

АППАРАТ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН,
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ФГБУ «РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК»,
ГНБУ «АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»,
ПАО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА, ЗАО «НЕФТЕКОНСОРЦИУМ»,
МВЦ «КАЗАНЬ ЭКСПО»

Международная
научно-практическая конференция

«РЕШЕНИЕ ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА О ДЕКАРБОНИЗАЦИИ. ГОД СПУСТЯ»

*ПОСВЯЩАЕТСЯ 25-ЛЕТИЮ ОБРАЗОВАНИЯ МАЛЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН*

31 АВГУСТА – 1 СЕНТЯБРЯ 2022 ГОДА (AUGUST 31 – SEPTEMBER 1, 2022)

Материалы Международной
научно-практической конференции



Казань
Издательство «Ихлас»
2022

Научные редакторы:

Р.Х. Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН РТ
М.Х. Салахов – доктор физико-математических наук, профессор, академик, президент АН РТ

Редакционная коллегия:

Б.Н. Порфирьев – доктор экономических наук, академик РАН
Г.И. Шмаль – кандидат технических наук
Р.С. Хисамов – доктор геолого-минералогических наук, академик АН РТ
Н.У. Маганов – заслуженный нефтяник Республики Татарстан
Д.К. Нурғалиев – доктор геолого-минералогических наук
В.А. Крюков – доктор экономических наук, академик РАН
А.Э. Конторович – доктор геолого-минералогических наук, академик РАН
Т.В. Гилязова – заслуженный геолог Республики Татарстан

Рецензенты:

И.Н. Плотникова – доктор геолого-минералогических наук

Техническое редактирование:

Г.В. Стинский – кандидат технических наук

Р47 **«Решение Европейского Союза о декарбонизации. Год спустя».** Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2022. – 292 с.

Сборник включает материалы докладов Международной научно-практической конференции «Решение Европейского Союза о декарбонизации. Год спустя», проводимую в Казани с 31 августа по 1 сентября 2022 г.

Прошел всего лишь год после прошлогодней конференции по обсуждаемой тематике. Но он был предельно насыщен событиями мирового значения. События на Украине чётко обозначили цели коллективного Запада по разрушению России и механизмы реализации этих намерений. Одновременно появилось понимание истинных геоэкономических целей предлагаемой Западом «климатической повестки», направленной на передел мировых ТЭР. Пришло понимание несостоятельности теории о существенном влиянии человека в процессах глобального потепления, отсюда отсутствие необходимости глобальной декарбонизации отраслей ТЭК и насильственного повсеместного энергоперехода на солнечно-ветровую генерацию. Россия должна развивать традиционную для неё энергетику (прежде всего углеводородную и ставшие привычными ВИЭ (ядерную и гидроэнергетику). Каждая страна должна самостоятельно выбирать энергоисточники исходя из возможностей недр и экономики (покупки ТЭР на рынке).

Сборник предназначен для широкого круга работников научно-исследовательских институтов, специалистов нефтяников и газовиков, а также преподавателей, аспирантов, магистров, бакалавров, студентов высших и средних учебных заведений соответствующих специальностей.



Поздравление Президента Республики Татарстан Р.Н. Минниханова трудовым коллективам и ветеранам труда малых нефтяных компаний Республики Татарстан с 25-летием со дня образования

Уважаемые нефтяники!
Дорогие ветераны нефтяной промышленности Татарстана!

Поздравляю Вас со знаменательным событием – 25-летием со дня образования малых нефтяных компаний Республики Татарстан.

Создание в республике одними из первых в Российской Федерации малых нефтяных компаний позволило не только остановить многолетнее падение нефтедобычи, но и обеспечить её рост, несмотря на объективное ухудшение структуры минерально-сырьевой базы и увеличение числа мелких низкорентабельных месторождений.

За прошедшие четверть века благодаря высочайшему профессионализму трудовых коллективов, разработке и внедрению инновационных и экологичных технологий нефтедобычи, применению мер налогового стимулирования малыми нефтяными компаниями Татарстана было добыто более 140 млн тонн нефти, ежегодная нефтедобыча выросла с 750 тыс. тонн до 7 млн тонн. Это составляет 20% всей нефти, ежегодно добываемой в нашей республике.

Во-многом, эти показатели были достигнуты в результате всемерной поддержки, оказанной создаваемым компаниям ПАО «Татнефть». Нефтяники республики совместной работой доказали, что несмотря на все вызовы, которые стоят перед отечественной нефтяной промышленностью, у нефтедобычи в старейших нефтяных регионах страны существуют значительные перспективы развития.

Отмечаю высокую бюджетную эффективность малых компаний, их активное участие в реализации республиканских социальных и благотворительных проектов. Сегодня каждая малая нефтяная компания по величине налоговых платежей сопоставима с крупным промышленным предприятием.

Высоко оцениваю вклад ЗАО «Нефтеконсорциум» в становление малых нефтяных компаний республики и активную работу по решению повседневных актуальных вопросов развития компаний.

Выражаю слова благодарности трудовым коллективам малых нефтяных компаний за значительный вклад в социально-экономическое развитие Республики Татарстан.

Желаю новых успехов, крепкого здоровья и благополучия!

Президент
Республики Татарстан

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized initial 'R' followed by a smaller 'n' and a horizontal stroke.

Р.Н. Минниханов



Уважаемые нефтяники!

От всей души поздравляю трудовые коллективы малых нефтяных компаний с 25-летием со дня создания.

В нефтяной отрасли республики малые нефтяные компании на особом счету. Вы находитесь на передовых позициях в стране по разработке низкорентабельных месторождений. Эта работа невозможна без инновационных нестандартных решений. Радует, что ваши наработки успешно тиражируются не только у нас в республике, но и за её пределами.

Примечательно, что пятая часть всей добываемой нефти в республике приходится на малые нефтяные компании. Это дорогого стоит.

В любом деле важная составляющая успеха – это люди, преданные своему делу – профессионалы. Позвольте выразить слова благодарности всем ветеранам, внёсшим свой вклад в становление и развитие нефтяной отрасли, и всем тем, кто сегодня продолжает трудиться на благо нашей родной республики.

Как председатель Попечительского Совета фонда «Возрождение», искренне благодарен всем нефтяникам республики за огромный вклад в восстановление исторического наследия народов Татарстана.

Дорогие нефтяники! Уверен ваши трудолюбие, высокий профессионализм и уникальные компетенции будут выводить Вас на новые горизонты! Все большие компании когда-то были малыми и милыми!

Сердечно желаю всем крепкого здоровья, благополучия и новых успехов! Барыгызга да исэнлек-саулык телим! Бэйрәмеgez котлы булсын!

Минтимер Шаймиев,
Первый Президент Республики Татарстан



РОЛЬ И МЕСТО МАЛЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

Р.Х. Муслимов,

*доктор геолого-минералогических наук, Академик АН РТ, РАЕН и АГН,
консультант Президента Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа.*

В этом году исполняется 25 лет со дня принятия решения о создании малых нефтяных компаний в Республике Татарстан. У истоков этого решения стояли первый Президент Республики Татарстан М.Ш. Шаймиев, первый заместитель премьер-министра Республики Татарстан Р.Ф. Муратов, руководители и специалисты «Татнефти» Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.Х. Муслимов, Р.Г. Галеев, Ф.Х. Валиев, Э.И. Сулейманов. В дальнейшем к решению многочисленных проблем развития МНК активно подключились Президент Республики Татарстан Р.Н. Минниханов, его помощник Р.К. Сабинов. Непосредственное руководство работало по обеспечению высокой добычи и совершенствованию технологий освоения месторождений с ТЗН осуществляли генеральные директора и главные геологи 34 МНК. Среди них много ярких личностей – Р.Ш. Тахаутдинов, Ф.И. Мифтахов, Л.Ш. Шакирова, Р.В. Вафин, А.Н. Шакиров, Р.К. Хайртдинов, В.П. Круглов, У.З. Исмагилов, Р.В. Давлетшин, А. Миассаров, А.Ф. Егоров, Р.Р. Шагалева, Р.К. Зарипов, Р.М. Хузин.

Большое значение имело активное участие в этом процессе начальников НГДУ – М.М. Хузина, И.М. Салихова, Г.В. Зимина, В.В. Смыкова, Г.Г. Ганиева, Н.К. Мухамедеева, Р.С. Нурмухаметова, М.Ш. Залятова.

Роль этого события трудно переоценить. В Татарстане и всей России в течение десятилетий создавались объективные условия для такого шага в развитии отрасли. В стране основная добыча обеспечивалась за счёт ввода в эксплуатацию крупно высоко и среднепродуктивных месторождений. А мелкие месторождения открывались и в большинстве не вводились в промышленную разработку. Основная причина этого – весьма большая геологическая сложность, малопродуктивность, территориальная разбросанность. Эти объекты содержали в основном так называемые трудноизвлекаемые запасы (ТЗН): в низкопроницаемых, плотных коллекторах, весьма неоднородных породах, маломощных пластах, в ряде случаев содержащие высоковязкие, высокосернистые, тяжёлые нефти, разбросанные по многочисленным залежам и горизонтам. Отсутствие достаточно эффективных для таких объектов технологий разработки не давало возможностей для рентабельной разработки и добывать приемлемой конечной нефтеотдачи, которая была всего на уровне 10–20% от балансовых запасов.

Поэтому такие месторождения, как правило, не вводились в разработку, даже несмотря на большое давление Министерства нефтедобывающей промышленности. Я помню, как от меня, как главного геолога Татнефти, министр и начальник объединения «Татнефть» требовали согласовать ввод в разработку на плановый год 18 новых месторождений. Я же предлагал всего 2, иначе затратив много средств на ввод новых малопродуктивных месторождений, мы бы недофинансировали крупные объекты и продавали годовой план добычи. Но мы ввели всего 2 малых месторождения и в целом выполнили план добычи по объединению.

По этим причинам ряд малых месторождений десятилетиями не вводились в разработку.

Создание МНК в России началось с Республики Татарстан. В условиях перехода Российской Федерации на рыночные условия к нам пришло понимание, что не в интересах нашей республики, сложившаяся ситуация продолжающейся в течение 19 лет тенденции неуклонного снижения добычи нефти с максимального уровня 100 млн т в год (она к этому времени уже снизилась до 23,8 млн т в год). Если в советское время такое снижение добычи нефти по существу не оказывало отрицательного влияния ни на экономику Татарстана в целом и тем более на благополучие самой «Татнефти» (в условиях, когда все варились в общем котле), то в рыночных условиях это влияние было весьма ощутимым.

Идею создания МНК «Татнефть» довёл до Президента Республики Татарстан М.Ш. Шаймиева, который сразу же её поддержал и в 1997 г. появился указ Президента Республики Татарстан М.Ш. Шаймиева о создании МНК.

МНК в основном на конкурсной основе было передано 67 нефтяных месторождений с начальными извлекаемыми запасами (НИЗ) – около 200 млн т. Причём в основном это были маргинальные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН), содержащими высокосернистые нефти, большинство из которых были открыты ещё 25–40 лет назад.

Создавая малые нефтяные компании мы по существу пошли по пути передовых стран Запада (США, Канады, Англии и др.), в которых в нефтяной отрасли работают тысячи МНК, дающих от 40 до 60% добываемой в этих странах нефти.

Создание новых нефтяных компаний в корне изменило ситуацию с добычей нефти в республике: появились новые инновационные технологии, конкуренция, расширился ассортимент новых методов увеличения нефтеизвлечения и методов стимуляции скважин.

При их создании планировалось довести добычу в целом по МНК до 7–7,5 млн т в год. Эта задача успешно выполнена.

Успешному развитию МНК в Республике Татарстан способствовали два фактора. Всемирная поддержка МНК руководством республики, которая не ограничилась решением вопросов создания МНК, а на первые 5,5 лет предоставила им льготы на добычу нефти из новых месторождений, добычу нефти за счёт внедрения новых методов повышения нефтеотдачи, а также выделяя средства на проведение геологоразведочных работ. Это помогло им стать на ноги и развиваться.

По традиции это происходит и в настоящее время. Проблема развития МНК Республики Татарстан ежеквартально рассматривается на совещаниях с присутствием раньше Премьер-министра, а сейчас Президента РТ Р.Н. Минниханова с участием всех органов государственной власти Республики Татарстан, от которых зависит деятельность МНК. Скажу только одно: если бы не этот административный ресурс в условиях неотработанного, противоречивого земельного законодательства МНК, не могли бы обеспечить бурение необходимого количества скважин.

