особенности освоения. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 года. Сб. науч. статей ВНИИГАЗа, 2010. – С. 208-216.
8. *Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П.* Рациональный комплекс методов изучения пород-коллекторов Вилюйской синеклизы. В сб.: "Коллектора нефти и газа больших глубин". 1983. – С. 187.
9. *Беленицкая Г.А.* Соли Земли: тектонические, кинематические и магматические аспекты геологической истории. М.: "ГЕОС", 2020. 605с.

СОДЕРЖАНИЕ

Аввакумов В.Ю., Андропова И.В.

Стратегическое партнерство нефтегазового бизнеса, науки и образования: эффективные формы взаимодействия.....3

Анисимова С.Е., Егорова А.П.

Цифровизация как инструмент повышения рентабельности освоения запасов.....8

Баклашкина К.А.

Разработка и оптимизация технологии окислительного обессеривания дизельной фракции.....10

Батагов В.В.

Автономное электроснабжение удаленных вдольтрассовых потребителей магистральных газопроводов.....20

Бачинина Ю.П., Леонович А., Бачинин М.К.

Развитие инновационного потенциала персонала организации нефтегазового инжиниринга.....29

Борисанов Д.В.

Увеличение выпуска реактивного топлива в ПАО «Славнефть-ЯНОС» в 2017-2019 гг.....35

Бурыкина Е.В., Томова А.Б.

Актуальные проблемы производственного менеджмента в нефтеперерабатывающей промышленности.....42

Ганчаров С.А., Новикова А.С., Еременко О.В.

Особенности организационно-экономического механизма управления инновационной деятельностью при разработке шельфовых нефтегазовых месторождений.....51

Голованова А.Е.

Анализ рынка нефти Канады.....60

Гриняев С.Н., Медведев Д.А., Правиков Д.И.

Эволюция аналитического обеспечения комплексной безопасности.....64

Грушова Е.И., Станько М.В., Трусов К.И.

Влияние тяжелой смолы пиролиза на процесс окисления нефтяного гудрона.....69

Дзюбло А.Д.

Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений шельфа Печорского моря.....73

Драганюк Д.О.

Влияние экономического кризиса на управление и развитие сырьевых регионов (на примере Сахалинской области).....83

Еремин С.В., Тыртышова Д.О.

Трейдинг энергетических продуктов: перспективы цифрового формата.....90

Жагфаров Ф.Г., Елисеев О.Л., Сулейманов С.М.

Железные катализаторы синтеза Фишера–Тропша на композитном носителе
силикагель–углерод.....97

Игнашов Е.Д.

Угрозы кадровой безопасности современного нефтегазового предприятия:
классификация и анализ.....101

Кириченко Т.В., Изотова Е.В.

Риск-ориентированное формирование внутреннего контроля в условиях
цифровой трансформации ТЭК.....108

Комзолов А.А., Шабаров М.А.

Критерии оценки эффективности и рисков инвестиционных нефтегазовых
проектов.....112

Корнеев Н.В., Меркулов В.Д.

Метод интеллектуального обнаружения комплексных угроз.....115

Корчин Л.В., Миловидов К.Н.

Эффективный механизм функционирования биржевых торгов природным
газом на российском рынке.....121

Крайнова Э.А.

Экономический подход к формированию рациональной программы
эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин в условиях
вызовов экономики.....130

Ластовская М.Р.

Состояние мировых нефтегазовых рынков в условиях пандемии
коронавируса: новые реальности, новые прогнозы, новые стратегии.....139

Литовар Р.Е.

Совершенствование системы разработки Сыморяхского месторождения за
счет применения скважин сложной архитектуры.....149

Лысков А.А., Молчанова Е.А.

Патентная защита в области бурения скважин и добычи
углеводородов.....154

Масленникова Л.В.

Кросс-культурные коммуникации: особенности, место и роль в
международном нефтегазовом бизнесе.....161

Маслов В.В., Шнип О.А.

Литолого-петрофизическая характеристика допермского комплекса
Восточного Устьярта.....168

Минчичова В.С.

Европейская Зелёная сделка и конкуренция на газовом рынке
Европы.....172

Прищепова Е.В., Каширин Н.П., Имамудинова Ф.М.,

Развитие производства этилен-пропилен-диеновых каучуков в
ПАО «Уфаоргсинтез».....180

Прокофьев В.А.	
Экономический анализ освоения шельфовых месторождений в Арктике.....	187
Пшеничный В.М., Федорова В.А.	
Модели внедрения технологии блокчейн в индустрии СПГ	192
Самойлова А.В., Афанасьева М.А.	
Типизация неструктурных ловушек Западной Сибири и перспективы их вовлечения в разработку.....	202
Сафарова Е.А., Еремин Н.А., Столяров В.Е.	
Применение перспективных информационных технологий при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений.....	212
Сафиева Р.З., Еднерал И.В.	
Педагогический дизайн в постиндустриальной реальности: новые возможности и вызовы.....	222
Сергеев С.В.	
Инновации отечественной нефтяной промышленности на всероссийских и международных дореволюционных промышленных выставках.....	231
Сергеева М.С., Петухов А.Н.	
Выбор оптимального режима газогидратной кристаллизации при извлечении ксенона из природного газа: моделирование и эксперимент.....	239
Силантьев А.Ю.	
Угрозы мирового развития и системная безопасность топливно-энергетического комплекса.....	248
Сребродольская М.А.	
Выделение коллекторов по азимутальным данным гамма-гамма плотностного метода в горизонтальных скважинах.....	252
Студеникина Л.А.	
Пандемия и мировой нефтяной кризис 2020 года.....	259
Татлок Т.С.	
Технологическое решение для снижения водного фактора при эксплуатации ПХГ в водоносных пластах.....	267
Трусов К.И., Осипенок Е.М., Юсевич А.И.	
Применение метода ИК-спектроскопии для контроля процесса синтеза нефтеполимерной смолы из тяжелой смолы пиролиза.....	276
Халидов И.А.	
Резервы снижения основных затрат при выводе из эксплуатации производственных фондов на нефтяных месторождениях шельфа.....	279
Шпотаковский М.М., Кубкина О.С.	
Эффективность работы установки воздушного охлаждения технологического газа, состоящей из АВО различных типов.....	287

Шрубок А.О., Степанович Ю.А.

Влияние добавок низкомолекулярного полиэтилена на эксплуатационные свойства битумов, модифицированных сополимерами этилена и винилацетата.....293

Юрова М.П.

Перспективы мезозойских вулканогенных отложений севера Западной Сибири.....298



<http://ap.gubkin.ru>