Второй фактор – поддержка и помощь «Татнефти», которая обеспечила доступ МНК к её инфраструктуре, оказывала помощь в транспорте, первичной подготовке и реализации нефти. А в период кризиса 2009 года первыми на помощь МНК пришли Премьер-министр и генеральный директор ОАО «Татнефть». Татнефть тогда выделила кредиты или стала поручителем МНК, снизила расценки на услуги по первичной переработке нефти, бурению и ремонту скважин, помогла в реализации нефти. В настоящее время обеспечивается полный доступ к инфраструктуре, полному сервису со стороны ОАО «Татнефть» на условиях таких же, как для своих подразделений.

Большой вклад в науку и практику разработки нефтяных месторождений вносят такие МНК как: «РИТЭК», «Шешмаoil», «Кара-Алтын», «Татнефтепром», «Зюзеенефть», «СМП-Нефтегаз», «Карбон-Оил», «Татнефтеотдача», «Охтин-оил» и др.

Компания «Шешмаoil» провела большие работы по бурению дополнительных скважин и оптимизации плотности сетки (ПСС) скважин на эксплуатируемых месторождениях. В результате анализа эффективности оптимизации ПСС и проведённых исследований научно обосновала оптимальные ПСС (с расстояниями 150–200 м между скважинами) для данных геологических условий (залежи высоковязких нефтей (ВВН)) в неоднородных карбонатных коллекторах). Это резко расширяет перспективы дальнейшего развития МНК на длительную перспективу. По группе компаний «Шешмаoil» в 2016 году проведены проппантные гидроразрывы пластов более чем на 80 скважинах. Средний прирост дебита нефти по ним составил 3 тонны в сутки. За всё время в компаниях проведено более 300 гидроразрывов пласта. Накопленная дополнительная добыча нефти за счёт гидроразрыва составила более 280 тыс. тонн.

Технология проппантных гидроразрывов карбонатных пластов признана и рекомендована для широкого применения на нефтяных месторождениях с ТЗН.

В компаниях «Татнефтеотдача» и «Татнефтепром-Зюзеенефть» в 2016 году проведены работы по бурению боковых горизонтальных ответвлений на 3-х скважинах, со средним дебитом нефти 11,8 т в сутки.

МНК широко внедряют современное оборудование для совместно-раздельной эксплуатации пластов (ОРЭ). Для этого здесь большие перспективы, так как большинство месторождений многоэтажные (в основном 3–4-х этажные), а количество разделяемых пластов с учётом многопластовости каждого этажа нефтеносности будет существенно больше. Внедряя ОРЭ для раздельной эксплуатации двух пластов мы вдвое снижаем количество объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин. При этом разбуривая самостоятельной сеткой скважин отложения среднего карбона с помощью ОРЭ мы вовлекаем в разработку два объекта разработки верейские и башкирские отложения. В отложениях нижнего карбона с помощью ОРЭ мы вовлекаем в разработку также как минимум два объекта: тульско-бобриковские и кизеловско-черепетские. В дальнейшем на отдельных участках ряда месторождений, где мы имеем большое количество пластов потребуются бурение дополнительных скважин, в которых также потребуются применение ОРЭ. Современное оборудование достаточно надёжное и оно обеспечивает разработку каждого разделяемого объекта на своих режимах (Рпл, Рзаб, депрессия на пласт).

Всё это позволило МНК успешно развиваться и по существу с чистого листа выйти на максимальную добычу около 7,26 млн т нефти в 2017 г. При этом МНК обеспечивали расширенное воспроизводство запасов (160%) в основном за счёт переоценки запасов, увеличения КИН и частично геологоразведочных работ (ГРП). Добыча неф-

ти за счёт третичных МУН и ОПЗ неуклонно росла и в 2021 г. составила 1295 тыс. т (18,1% от всей добычи нефти). Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) увеличились в 2 раза. Добыто всего за 25 лет 153 млн т, текущие запасы составили 310 млн т (почти на 80 млн т больше первоначально переданных МНК). Замечательный результат!

На первом этапе освоения мелких месторождений возникла необходимость создать базовые принципы рациональной разработки этих месторождений с применением методов искусственного воздействия на пласт. Для этого в 80-х годах прошлого столетия были составлены программы отработки систем рациональной разработки для различных типов залежей: в слабопроницаемых терригенных коллекторах маловязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах ОПР проводились на 41 участках 16 залежей при их разбуривании сеткой скважин различной плотности (от 1 до 16 га/скв). В ходе опытных работ решались следующие основные вопросы:

1. Влияние плотности сетки скважин на эффективность разработки в условиях сложного строения продуктивных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью.

2. Оработка системы воздействия на пласт.

Помимо этих основных вопросов, в ходе экспериментальных работ решаются следующие задачи:

– определение влияния закачки воды на технико-экономические показатели разработки и нефтеотдачу;

– оценка влияния каверн-накопителей нефти на интенсификацию добычи и нефтеотдачу;

– определение эффективности циклического воздействия на пласт и перемены направления фильтрационных потоков жидкости в пласте;

– оценка эффективности применения новых МУН.

Всё это позволило в течение 25 лет отработать базовые принципы оптимизации размеров эксплуатационных объектов и плотности сеток скважин (ПСС), систем воздействия на пласт с гидродинамическими МУН. Эти работы в 2005–2012 гг. были уточнены специальными. В основном ранее выявленная закономерность осталась верной. Но выяснилось, что для особо сложных условий (карбонатные породы, насыщенная ВВ) требуется для каждого объекта гидродинамическими методами определять оптимальные расстояния между скважинами (для наших условий это 150–200 м).

Размеры эксплуатационных объектов, разбуриваемых единой сеткой скважин можно сократить вдвое за счёт применения современного оборудования для совместно раздельной эксплуатации.

Одновременно была показана возможность разработки залежей с ВВН (вязкостью до 500 сПз) с применением методов заводнения в начальной стадии разработки [4]. Но КИН при этом не может превысить 0,25–0,35. На поздней стадии всё равно придется применять МУН (в основном тепловые), хотя при этом K_v будет несколько ниже, чем при первичной закачке пара.

В результате были построены зависимости нефтеотдачи от ПСС (рис. 1), оптимальные и граничные условия применения заводнения. Обобщение опыта разработки малопродуктивных месторождений позволило определить оптимальные размеры выделяемых объектов в многопластовых месторождениях. Первые результаты разработки таких сложных месторождений показали достаточно высокую эффективность заводнения в пластах с ВВН (вязкость нефти до 250–500 сПз и даже более) для обеспечения текущих уровней добычи нефти. Однако конечная нефтеотдача при этом прогнозировалась низкой. Стало ясно, что без применения тепловых МУН эту проблему не решить. Таким образом была обоснована стратегия первоначального применения заводнения с последующим переходом на термические методы. Последние требуют применения более плотных сеток скважин (в наших условиях 2,5–4 га/скв) в зависимости от типов и характеристик коллекторов.

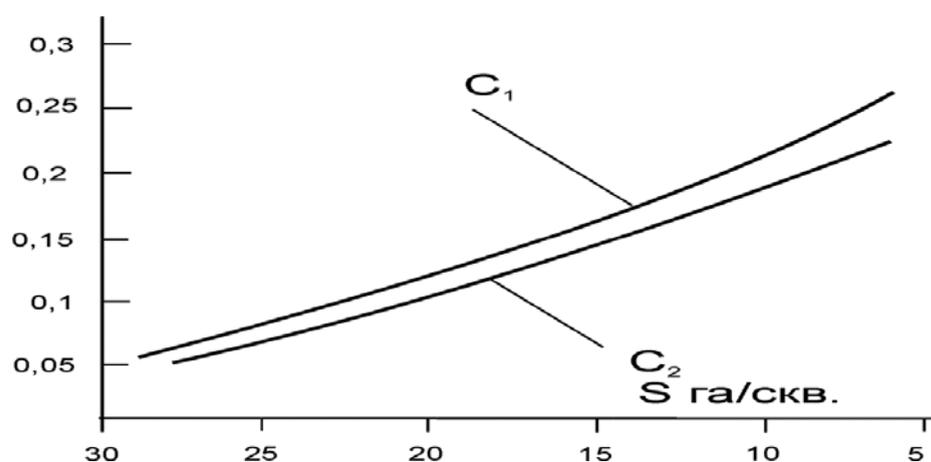


Рис. 1. Зависимость КИН от ПСС для залежей нефти в карбонатных коллекторах нижнего C1 и среднего C2 карбона.

МНК проводят большие научно-практические исследования и полевые работы по совершенствованию методов изучения деталей и особенностей геологического строения залежей с особо сложными геологическими условиями и на основе этого изысканию и отработке наиболее эффективных систем воздействия на пласт. Здесь следует упомянуть о проведении работ по тепловому воздействию в компании «Охтин-ойл», работ по водогазовому воздействию на неоднородные залежи в карбонатах компанией «Алойл», оптимизации систем заводнения

с применением комплексных технологий воздействия на пласт компанией «Шешмаoil», работ по стабилизации добычи нефти в особо сложных геологических объектах Аканского месторождения компании «Кара-Алтын». На данном месторождении сочетание и взаимодополнение естественного режима с заводнением и новейшими МУН и ОПЗ позволяет удерживать достигнутый уровень добычи длительное время, а детальные исследования и проведение ОПР по тепловым методам указывают на возможности применения новых тепловых методов по кратному повышению нефтеотдачи даже в особо сложных геологических условиях.

Большая заслуга в таких неординарных работах главных геологов и генеральных директоров этих компаний. Ведь такие работы не проводятся даже и в ряде крупных компаний.

По опыту эксплуатации малопродуктивных месторождений Республики Татарстан рекомендуется следующая стратегия освоения месторождений ТЗН:

1. Разбуривание первоначально редкой сеткой скважин (12–16 га).

2. Уточнение геологического строения залежи с построением геологической модели залежи с принципиально новыми подходами, учитывающими фундаментальные законы геологии, т.е. с включением в объект всей мощности пород этажа нефтеносности (от кровли до подошвы выделенного объекта эксплуатации).

Одновременно уточняется система заводнения, внедряются гидродинамические МУН. Оптимизируются пластовые и забойные давления.

На всех этих этапах строится новая уточненная модель геологического строения объекта, с учётом новой сетки скважин.

3. На каждом этапе геологические модели необходимо превращать в геолого-гидродинамические с учётом организации системы заводнения с постепенным его совершенствованием, обеспечивающим разработку залежи при оптимальных пластовых и забойных давлениях. При этом необходим учёт применения методов воздействия с постепенным их усложнением:

– отработанные в Республике Татарстан комплексные технологии разработки слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторов (КТРТК) и высоковязких нефтей (КТРТВН), комплексные технологии разработки залежей в карбонатных коллекторах (КТРКК), в менее проницаемых пластах – ГРП;

– применение лёгких тепловых МУН и ОПЗ (ТГХВ, ППХ, ВПТХО, ПТОС электропрогрев ПЗП и др.);

– применение облагороженной различными химреагентами закачки воды.

Здесь обязательно нужно для каждого объекта построить кривую зависимости вязкости нефти от температуры, что поможет определить оптимальную температуру закачиваемого агента.

4. После уплотнения сетки скважин до оптимального значения для классических тепловых МУН: ПТВ, парогаса, внутрипластового горения. Для этого нужно актуализировать полученную после вышесказанных действий геолого-гидродинамическую модель.

Одновременно уточняется система заводнения, внедряются гидродинамические МУН. Оптимизируются пластовые и забойные давления.

Накопленный опыт и произведённые исследования позволяют достаточно надёжно прогнозировать развитие ННК в РТ на длительную перспективу.

Вышеизложенный подход к дальнейшей разработке месторождений МНК РТ показывает большие возможности бурения новых скважин и внедрение МУН. Разработка месторождений в первой половине текущего столетия предполагается при обеспечении полного воспроизводства запасов. Так как у этих компаний ограничена территория работ, то воспроизводство запасов в дальнейшем будет осуществляться за счёт уточнения параметров пластов и нового подхода к построению геологических моделей залежей, увеличению КИН и немного за счёт доразведки эксплуатируемых месторождений. При этом обеспечиваются длительная стабильная добыча нефти при росте КИН с 0,2 до 0,437.

При этом длительное поддержание добычи в этом столетии на высоком уровне будет обеспечиваться не только за счёт совершенствования разработки, за счёт широкого внедрения инновационных технологий выработки трудноизвлекаемых запасов (ТЗН), но и нетрадиционных залежей высоковязких нефтей и углеводородов в плотных пластах.

Для этого в настоящее время мы начали работу по реализации составленной по поручению Президента Республики Татарстан Р.Н. Минниханова под руководством АН РТ «Программы развития приоритетных научных исследований в области геологии и разработки месторождений ННК Республики Татарстан на 2015–2025 гг.». В программе будут участвовать научные организации РТ, институты Москвы, Уфы и других городов страны. Предлагаемые ими технологии предполагается отработать на научном полигоне по испытанию инновационных технологий в разработке и добыче нефти на восточном борту Мелекесской впадины в РТ. Это главное направление работ ННК для длительной стабилизации добычи и воспроизводства запасов нефти.

Что касается залежей в нетрадиционных объектах, то здесь в этом направлении огромный фронт работ по детальному изучению пластов (в т.ч. на уровне – нано), лабораторных и промыслово-геофизических исследований, по выбору методов извлечения углеводородов.

А в настоящее время 25-летний опыт освоения и повышения эффективности выработки залежей с ТЗН в Татарстане необходимо использовать и в целом по России. Это соответствует требованиям новой парадигмы развития НГС РФ, предложенной академиком А.Э. Конторовичем, и будет востребовано в новых жёстких условиях развития России.

ДИАЛЕКТИКА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

В.А. Крюков¹, Д.В. Миляев², А.Д. Савельева², М.Ю. Скузоватов²¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН»,²Акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск, kryukov@ieie.nsc.ru

С начала десятилетия экономика России, как и вся мировая экономика, сталкивается с серьёзными вызовами, приводящими к глобальным перестройкам в сложившихся, казалось бы, стабильных процессах и условиях – это и вынужденная трансформация в связи с нагнетавшейся эпидемиологической повесткой и текущие пертурбации, вызванные санкционным давлением и напряженной геополитической ситуацией. Но, несмотря на негативные экономические последствия обозначенных явлений, вопросы декарбонизации для нашей страны остаются открытыми. По результатам климатического саммита ООН (Глазго, 2021) с участием почти 200 стран официально закреплено постепенное сокращение производства электроэнергии из угля, сдерживание и обращение вспять процесса утраты лесов, ускорение перехода на электрические транспортные средства и сокращение выбросов метана во всех странах [1].

Россия не отказывается от климатической повестки и установленных целей по достижению углеродной нейтральности. В 2022 году введены первые законодательные инициативы, позволяющие развивать в стране новую отрасль – улавливания, закачки и хранения (carbon capture and storage technology, CCS) углекислого газа. Инициативы коснулись введения обязательной «углеродной отчётности» для крупнейших эмитентов парниковых газов, возможности получения лицензий на строительство хранилищ парниковых газов, запуска «климатического эксперимента» на о. Сахалин, в рамках которого планируется реализация первого крупного проекта CCS, а также разработка и апробация системы квотирования выбросов парниковых газов [2]. Вслед за инициативой регулятора, крупные нефтегазовые компании, такие как «Татнефть», «Газпром нефть» и «Новатэк», уже сделали публичные заявления о старте проектов CCS [3, 4].

В то же время налицо диалектические противоречия развития ТЭК в контексте энергоперехода – с одной стороны проекты и законодательные инициативы по сокращению антропогенного воздействия CO₂, с другой – противоречащая им тенденция приоритизации энергобезопасности и экономической выгоды, в явном виде наблюдаемая на примере угольной промышленности. Так, например, по данным Международного энергетического агентства выработка электроэнергии из угля в мире в 2021 году выросла почти на 9%, достигнув исторического максимума [5].

Сегодня Европа возвращается к угольной генерации. Великобритания намерена начать добычу угля на новой шахте впервые за 30 лет [6, 7]. Германия и Италия реанимируют некогда выведенные из эксплуатации угольные ТЭС. Крупнейшие американские угольные компании (Arch Resources, Peabody Energy Corp., Alliance Resource Partners LP) ещё в 2021 году продали уголь, который только предстоит добыть в 2022–2023 гг. [8]. КНР, несмотря на взятые обязательства по сокращению использования угля, увеличила его импорт из России практически на 50% в апреле текущего года в связи с рисками энергообеспеченности [9]. Очевидно, что амбициозные законодательские инициативы не находят должного отклика ТЭК ни на глобальном, ни на страновом уровне.

В условиях спада экономики и высокой неопределённости в геополитической сфере акценты сместились в сторону стабилизации, как следствие, «зелёной» энергетике не присваивается первостепенная важность. Двоякость ситуации обусловлена противоборствующими стремлениями Общества жить в идеологии комфорта и гармонии с природой, при этом быть обеспеченными энергетическими ресурсами по приемлемой цене [7].

Безусловно, экологические проблемы в глобальном смысле никогда не потеряют своей значимости. Динамично изменяющаяся геополитическая и экономическая конъюнктура формирует множество различных сценариев процесса декарбонизации как мировой стратегии. И хотя идея создания низкоуглеродной глобальной экономики вряд ли исчезнет из списка актуальных повесток, но определенно будет сдвинута на временной шкале до «лучших времен».

Литература

1. КС-26: Климатический пакт Глазго. Un Climate Change Conference UK. 2021.
2. Юлкин М.А. Регионы России как лидеры декарбонизации. – Москва: Коммерсант. Регенерация, прил. № 55, 2022.
3. Шишкалина А. Поймай, если сможешь. – Москва: Нефтегазовая вертикаль, Выпуск № 3, 2022.
4. Роснедра отметили интерес малого и среднего бизнеса в захоронении CO₂. – Москва: «Интерфакс», 2022.
5. IEA Fuel Report – December 2021, Coal 2021, IEA.- Paris: IEA, 2021.

6. *W.Wade, S. Stapczynski. Russia's War Is Turbocharging the World's Addiction to Coal – Bloomberg, 2022.*
7. Вечерова Е. Угольный дым: почему в Европе открывают закрытые шахты и надолго ли это? – Москва: сетевое издание Forbes, 2022.
8. *W.Wade. U.S. Coal Miners Are 'Sold Out' for 2022 – Bloomberg, 2021.*
9. *Muyu Xu, D. Patton. China April coal imports soar, driven by panic orders in early March – Reuters, 2022.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ В ПЕРИОД ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ

А.М. Мастепанов

Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

Введение

Проблема энергетической безопасности (энергетического благополучия) в самом общем виде предопределена неравномерным размещением по территории Земли природных топливно-энергетических ресурсов и территориальным несовпадением основных энергопотребляющих и энергопроизводящих стран и регионов в конкретных социально-экономических условиях развития человечества [1]. Впервые со всей остротой она была осознана в промышленно развитых странах с рыночной экономикой в результате ближневосточного кризиса в 1973–1974 годах. С этого времени энергетическая безопасность стала приобретать всё большее и большее значение вначале в энергетической политике, а затем и национальной политике не только ведущих стран-импортёров энергоресурсов, но и большинства других государств мира.

На рубеже XX и XXI веков в условиях развернувшейся глобализации энергетическая безопасность, понимаемая, прежде всего как надёжное и бесперебойное снабжение потребителей топливом и энергией в необходимых объёмах и требуемого качества по экономически приемлемым ценам, приобрела новое – глобальное – измерение, и стала одной из самых актуальных составляющих глобальной безопасности. Одновременно энергетическая безопасность стала и одним из основных системных вызовов, с которыми столкнулась современная энергетика [2]. Тем самым энергобезопасность стала одновременно выступать и как техническая, и как экономическая, политическая и философская категория [3]. Естественно, на каждом этапе социально-экономического развития и само понятие «энергетическая безопасность», и меры её обеспечения претерпевают соответствующие, порой весьма значительные изменения.

1. Основные особенности современного этапа глобальных трансформаций и их отражение в целях и задачах обеспечения энергобезопасности

Как известно, жизнь не стоит на месте. Во втором десятилетии XXI века изменения общей ситуации в мире не только получили дальнейшее развитие, но значительно ускорились по всем направлениям. Усиливающаяся нестабильность в мире в условиях нарастающей геополитической напряжённости и усиления межгосударственных противоречий стала приводить к изменению структуры мирового порядка, формированию новой архитектуры, правил и принципов мироустройства. Фактически нормой становятся торговые войны, развитие практики ввода различных экономических санкций и других инструментов недобросовестной конкуренции.

С другой стороны, успехи в развитии мировой ресурсной базы углеводородного сырья и эффективного освоения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) меняют энергетическую карту мира. Озабоченность негативными изменениями климата нашей планеты породила стремление к экологически чистой энергетике (и экономике в целом), к переходу к более инклюзивной, устойчивой, доступной и безопасной энергетической системе, переходу, получившему краткое, но ёмкое название «энергопереход».

Ещё одна особенность текущего этапа развития мировой экономики и энергетики состоит в том, что это развитие стало определяться не только фундаментальными факторами, такими как спрос-предложение, ценовой, технико-технологический и др., но и всей совокупностью огромного количества самых разных, зачастую – разнонаправленных, внешних и внутренних условий, в том числе политических и геополитических. Причем, большинство из этих условий и факторов взаимосвязаны и взаимообусловлены, что повышает степень неопределённости их совокупного воздействия.

События последнего полугодия принесли гораздо больше проблем и неопределённости, чем можно было ожидать, не только для российской экономики, которая попала под мощнейшие санкции и фактически оказалась в изоляции, но и для всей глобальной экономики и энергетики. Как заявила 23 мая в Давосе директор-распорядитель МВФ Кристина Георгиева, «сейчас мировая экономика сталкивается, возможно, с самыми серьёзными испытаниями со времен Второй мировой войны», поскольку на пандемию коронавируса в условиях угрозы изменения климата из-за глобального потепления наложилась специальная военная операция России на Украине, грозя потенциальным слиянием всех этих катаклизмов [4]. Подчеркну, что это было сказано без учёта сценария полного отказа основных импортёров от российских энергоресурсов с заменой их неизвестно чем.

С другой стороны, политическая обстановка и система международных отношений стали претерпевать значительные изменения задолго до сегодняшнего дня из-за появления на мировой политической арене новых мировых лидеров и превращения однополярного мирового устройства в многополярный мир. Поэтому соответствующие тектонические сдвиги в обществе и экономике были ожидаемы, к ним, как говорится, «всё шло». Другое

дело, когда и как, в какой форме эти тектонические сдвиги проявятся. Ведь соответствующие изменения могут вызревать годами и десятилетиями и прорываться внезапно, сопровождаемые пониманием того, что прежнего мира, прежней жизни уже не будет. Более того, эти изменения нелинейны, очень трудно поддаются количественному прогнозированию, отчего их приход практически всегда воспринимается как «неожиданный» [4]. И сегодня, в условиях роста неопределённости и непредвиденных обстоятельств, мы переживаем новый переломный момент, и трудно представить в полной мере масштабы ожидающих нас изменений и их последствий.

В новых условиях стало меняться и содержание самого понятия «энергетическая безопасность», которое существенно расширилось, поскольку энергетические аспекты пронизывают практически все стороны человеческой деятельности, и включает в себя безопасность в политической, экологической и инфраструктурной областях, и даже проблемы терроризма и изменений климата, являясь, по мнению ряда специалистов, своеобразным «общественным благом» [5–6]. Причём, по мнению МЭА, проблема энергетической безопасности состоит уже не в отсутствии энергоресурсов как таковых, а в обеспечении доступа к этим ресурсам. Соответственно, из этого вытекает обострение мировой конкуренции за права и условия этого доступа.

Одновременно стало набирать силу стремление ведущих игроков мировых рынков переосмыслить положение о том, что для обеспечения глобальной энергетической безопасности необходимо международное сотрудничество. Особенно в этом преуспели в последнее десятилетие США. Причины подобного стремления, его движущие силы требуют особого рассмотрения, поскольку без знания этого не только нельзя разработать меры, его нейтрализующие, но и меры адаптивные [7].

Однако сказанное не означает, что отказ от понимания энергетической безопасности как глобальной проблемы в тех же США принижает её значение как таковой и минимизирует усилия по её обеспечению. Напротив, с развитием «сланцевой революции» и ростом самообеспеченности США нефтью и газом исследования энергетической безопасности американскими специалистами активизировались, и ведутся в основном в четырёх измерениях – последствия изменения климата, вопросы национальной безопасности, проблемы энергетического баланса и экономические факторы – с выделением трёх ключевых взаимосвязанных аспектов (геополитического, экономического и природоохранного или экологического) [8]. Более того, специалисты Центра глобальной безопасности Тихоокеанской северо-западной национальной лаборатории (Center for Global Security Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA) – одного из основных исследовательских учреждений этой проблематики, подчёркивают, что «Энергетическая безопасность стала важным элементом поддержания нашего образа жизни» [8].

Процесс переосмысливания проблемы энергетической безопасности активно пошёл и в Европейском Союзе. В Евросоюзе длительное время основными направлениями стратегии энергобезопасности были развитие внутреннего энергетического рынка и рост энергоэффективности, увеличение национального производства возобновляемых видов энергии и диверсификация поставок энергоносителей.

Однако после госпереворота на Украине в 2014 г. и нового витка напряжённости в отношениях с Россией с новой силой зазвучал тезис о необходимости диверсификации поставок газа в ЕС и снижения зависимости от России. Причём речь уже пошла о трёх стратегиях диверсификации: диверсификации импортных источников природного газа, диверсификации маршрутов поставок природного газа и диверсификации источников энергоресурсов как таковых [9].

Одновременно дальнейшее развитие получили и теоретические работы в области энергетической безопасности, в частности – методология оценки её рисков. Наиболее известные работы в этой области – «Index of U.S. Energy Security Risk» и «International Index of Energy Security Risk», выпускаемые Глобальным энергетическим институтом (Global Energy Institute – GEI) Торговой палаты США, и Индекс мировой энергетической трилеммы (World Energy Trilemma Index) МИРЭС.

Индекс риска энергетической безопасности США (Index of U.S. Energy Security Risk или Индекс GEI) разрабатывается и публикуется с 2010 г. Конечной целью GEI при разработке этого Индекса было использование имеющихся данных и прогнозов для разработки показателей четырёх субиндексов, которые описывают геополитические, экономические, экологические риски и надёжность энергоснабжения, и в совокупности, в едином индексе, измеряют риск для общей энергетической безопасности США. Индекс охватывает исторический период с 1970 г. и прогнозируемый период до 2040 г., и анализирует 37 различных показателей риска энергетической безопасности в девяти категориях: глобальные виды топлива; импорт топлива; затраты энергии; волатильность цен и рынка; энергоёмкость; электроэнергетика; транспорт; охрана окружающей среды; фундаментальные научные исследования и разработки в области энергетики [10].

С 2012 г. по аналогичной методике разрабатывается и Международный индекс энергетической безопасности (International Index of Energy Security Risk).

Индекс мировой энергетической трилеммы МИРЭС (Мировой энергетический совет – World Energy Council) начал разрабатывать с 2010 г. в качестве инструмента определения путей энергетической политики. Этот Индекс, по замыслу его создателей, может помочь странам и заинтересованным сторонам в ходе постоянного диалога определить, какие области энергетической политики необходимо улучшить, и привести примеры из других стран, которые могут помочь определить, какие варианты могут быть более подходящими [11]. При его расчёте учитываются 32 показателя эффективности национальной энергетической политики, сгруппированные по трём направлениям: энергетическая безопасность; справедливый доступ к энергии (физическая и финансовая доступность); экологическая устойчивость.

Комментируя результаты исследований, Министр энергетики РФ Н.Г. Шульгинов отметил, что Индекс Трилеммы является хорошим инструментом, позволяющим определить лучшие мировые практики, увидеть необходимость корректировок, и в целом сблизить позиции по отдельным критериям оценок и методологии [12].

2. Энергетическая безопасность России на современном этапе глобальных трансформаций

Как отмечено в [13], Россия традиционно не только в полной мере удовлетворяет свои потребности в топливе и энергии за счёт их отечественного производства, но и является крупнейшим в мире экспортёром энергоресурсов. В силу этого осознание проблемы обеспечения энергобезопасности в нашей стране пришло позже, чем в промышленно развитых странах-импортёрах энергоносителей. Но как только эта проблема была осознана, началась разработка соответствующей системы мер, обеспечивающих такую безопасность.

Уже в середине 1990-х гг. Министерство топлива и энергетики РФ с участием представителей Минэкономики России, МИД России, Миннауки России, а также ряда научно-исследовательских институтов РАН разработало проект Доктрины энергетической безопасности России, который, в конечном итоге, был рассмотрен и одобрен на заседании НТС Совета Безопасности РФ. Этот документ соответствовал Основным направлениям энергетической политики РФ на период до 2010 г., утверждённым Указом Президента Российской Федерации № 472 от 7 мая 1995 г., и был ориентирован на реализацию осуществляемых в стране экономических преобразований¹.

После публикации и обсуждения проекта Доктрины энергетической безопасности, исследования энергобезопасности получили в России дополнительный стимул. В частности, в 2000–2005 гг. в рамках многотомного проекта «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты»² был опубликован тематический блок книг, посвящённых проблемам энергетической безопасности России («ТЭК и государство», «Нефтяной комплекс России», «Проблемы функционирования и развития электроэнергетики», «Газовая промышленность России»)³. Авторами этих изданий выступили более ста ведущих специалистов и учёных федеральных министерств РФ, отраслевых, независимых и академических НИИ и организаций.

Новый рост интереса к проблематике энергетической безопасности в России начался после мирового экономического кризиса 2008–2009 гг. и последующего за ним периода низких цен на экспортируемые из страны энергоресурсы. В 2009 г. разрабатывается и принимается «Стратегия национальной безопасности Российской Федерации до 2020 года» – базовый документ по развитию системы обеспечения национальной безопасности России. В том же 2009 г. принимается Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., а в 2011 г. – Федеральный закон «О безопасности объектов ТЭК». А 29 ноября 2012 г. Президент РФ протокольно утвердил и Доктрину энергетической безопасности [13].

Таким образом, в начале второго десятилетия XXI века в России была создана целостная система мониторинга и обеспечения энергетической безопасности страны, опирающаяся на оригинальные отечественные научные разработки, которая позволила энергетике России достойно отреагировать на основные вызовы внешнего и внутреннего характера [13].

Рассмотренные выше изменения общей ситуации в мире во втором десятилетии XXI века потребовали дальнейшего совершенствования созданной системы мониторинга и обеспечения не только энергетической безопасности Российской Федерации, но и национальной безопасности страны в целом. Результатом этой работы стали два документа:

- Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации (Доктрина-2019), утверждённая Указом Президента РФ от 13 мая 2019 г. № 216,
- и Стратегия национальной безопасности Российской Федерации, утверждённая Указом Президента Российской Федерации от 2 июля 2021 г. № 400.

Не касаясь сильных и слабых сторон этих документов, что было сделано нами в [14], отметим лишь следующее:

- в целом реализация Доктрины-2019 осуществляется субъектами энергобезопасности достаточно успешно;
- выстроенная система мер обеспечения и управления рисками в области энергобезопасности позволяет достаточно эффективно отслеживать угрозы и проводить её мониторинг;
- анализ состояния ТЭК и энергетической инфраструктуры России, а также принимаемых мер по обеспечению энергобезопасности свидетельствуют, что состояние в этой области до последних событий в целом находилось в удовлетворительном состоянии.

Ещё в сентябре 2021 г. нами было подчёркнуто, что в краткосрочной перспективе (в период до 2025 г.) основными угрозами энергобезопасности России останутся внешние угрозы – внешнеэкономические, внешнеполитические и военно-политические. Их действие в первую очередь будет направлено на срыв экспортных обязательств и проектов России, и дестабилизацию, как внутреннего энергообеспечения, так и всей экономики страны. Внешние угрозы через механизм санкционного давления, усиливая действие внутренних факторов, обостряют и могут довести до критических параметров такие угрозы, как дефицит инвестиций в ТЭК и низкая инновационная активность в энергетике и смежных отраслях. Последняя, в свою очередь, приводит к отставанию в освоении критически важных технологий. Отставанию, особенно чувствительному в условиях ограниченного доступа к их импорту [14,15]. К сожалению, так и произошло.

¹ Подробнее об этом см., напр., [13].

² Научный руководитель проекта академик РАН К.В. Фролов, ответственный секретарь – проф. Ф.Ф. Светик.

³ Редакционная коллегия тематического блока: Е.А. Телегина, В.Ю. Алекперов, А.А. Арбатов, В.В. Бушуев, Е.П. Велихов, А.И. Владимиров, Р.И. Вяхирев, В.И. Грайфер, И.Д. Иванов, А.М. Мастепанов, Е.М. Примаков, Л.А. Федун, Ю.К. Шафраник.

Среди основных целей и задач развития энергетики России в новых условиях, обеспечивающих энергобезопасность страны, особо хотелось бы отметить следующие:

- полная отвязка внутренних цен на энергоресурсы от так называемых «мировых», которые в условиях санкционного давления на основные страны-производители и экспортёры энергоносителей, в условиях искусственного дефицита на мировых рынках ни о чём не говорят;
- насыщение внутреннего рынка дешёвым топливом и энергией, создающим условия для развития перерабатывающей промышленности и отечественной экономики в целом;
- подтверждение экологически чистого пути развития экономики и энергетики России – мы это делаем не в угоду зарубежным «партнёрам», а исходя из коренных интересов человечества. Отсюда – дальнейшее развитие «полной» газификации и электрификации страны, господдержка ВИЭ и атомной энергетики;
- полная импортнезависимость энергетики в части оборудования и технологий, создание собственного производства соответствующей элементной базы, комплектующих и т.п.;
- всё что делается и намечается делать – только в интересах России и её народа.

Все эти и другие откорректированные цели и задачи развития энергетики России необходимо отразить и в основных стратегических документах, в частности, в Энергетической стратегии Российской Федерации (решение о её актуализации уже принято) и Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации.

Исходя из условий высокой неопределённости дальнейшего развития ситуации, необходимо также выстраивать заново всю отечественную систему мониторинга и прогнозирования мировой экономики, в том числе и нефтегазового сектора. Пока такой системы в стране нет. Создание её могло бы стать результатом совместной работы РАН, Минэнерго, Минэкономразвития и Минпромторга России [15].

И последнее (и об этом тоже говорилось не один раз): России, в условиях значительной неопределённости дальнейшего развития ситуации, необходимо готовиться к любому повороту событий. Но чтобы быть к нему готовым, надо, прежде всего, иметь (и непрерывно развивать!) соответствующий научно-технический и кадровый потенциал, совершенствовать структуру экономики [15].

Литература

1. *Мастепанов А.М.* Энергетическая безопасность как фактор современного мира//Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2021, № 5 (197). – С. 5–13.
2. *Мастепанов А.М.* Мировая энергетика: основные проблемы и тенденции развития. Глава 4 учебника «Современная мировая политика» / Под ред. Е. П. Бажанова; 2-е изд. Дипломатическая академия МИД России. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2019. – С. 67–99.
3. *Мастепанов А.М., Чигарев Б.Н.* The Energy Trilemma Index как оценка энергетической безопасности// Энергетическая политика. № 8 (150), август 2020. – С. 66–83.
4. *Мастепанов А.М.* Об основных задачах российской экономики в условиях глобальных трансформаций// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2022. № 7 (211). – С. 5–7.
5. *Денчев К.* Мировая энергетическая безопасность: история и перспективы. – URL: http://www.hist.msu.ru/Journals/NNI/pdfs/Denchev_2010.pdf
6. *Mandil Cl.* Energy Security: the IEA's Perspective. New Orleans, 2007, p. 18. – URL: <http://www.iea.org/rext-base/speech/2007/mandil/NewOrleans.pdf>.
7. *Мастепанов А.М.* Энергетическая безопасность в системе глобальных вызовов современности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2021. № 4 (196). – С. 5–7.
8. *Carol Kessler and Sean Kreyling.* Energy Security: The United States & China. Center for Global Security. PNNL-SA-59630, March 2009. – URL: <https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/10/EnergySecurity.pdf>
9. Hard Truths, Difficult Choices. Recommendations to the G-7 on bolstering Energy Security. Institute for the Analysis of Global Security, MAY 2014. – URL: <http://www.iags.org/G7energysecurityreport.pdf>
10. Index of U.S. Energy Security Risk. 2020 EDITION. Global Energy Institute U.S. Chamber of Commerce. – URL: 024036 Global Energy Institute US Index_Web.pdf
11. World Energy Trilemma Index 2020, published by the World Energy Council in partnership with Oliver Wyman. – URL: [World_Energy_Trilemma_Index_2020_-_REPORT.pdf](http://www.worldenergy.org/World_Energy_Trilemma_Index_2020_-_REPORT.pdf) (worldenergy.org)
12. Новости РНКМИРЭС. 29.03.2021 – URL: <https://wecru.ru/news/detail.php?ID=138>.
13. *Мастепанов А.М.* Становление понятия «энергетическая безопасность России»//Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2021. № 7(199). – С. 5–13.
14. *Мастепанов А.М.* Ожидаемая трансформация основных угроз энергетической безопасности России и меры, необходимые для их нейтрализации// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2021. № 9(201). – С. 5–12.
15. *Мастепанов А.М.* Энергетическая безопасность в период геополитической и экономической неопределённости// Бурение и нефть. № 1, 2022. – С. 6–9.

ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ ПО УЛАВЛИВАНИЮ CO₂ В ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.В. Капуста, А.А. Кундик, К.Ю. Кызыма

ООО «Газпромнефть-Оренбург», *Kundik.AA@gazprom-neft.ru*

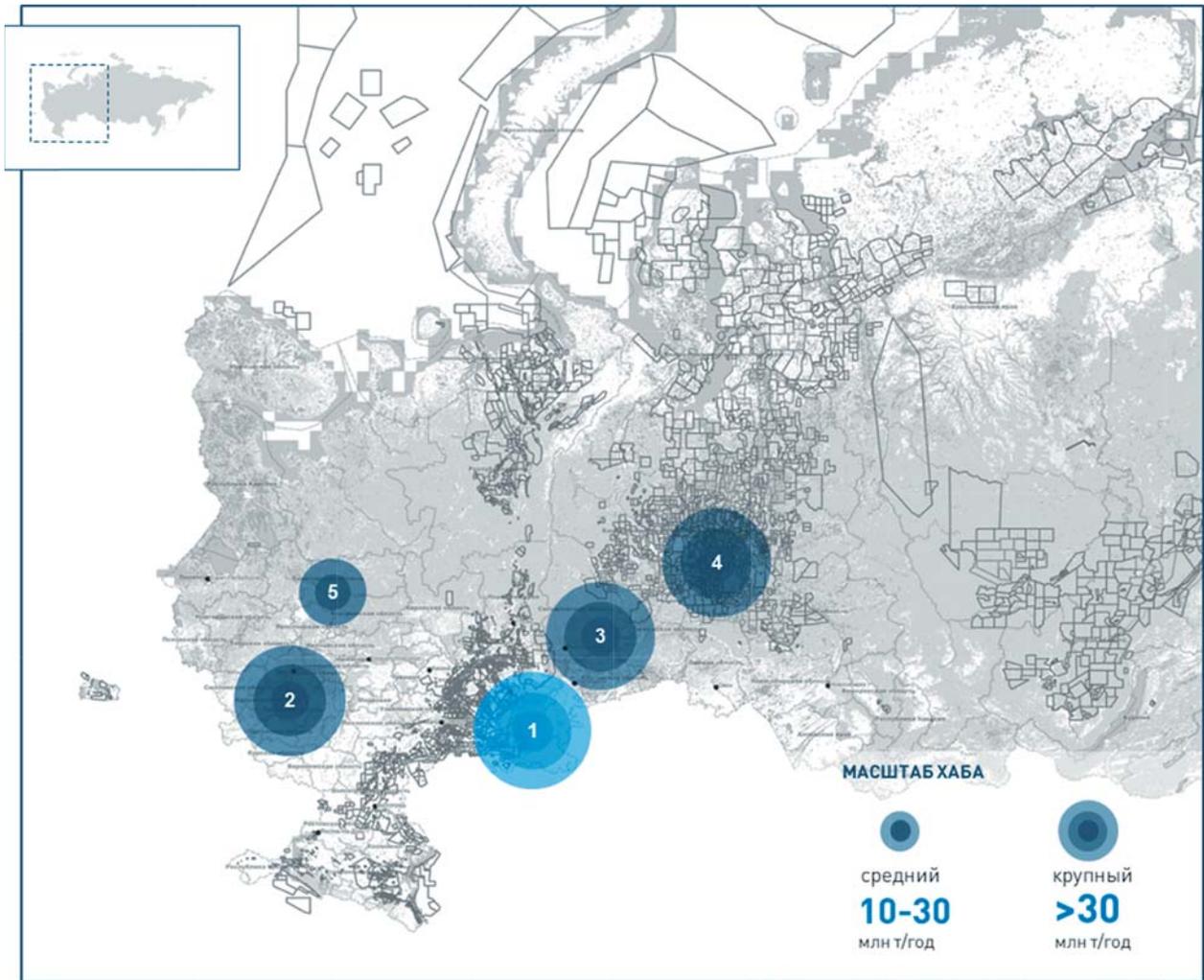
Климатическая повестка, которую в РФ особенно громко стали обсуждать в 2020 году с появлением первых редакций Трансграничного углеродного регулирования в Европейском Союзе, в течении десятилетий формировала особенный потребительский запрос на крупнейших мировых рынках. С этим запросом Российской экономике, основная часть экспорта которой традиционно направлялась в страны с высоким влиянием климатической повестки (по результатам 2021 года примерно 41,5% российского экспорта приходится на страны ЕС и США), жизненно необходимо считаться и переориентироваться на изменяющуюся потребительскую среду. Разворот на Восток, включая Китай (по результатам 2021 года 13,7% Российского экспорта направлялась в Китай. Эта цифра будет расти с учетом текущих санкционных ограничений), может дать временную отсрочку, но принципиально картины не изменит, т.к. крупнейшие потребительские рынки будут оказывать влияние и на Азиатский регион, где уже видимо направленное движение на декарбонизацию и ограничение выбросов парниковых газов. Так, в Китае с 2010-х годов функционируют семь пилотных углеродных рынков регионального значения, а в 2021 году запущена национальная система торговли углеродом, где цена за 1 тн CO₂ составляла примерно 50 CNY или 7,6 USD¹. То есть, Китай через 16 лет после ЕС запустил рыночный механизм регулирования выбросов парниковых газов. Следующим шагом, аналогично дорожной карте ЕС может стать введение дополнительных сборов с ввозимой продукции, произведенной с выбросами углерода. По нашим оценкам, этого стоит ожидать в горизонте 2030–2040 гг.

Все вышеизложенное говорит о сформировавшемся видении рынка будущего, в котором товары, произведенные с высоким углеродным следом, т.н. «грязные» товары, будут просто неконкурентоспособны. И чтобы успешно встроиться в новую концепцию будущего мирового рынка Российской экономике будет необходимо декарбонизироваться. Сама по себе задача декарбонизации может состоять из трёх основных блоков: разработка и внедрение безуглеродной энергетики (водород, ВИЭ и т.д.), технологии CCUS (улавливание и утилизация углерода) и природные климатические мероприятия (использование естественной поглощающей способности растений и лесов). Именно технологии CCUS могут позволить максимально оптимально использовать существующую энергетическую инфраструктуру в новой парадигме климатической повестки, поскольку заключаются в переработке продуктов горения (технология Post-combustion) или исходного топлива (Oxy-combustion и Pre-combustion) на действующих объектах эмиссии, каковыми могут быть энерго- и теплогенерирующие предприятия, металлургические комбинаты, химические производства и т.д. Выделенный в процессе переработки CO₂ направляется в геологические резервуары для бессрочного размещения, иными словами – утилизации, с гарантией отсутствия его выхода на поверхность в том или ином состоянии. Поэтому важным элементом для реализации таких проектов является наличие хорошо изученных геологических резервуаров для размещения CO₂. Россия обладает значительным потенциалом для крупнотоннажного размещения CO₂. По оценкам специалистов, потенциальный объём двуокси углерода, который может быть размещён в хорошо изученных нефтяных и газовых месторождениях составляет 305 Гт². С учетом использования водоносных структур потенциал для размещения CO₂ может составлять до 4000 Гт.²

Географические, индустриальные и геологические особенности РФ позволяют выделить несколько потенциальных хабов по декарбонизации (рис. 1). Главными признаками потенциально успешного хаба CCUS являются: наличие стабильного источника техногенных выбросов и хорошая геологическая изученность объекта размещения CO₂. Оба вышеназванных фактора безусловно сходятся только в Поволжье, где потенциальный CCUS-хаб может охватывать хорошо изученные нефтяные и газовые месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на территории Республики Татарстан, Республики Башкирия, Самарской и Оренбургской областей в качестве объектов размещения CO₂; и энерго- и теплогенерирующие, газохимические комплексы, расположенные на территории вышеназванных субъектов РФ, а так же крупные металлургические комплексы Оренбургской, Челябинской и Свердловской областей в качестве объектов декарбонизации производств.

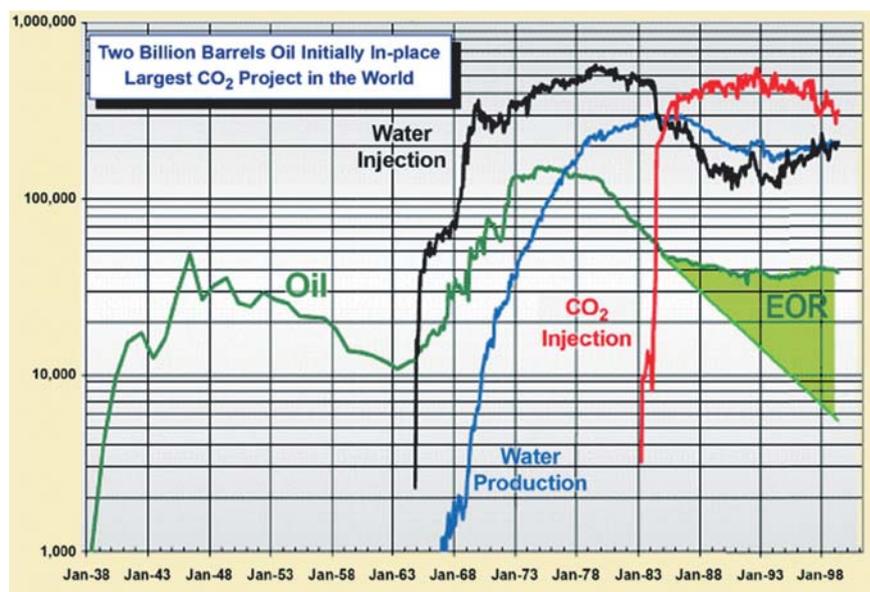
Технологии, связанные с улавливанием CO₂ и его дальнейшим использованием или размещением на бессрочное хранение, не являются новшеством. На текущий момент в мире уже насчитывается более 100 CCUS-проектов, из которых примерно 80% связаны с использованием CO₂ для увеличения нефтеотдачи. Все проекты реализованы либо при прямом участии Государства, либо монетизируются с помощью полноценно функционирующих рыночных механизмов (таких, как системы торговли квотами на выбросы).

Помимо широко известных свойств оказывать парниковый эффект, вызывая тем самым повышение температуры окружающей среды, CO₂ известен более узкому кругу специалистов-нефтяников, как эффективный агент вытеснения нефти, позволяющий, при правильном использовании, дополнительно извлекать до 90% остаточных запасов. Традиционно, в РФ в качестве вторичных методов увеличения нефтеотдачи используют воду, что позволяет увеличить КИН, коэффициент извлечения нефти, на 10–20% относительно разработки залежей в режиме истощения. Мировой опыт показывает, что использование CO₂ в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи позволит увеличить КИН ещё на 10–20% дополнительно к эффекту от заводнения (рис. 2).



Источник: ПАО «Газпром нефть»

Рис. 1. Потенциальные хабы по декарбонизации в Российской Федерации на подложке с лицензионными участками недр, охваченными поисково-разведочными геологическими работами (1 – Поволжье, 2 – Центр, 3 – Южный Урал, 4 – Западная Сибирь, 5 – Северо-Запад).

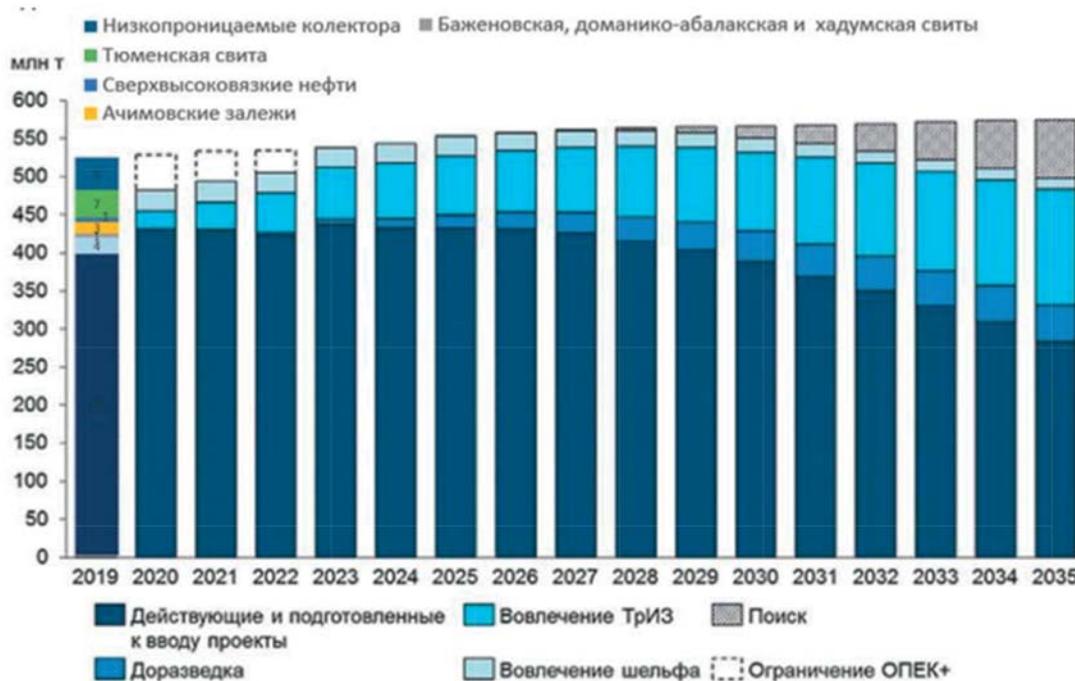


Источник: Shell, Occidental

Рис. 2. Показатели добычи на месторождении Wason (зелёная линия) с учётом нагнетания сначала воды (черная линия), а затем и CO_2 (красная линия). Эффект от CO_2 выделен зелёной заливкой.

В условиях отсутствия в РФ каких-либо механизмов монетизации климатических проектов, направленных на декарбонизацию экономики, одним из главных способов возврата инвестиций может быть дополнительная добыча нефти за счёт вытеснения двуокисью углерода. По нашим оценкам, закачка CO₂ в целях увеличения нефтеотдачи позволит оставлять в пластах 55–70% от всего используемого объёма углекислого газа в случае отсутствия системы рецилинга и до 95% в случае её создания. Скорость появления CO₂ в добывающих скважинах зависит от геолого-физических характеристик и принятой системы разработки каждого конкретного месторождения, и может составлять от пары месяцев до 5–7 лет для месторождений Волго-Уральской НПП, поэтому вопрос контроля появления CO₂ в добывающих скважинах является одним из краеугольных для подтверждения его размещения в недрах на долгосрочное хранение и, тем самым, доказательства реализации мероприятия по декарбонизации производства, откуда данный CO₂ был секвестрирован и доставлен. Потенциальный эффект от реализации метода увеличения нефтеотдачи, основанном на закачке CO₂, может составлять объёмы добычи нефти, сравнимые с эффектом от ввода новых месторождений.

Добыча нефти в РФ вышла на полку и находится в диапазоне 500–560 млн тн в год. Сохранение данных показателей является одной из ключевых задач, стоящих перед отраслью в среднесрочной и долгосрочной перспективах (рис. 3). Компенсация падения добычи на разрабатываемых месторождениях, на сегодняшний день, реализуема за счёт трудноизвлекаемой нефти, арктического шельфа и новых месторождений, ввод которых будет необходим, начиная с 2028 года. Эпоха легкой нефти в РФ кончается. Российской нефтяной отрасли необходим избыточный набор инструментов для восполнения извлекаемых запасов – и если в направлении ТРИЗ Правительством предложен конкретный набор мер поддержки, предполагающий различные налоговые льготы, то с вводом новых месторождений все обстоит сложнее. Помимо финансовых рисков, характеризующих сложность запуска небольших и (или) автономных месторождений, на долю которых приходится большая часть новой ресурсной базы, существует ещё целый набор геологических рисков, которые традиционно сопровождают поисково-разведочные активы на ранней стадии. Шельфовая разработка в условиях санкционных ограничений и вовсе не представляется реализуемой. Иными словами, достижение стратегических планов по обеспечению полки по добыче нефти в стране принятым на сегодня способом выглядит сверхамбициозно и трудноосуществимо, отрасли необходимо иметь в запасе технологии интенсификации добычи, позволяющие увеличить КИН на зрелых месторождениях на 10–20%. Показательно, что в США задача по поддержанию добычи с 80-х годов решалась во многом полномасштабной закачкой CO₂. В Российском сообществе методы увеличения нефтеотдачи с закачкой CO₂ не рассматривались ввиду отсутствия природных источников углекислого газа и мотивации улавливания CO₂ из антропогенных выбросов. С 2020 года с первой редакцией трансграничного углеродного регулирования ЕС (ТУР) ситуация с мотивацией поменялась. По нашим оценкам, потенциал только Волго-Уральской нефтегазоносной области, которая сегодня даёт примерно 20% нефти в РФ, по дополнительной нефти за счёт закачки CO₂ может составлять до 10–25 млн тн ежегодно. Так же, по нашим оценкам, показатель удельных инвестиций на добычу нефти CAPEX/Q (руб./тн) на проектах МУН с закачкой CO₂ ниже аналогичного показателя при вводе новых месторождений в разработку на 1500 руб./тн, что продиктовано отчасти отсутствием необходимости реализовывать новую капиталоемкую добычную инфраструктуру.

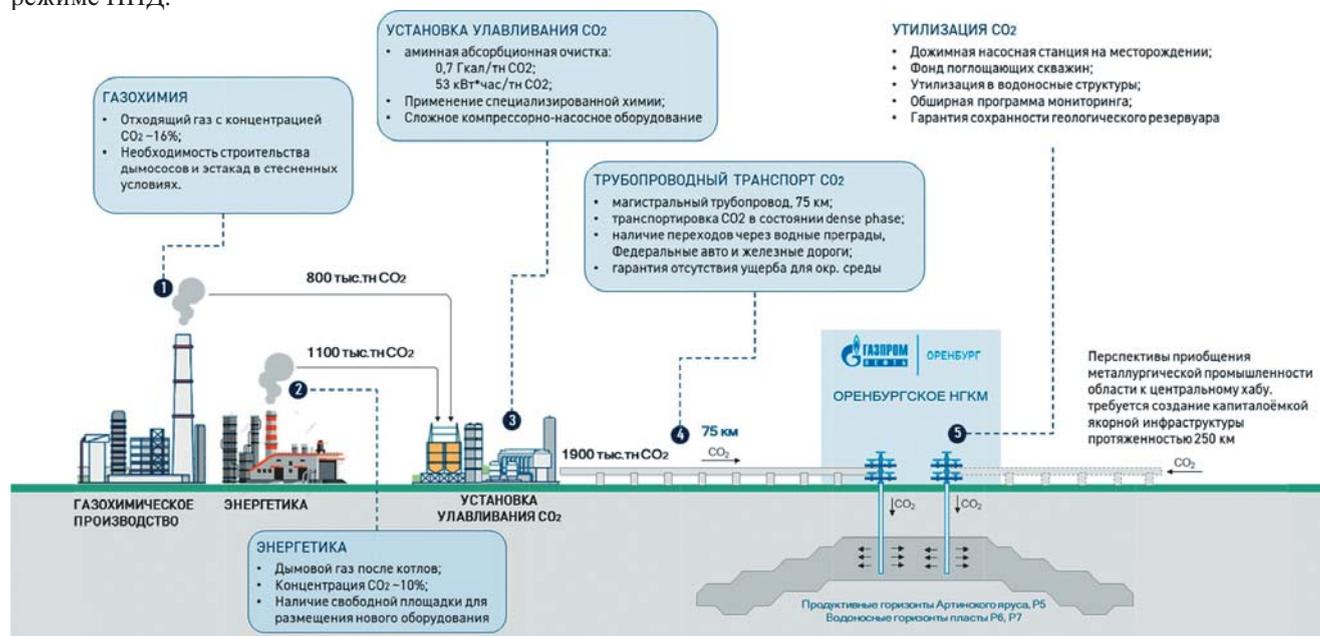


Источник: ПАО «Газпром нефть»

Рис. 3. Прогноз добычи нефти в РФ в разрезе структуры запасов, млн тн.

Учитывая масштабы предполагаемого эффекта для экономики РФ стоит говорить о целой новой отрасли, для которой необходимо создание регуляторной базы, интегрированной в международные климатические механизмы, а так же, выстроенная система взаимодействия основных участников процесса таких как Государство, эмитенты, операторы месторождения и т.д. Компания ПАО «Газпром нефть» в 2021 году анонсировала реализацию пилотного проекта CCUS в Оренбургской области, охватывающего все процессную цепочку: от эмитентов различной направленности (химическая, тепло- и энергогенерирующая, а так же металлургическая промышленности) до аспектов геологического размещения CO_2 в недрах. В рамках пилотного проекта предполагается, впервые в РФ, решить технические задачи по организации крупнотоннажного улавливания, транспортировки и хранения CO_2 , а так же, создать и настроить системы государственного регулирования и взаимодействия всех участников процесса CCUS. С учётом текущих ограничений доступа к иностранным технологиям, на базе пилотного проекта возможно создание полигона отечественных технологий для обработки и транспортировки CO_2 на протяжённые расстояния.

Первая очередь пилотного проекта охватывает 1,1 млн т CO_2 от тепло- и энергогенерирующего предприятия. Вторая очередь подразумевает подключение ещё 800 тыс.тн с газохимического предприятия. Третья очередь расширения может позволить подключить ещё 2 млн тн CO_2 с металлургического комбината (рис. 4). Производственная цепочка пилотного проекта предусматривает установку аминовой очистки на площадке эмитентов первой очереди, магистральный трубопровод длиной 75 км для транспортировки CO_2 в состоянии dense phase, дожимную насосную станцию на месторождении и нагнетательный фонд скважин для организации закачки CO_2 в режиме ППД.



Источник: ООО «Газпромнефть-Оренбург»

Рис. 4. Технологическая цепочка пилотного проекта CCUS в Оренбурге.

Важным вопросом является контроль появления CO_2 в добывающих скважинах, поэтому в рамках пилотного проекта предусматривается создание системы мониторинга с возможностью интеграции в системы государственного надзора. Методологическую и нормативную обвязку процессов CCUS так же предстоит разработать в ходе проекта в тесном контакте со всеми заинтересованными сторонами.

Пилотный проект имеет возможность дальнейшего расширения до размера регионального хаба с возможностью улавливания и утилизации около 20 млн т ежегодно, чему благоприятствует два важных фактора: потенциал нефтяных и газовых месторождений и локализация промышленности, заинтересованной в декарбонизации собственных производств. Наличие узлового газоперерабатывающего предприятия делает возможным реализацию системы полного рецикла CO_2 , обеспечивая тем самым минимум 95% поглощения всех направленных в потенциальный хаб выбросов.

Сегодня одной из основных задач, стоящей перед пилотным проектом является определение механизма его монетизации в условиях отсутствия климатического рынка и государственных мер, направленных на создание специальных условий финансовой поддержки. Основным объектом для дискуссии в данном контексте служит значение $\text{cost}+$ для 1 т CO_2 , уловленного и утилизированного. По текущим оценкам, для Оренбургского пилотного проекта это значение варьируется в границах 54–74 EUR, что соответствует текущим рыночным значениям на ETS (рис. 5). Исходя из возможных способов государственной поддержки наиболее релевантными для проекта являются: обнуление ставки НДС для нефти, добытой от МУН с закачкой CO_2 ; возмещение затрат на реализацию проекта через вычет по НДС для оператора месторождения; возмещение затрат через механизм ДПМ (договор

поставки мощности) для энергогенерирующих предприятий. Стоит отметить, что большинство проектов CCUS в мире (более 70%) реализованы при прямой поддержке Государства, даже в условиях функционирования полноценных рыночных механизмов, таких как системы торговли квотами на выбросы.



Источник: ООО «Газпромнефть-Оренбург»

Рис. 5. Прогноз стоимости тн CO₂ на ETS и оценка стоимости углеродной единицы для пилотного проекта в Оренбурге.

Оренбургский пилотный проект может стать фундаментом для будущей отрасли CCUS в России, запустив тем самым так необходимый процесс модернизации текущих производств и трансформации российской экономики. Но для его реализации необходимо прямое участие Государства, разработка и внедрение механизмов поддержки подобных проектов и формирование специального налогового окружения.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ С ЦЕЛЬЮ РАЗМЕЩЕНИЯ В ПЛАСТАХ ГОРНЫХ ПОРОД ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

А.В. Багликов, Л.Е. Ламбева, И.А. Дамаскин¹, Т.А. Боровская¹, И.А. Вагабов, С.А. Белова, О.С. Кравченко

ФГКУ «Росгеолэкспертиза», г. Москва, abaglikov@rgexp.ru,
Западно-Сибирское ТО ФГКУ «Росгеолэкспертиза», г. Тюмень

В соответствии с ч. 4 ст. 36.1 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон РФ «О недрах») работы по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых, осуществляемые за счёт средств пользователей недр, проводятся в соответствии с утверждённой проектной документацией [1].

При этом требования к составу и содержанию проектной документации на проведение работ по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых определяются Правилами подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, утвержденными приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 352 (далее – Правила) [2].

В ФГКУ «Росгеолэкспертиза» разрабатываются Методические рекомендации по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода (далее – Рекомендации) [3].

Рекомендации направлены на оказание практической помощи Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и организациям, находящимся в ведении Федерального агентства по недропользованию, пользователям недр и организациям, осуществляющим подготовку проектной документации (проектировщикам).

Рекомендации основаны на положениях законодательства о недрах, документах, предусмотренных законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и стандартизации, документах Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), методических документах, и принятой мировой практики.

Рекомендации по основному содержанию включают:

- Общие рекомендации по подготовке проектной документации,
- Рекомендации по составу технического (геологического) задания,
- Рекомендации по составу разделов проектной документации,
- Рекомендации по составу прилагаемых материалов и документов к проектной документации,
- Рекомендации по оформлению проектной документации, в т. ч. графических приложений,
- Рекомендации по подготовке дополнений и изменений в действующую проектную документацию.

В рекомендациях даны общие разъяснения по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода в зависимости типа подземного резервуара, пластовых или заданных термобарических условий размещения диоксида углерода, методики проведения геологоразведочных работ и иных критериев в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Даны разъяснения по составу **технического (геологического) задания** на проведение геологоразведочных работ исходя из этапа, стадии и сроков проведения работ, характеристик объекта, в том числе по содержанию основных частей (разделов) геологического задания.

Приведены рекомендации по составу раздела «**Общая характеристика геологической изученности объекта**» проектной документации, в том числе по составу таблиц и графических приложений, и по основным требованиям Правил, а именно:

Обзор, общее описание и краткий анализ результатов ранее выполненных на объекте геологоразведочных работ, включая сведения об изученности объекта геологического изучения, в т. ч. по результатам научно-исследовательских, тематических и опытно-методических работ;

Обзор данных по тектонике, стратиграфии, закономерностям размещения полезных ископаемых, гидрогеологии, инженерно-геологическим условиям, ресурсам и запасам полезных ископаемых;

При этом приводятся ссылки на используемые материалы и документы.

К указанной геологической информации о недрах прикладывают исходные картографические материалы.

На основе приведённых фактических сведений и данных обосновывается геологическая модель объекта проведения работ – подземного резервуара.

Приведены рекомендации по составу раздела «**Методика проведения геологоразведочных работ**» проектной документации», в том числе по составу таблиц и графических приложений, и по основным требованиям Правил, а именно:

Обоснование рационального общего комплекса планируемых геологоразведочных работ, включая виды, объёмы и их последовательность, исходя из:

- степени геологической изученности объекта;
- методики, техники, технологии проведения геологоразведочных работ;
- условий лицензии на пользование недрами;
- требований технического (геологического) задания;
- и иных документов используемых в мировой практике.

На основании обоснованного общего комплекса геологоразведочных работ по каждому виду геологоразведочных работ в разделе последовательно приводят следующие сведения и данные:

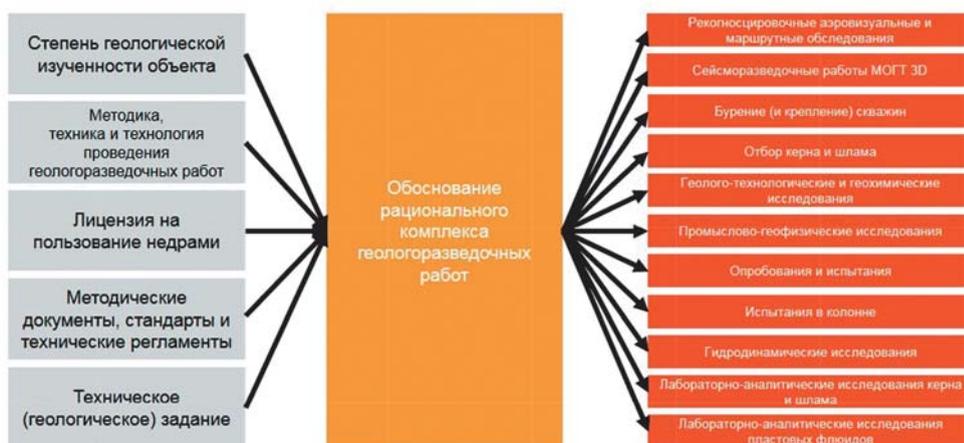
- наименование вида геологоразведочных работ;
- обоснование проведения проектируемого вида геологоразведочных работ;
- сведения о конкретных местах проведения геологоразведочных работ на объекте, качественные и количественные параметры геологоразведочных работ;
- картографические и иные графические материалы, обосновывающие проведение геологоразведочных работ в плане и в разрезе на площади объекта;
- описание порядка проведения работ, описание сопутствующих видов работ (при наличии);
- перечень технических средств и оборудования, используемых при проведении работ.

На схемах 1, 2 и 3 продемонстрированы основные позиции на которые следует ориентироваться при подготовке основных разделов проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода.



Схема 1

Структура раздела «Методика проведения геологоразведочных работ» (п.29-31 Правил проектирования)



ПРОЕКТ



14

Схема 2

В разделе «Методика проведения геологоразведочных работ» по каждому виду работ приводятся следующие сведения и данные:



ПРОЕКТ



15

Схема 3

Литература

1. Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
2. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 № 352 «Об утверждении Правил подготовки проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых» (в редакции Приказа МПР РФ от 29.05.2018 № 226).
3. Методические рекомендации по подготовке проектной документации на осуществление работ по геологическому изучению и оценке пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения в пластах горных пород диоксида углерода.

К ВОПРОСУ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СОЗДАНИЯ ВОДОРОДНОЙ, СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРЯНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Г.А. Глебов¹, В.Г. Цегельский²

¹ КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева, г. Казань, ² МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва, user46@ro.ru

В настоящее время широко используется гипотеза, согласно которой повышение среднеглобальной температуры воздуха вызвано ростом концентрации парникового газа CO_2 в атмосфере из-за использования человечеством углеводородных топлив. Эта гипотеза принята на международном уровне как основная для обоснования антикарбонизации энергетики, хотя она критикуется многими учеными мира (см., например, [1–3]). С момента индустриальной революции концентрация CO_2 в атмосфере увеличилась на $\approx 50\%$ и особенно резко в последние годы. На основании этого и предполагают, что CO_2 является виновником потепления на Земле. Но так ли это? Говоря о 50% увеличении содержания CO_2 в атмосфере, ничего не говорится о многократном увеличении за этот период потребляемой человечеством энергии. Существует ряд организаций, ведущих регулярный статистический учёт используемой человечеством первичной энергии, например, Международное Энергетическое Агентство (МЭА). Для измерения первичной энергии часто используют тонну нефтяного эквивалента (т.н.э.) равную 41,868 ГДж. Такое количество тепловой энергии выделяется при сгорании одной среднестатистической тонны нефти. Согласно статистических данных мировое производство первичной энергии с 1860 года по 2015 год увеличилось приблизительно в 40 раз. Эта энергия переходит в виде теплоты в атмосферу и разогревает её. Однако тепловые выбросы в атмосферу не учитывают, а всю борьбу с потеплением сосредоточили только на диоксиде углерода и в первую очередь на углеродной энергетике, как основном источнике увеличения CO_2 в атмосфере. Чтобы определить влияние используемого углеводородного топлива на увеличение концентрации CO_2 в атмосфере необходимо знать зависимость изменения этой концентрации от количества выделяемого углекислого газа при сжигании топлива. Так как по данным МЭА в структуре энергетики 2015 года более 80% производства первичной энергии приходилось на углеводородные топлива, то можно считать, что график зависимости концентрации CO_2 в атмосфере от количества используемой человечеством первичной энергии будет аналогичен графику этой же зависимости от количества выделяемого углекислого газа при сжигании топлива.

На рис. 1 представлена зависимость отношения концентрации CO_2 в атмосфере к количеству потребляемой первичной энергии по годам. Видно, что эта зависимость падает по экспоненте и стремится к нулю. График указывает на то, что концентрация CO_2 в атмосфере с годами практически перестает реагировать на сжигание каждого очередного миллиона т.н.э. Из этого следует, что не углеродная энергетика является причиной резкого увеличения концентрации CO_2 в атмосфере.

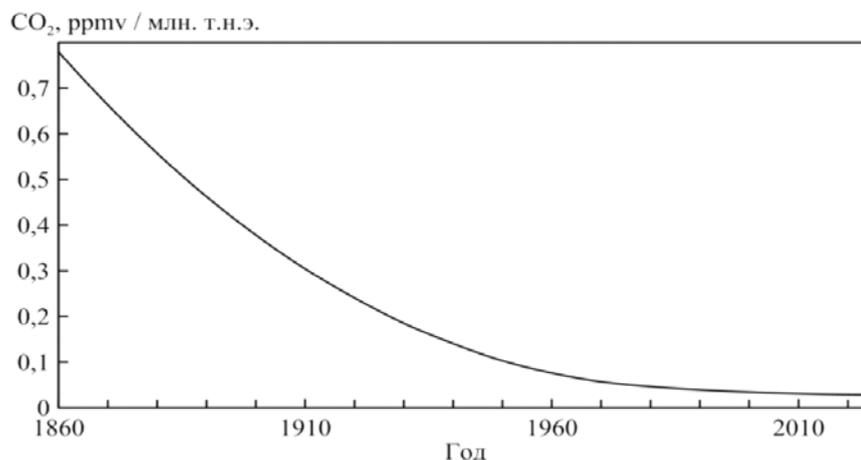


Рис. 1. Зависимость отношения концентрации CO_2 в атмосфере к количеству потребляемой первичной энергии по годам.

Нет ни одного достоверного доказательства, подтверждающего примитивную гипотезу о зависимости температуры на Земле только от концентрации CO_2 в атмосфере. В соответствии с этой гипотезой температура атмосферы изменяется вследствие изменения в ней концентрации CO_2 . На самом деле все наоборот. Существуют прямые свидетельства того, что изменение содержания CO_2 в атмосфере является следствием изменения температуры, а не причиной [4, 5]. Так, например, сначала происходит изменение температуры океана, содержащего намного большее количество CO_2 по сравнению с атмосферой, а затем, через некоторый промежуток времени, начинает изменяться концентрация углекислого газа в атмосфере [5]. Из изложенного следует, что не выделяемый в атмосферу диоксид углерода при использовании углеводородной энергетики является причиной потепления климата.

Чтобы определить, как природные и антропогенные процессы влияют на климат Земли, надо понять природу чередования ледниковых и межледниковых периодов в истории Земли, сопровождающихся изменением состояния атмосферы и климата. Выдвинуто много разных гипотез предполагающих причину наступления ледникового

периода, изменяющего климат. Большинство гипотез объединяет то, что оледенение начинается при значительном изменении баланса тепловых потоков в атмосфере (см. [3]). В работе [3], рассматривая атмосферу как неравновесную термодинамическую систему и применяя к ней общие закономерности изменения состояний далёких от равновесия термодинамических систем, изложенных в [6], показано влияние на изменения состояний атмосферы таких факторов, как вулканическая и тектоническая активность, изменения параметров земной орбиты и солнечной активности, ядерных взрывов и многих других. В том числе оценено влияние тепловой энергии, выделяемой в атмосферу при использовании человечеством первичной энергии.

Согласно статистическим данным мировое потребление первичной энергии в 2020 году составило 15130 млн т.н.э., или в пересчёте $0,63346 \cdot 10^{21}$ Дж/год. Эта энергия после использования человечеством переходит в теплоту, которая могла бы подогреть всю массу воздуха атмосферы на $\sim 0,12$ градуса в год. Мировой океан аккумулирует часть этой энергии, в том числе из-за таяния ледников, и не позволяет атмосфере быстро нагреваться. Так, например, если бы вся эта тепловая энергия пошла только на таяние ледников, то можно было бы растопить около $1,9 \cdot 10^{12}$ т льда, что соответствует 2100 км^3 льда. Более ярко этот объём можно представить в форме ледяного покрова толщиной 3 м, занимающего квадратное поле со стороной ~ 840 км. В [3] показано, что величина этой тепловой энергии («теплого загрязнения» атмосферы) сопоставима с годовым изменением баланса лучистой энергии из-за изменения альбедо Земли.

В последние годы в связи с изменением климата на Земле заговорили о «зелёной» энергетике и, в частности, о водородной энергетике, использующей водород как топливо. При этом в качестве основных преимуществ такой энергетике отмечают, что при сжигании водорода в кислороде образуется водяной пар, выделяется большое количество теплоты и отсутствует диоксид углерода, который образуется в случае сжигания углеводородного топлива. Но умалчиваются следующие существенные недостатки. Водород – самый распространённый элемент во Вселенной. Однако на Земле он присутствует в основном в связанном состоянии. Поэтому для получения водорода необходимо подводить энергию, чтобы разорвать его химическую связь с другим элементом, например, атомом кислорода в процессе электролиза водных растворов. Для протекания такого процесса необходимо подводить электрическую энергию от электростанций. Другими недостатками использования водорода в качестве топлива являются сложность его хранения и транспортировки, высокая пожаро- и взрывоопасность, а также стоимость его получения.

Рассмотрим какие затраты энергии потребуются для производства «чистого» водорода и дальнейшего его использования для получения полезной внешней работы. Естественно, что данный процесс будет многостадийным. Рассмотрим в общем виде преобразование тепловой энергии в заданную полезную внешнюю работу за единицу времени ($N_{\text{пол}}$) посредством 3-х последовательно установленных преобразователей энергии (рис. 2). Под КПД преобразователя энергии η будем понимать отношение полученного полезного эффекта (как правило, внешней полезной работы) к первичным затратам тепловой или других видов энергии: $\eta = J_L/J_E$, где J_L – полезная внешняя работа за единицу времени; J_E – поток энергии, поступающий в преобразователь за единицу времени. Согласно первому закону термодинамики полезная внешняя работа преобразователя равна разности между подводимой энергией в преобразователь J_E и теплотой, которую преобразователь отдаёт внешней среде J_Q : $J_L = J_E - J_Q$.

Каждый преобразователь имеет свой КПД:

$$\eta_1 = J_{L1}/J_{E1} = (J_{E1} - J_{Q1})/J_{E1} = 1 - J_{Q1}/J_{E1} \quad (1)$$

$$\eta_2 = J_{L2}/J_{E2} = (J_{E2} - J_{Q2})/J_{E2} = 1 - J_{Q2}/J_{E2} \quad (2)$$

$$\eta_3 = J_{L3}/J_{E3} = (J_{E3} - J_{Q3})/J_{E3} = 1 - J_{Q3}/J_{E3} \quad (3)$$

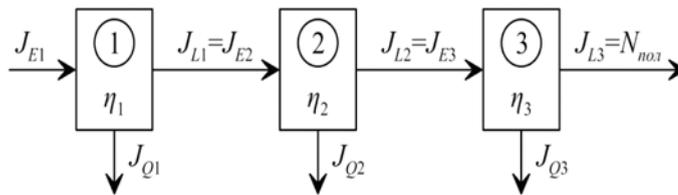


Рис. 2. Блок преобразователей энергии.

Используя (1)–(3) находим зависимость между подводимой энергией J_{E1} к блоку преобразователей 1–3 и полезной внешней работой за единицу времени $N_{\text{пол}} = J_{L3}$ на выходе из блока

$$J_{E1} = N_{\text{пол}} / (\eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3) \quad (4)$$

Рассмотрим процесс преобразования тепловой энергии атомных (АЭС) или тепловых (ТЭС) электростанций (преобразователь 1) в электрическую энергию, вырабатываемую топливным элементом (преобразователь 3), потребляющим водород, который получают в преобразователе 2. Далее считаем, что для получения водорода в преобразователе 2 используется самый проработанный и хорошо изученный в настоящее время электролитичес-

кий метод разложения воды. В электролитическом методе ток проходит через раствор электролита. В зависимости от типа электролита КПД этого метода получения водорода может достигать значений $\eta_2 = 50..90\%$. КПД действующих ТЭС и АЭС находятся в диапазоне $\eta_1 = 35..60\%$, при этом максимальный КПД у ТЭС, использующих парогазовый цикл (ПГУ). КПД водородных топливных элементов достигают значений $\eta_3 = 60..70\%$. По формуле (4) определим значения подводимой к преобразователю 1 энергии для выработки заданной полезной мощности $N_{пол}$ преобразователем 3 для случаев, соответствующих минимальным и максимальным КПД преобразователей. Для случая минимальных КПД у всех трех преобразователей запишем $J_{E1/max} = N_{пол} / (0,35 \cdot 0,5 \cdot 0,6) = 9,52 N_{пол}$, т.е. при минимальных значениях КПД преобразователей надо подводить к 1-ому преобразователю тепловую энергию в 9,5 раз большую полезной энергии вырабатываемой 3-им преобразователем. При максимальных значениях КПД всех трёх преобразователей соответственно имеем $J_{E1/min} = N_{пол} / (0,6 \cdot 0,9 \cdot 0,7) = 2,65 N_{пол}$.

Из вышеизложенного следует, что получение водорода за счёт электрического тока и последующее преобразование его энергии с помощью топливных элементов обратно в электрический ток (например, для движения автомобиля) приводит к существенному увеличению выбросов тепловой энергии в атмосферу при выработке одной и той же заданной полезной мощности. Если при переходе на водородную энергетику использовать для получения водорода ископаемые энергоресурсы, то их понадобится в разы больше, чем потребляется в настоящее время. Это ускорит процесс потепления климата на Земле.

В последние годы для выработки электроэнергии достаточно стремительно внедряют солнечные и ветряные электростанции, которыми планируют заменить ТЭС, использующие углеводородное топливо. Но такие ли они экологически чистые, чтобы называть их «зелёной» энергетикой. Большинство солнечных электростанций используют кремний для преобразователя солнечного света в электричество. В настоящее время эти электростанции на кремниевых элементах преобразуют в электричество 13...20% попадающей в них лучистой солнечной энергии в видимом и инфракрасном диапазоне длин волн. Большая часть остальной энергии превращается в теплоту, которая может нагревать кремниевые панели до 40...70°C. Причём с каждым градусом температуры выше 25°C эффективность панели падает примерно на ~ 0,5%, а соответственно и КПД солнечной электростанции. Теплота от панелей отводится путем конвекции в атмосферу и нагревает её. В этом случае солнечная батарея, как и парниковые газы, поглощает часть лучистой энергии и разогревает атмосферу. При этом, если парниковые газы поглощают лучистую энергию только в инфракрасном диапазоне волн, то солнечные батареи поглощают её и в видимом диапазоне, не давая этому излучению достигнуть земной поверхности и отразиться от неё в космос, что приводит к уменьшению альбедо Земли.

Действующие ТЭС и АЭС имеют, по сравнению с солнечными электростанциями, более высокий КПД. Поэтому, если солнечными электростанциями заменить все ТЭС, то «тепловое загрязнение» атмосферы увеличится в разы, и это без учёта уменьшения альбедо. Если использовать солнечные электростанции для получения чистого (зелёного) водорода для водородной энергетики, то тепловые выбросы в атмосферу могут увеличиться более чем на порядок. Всё это будет способствовать значительно большему нагреву атмосферы и приближению её температуры к критическому значению.

Солнечные электростанции обладают и многими другими недостатками, среди которых отметим: в пасмурные дни и ночью солнечная энергия недоступна; зависимость их КПД от сторонних факторов (осадков, температуры, направления на солнце и др.); высокая стоимость как изготовления, так и утилизации кремниевых фотоэлементов; необходимость использования больших площадей под солнечные источники; потребность в аккумуляторных батареях.

Ветряные электростанции используют энергию ветра для выработки электроэнергии. На сегодняшний день коэффициент использования энергии ветра, равный отношению мощности, полученной на валу ветрогенератора, к мощности потока, воздействующего на ветровую поверхность рабочего колеса, достигает $\eta_{вем} = 40\%$, остальные 60% мощности потока переходят в теплоту в процессе диссипации энергии вихрей, образующихся за лопастями колеса. Данный КПД сопоставим с КПД атомных электростанций. Однако, по сравнению с ними, ветряные имеют ряд недостатков: для эффективной их работы важна не только сила ветра, но и его постоянное направление; лопасти станции создают низкочастотные шумы, которые оказывают негативное влияние на человека; размещаются на огромных площадях открытых ветрам; сложность подключения к электрическим сетям.

Кроме того следует отметить, что атмосфера является физической системой и как таковая удовлетворяет уравнениям баланса энергии, массы и импульса. Все эти виды баланса тесно увязаны между собой. Поэтому, в случае выработки ветряными электростанциями большей части мирового потребления электроэнергии, может быть ощутимо нарушен импульсный баланс, что должно привести к изменению как циркуляционных потоков в атмосфере, так и её теплового баланса. В настоящее время это воздействие ветряных электростанций на атмосферу Земли не изучено и не рассматривается.

Повысить эффективность ветряной электростанции выше 40%, чтобы уменьшить количество отводимой в атмосферу тепловой энергии, очень сложно. А от количества теплоты, выделяемой в атмосферу за единицу времени зависит, как было указано выше, изменение климата. Меньшее количество теплоты, выбрасываемой в атмосферу при производстве одного и того же количества электроэнергии, можно получить в настоящее время путём использования тепловых парогазовых электростанций (ПГУ), имеющих КПД 60 % и более. Ещё большую эффективность этих станций (80–90%) можно достигнуть путём использования отводимых от них тепловых потоков для обогрева

домов и снабжения их горячей водой или для охлаждения воздуха в жаркую погоду с помощью бромлитиевых холодильных машин. В этом случае будет обеспечено наименьшее «тепловое загрязнение» атмосферы. От солнечных и ветряных электростанций отвести тепловые потоки на обогрев домов не представляется возможным.

На основании вышеизложенного следует, что при производстве одного и того же количества электроэнергии, теплоэлектростанции с высоким КПД сбрасывают в атмосферу существенно меньше теплоты, чем рассмотренные выше солнечные и ветряные электростанции. Применение таких теплоэлектростанций (ПГУ) уменьшит «тепловое загрязнение» атмосферы и снизит скорость роста в ней температуры.

Литература

1. *Berkhout G.* Climate Thinking. Broadening the Horizons: [Электронный ресурс] // The Global Warming Policy Foundation. June 2018. Essay 7. URL: <https://www.thegwpf.org/content/uploads/2018/06/Berkhout.pdf> (Дата обращения: 27.01.2022).
2. *Кокин А.В., Кокин, А.А.* Современные экологические мифы и утопии. Санкт-Петербург: [б. и.], 2008. – 251 с.
3. *Tsegelskiy V.G.* The influence of natural and anthropogenic processes on earth's climate from the perspective of non-equilibrium thermodynamics // Journal of Advanced Research in Natural Science, Seattle USA. 2022. Issue 15. P. 8–28. DOI:10.26160/2572-4347-2022-15-8-28.
4. *Caillon, N., Severinghaus, J., Jouzel, J., Barnola, J., Kang, J. and Lipenkov, V.* (2003) Timing of Atmospheric CO₂ and Antarctic Temperature Changes Across Termination III // Science. 2003. Vol. 299. P. 1728–1731. DOI:10.1126/science.1078758.
5. *Humlum, O., Solheim, J.-E. and Stordahl, K.* The Phase Relation between Atmospheric Carbon Dioxide and Global Temperature // Global and Planetary Change, 2013. Vol. 100. P. 51–69. DOI:10.1016/j.gloplacha.
6. *Цегельский В.Г.* Эволюция далёких от равновесия термодинамических систем в примерах. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2021. – 164 с.

О ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В УСЛОВИЯХ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ПОЛИТИЧЕСКОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ

С.А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, pujanova@mail.ru

Год спустя мы можем констатировать, что во всём мире ускоряется декарбонизация мировой экономики – процесс снижения или частичного отказа от использования угля, нефти и газа, поскольку сжигание этих ископаемых энергоносителей и ведёт к выбросам в атмосферу CO₂. Решения о минимизации выбросов углекислого газа в атмосферу при разработке и добыче углеводородного (УВ) сырья определяют необходимость принятия новой парадигмы развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в современных условиях. Это взвешенное и научно обоснованное совмещение всех видов энергетического сырья: различного вида топлив (каменный и бурый уголь, нефть, природный газ, биотопливо), гидроэнергия (энергия падающей воды рек, морских приливов), альтернативная энергетика (энергия ветра; солнечная и атомная энергия). Основой ТЭК является сбалансированное развитие до 2040 г. производства всех видов энергоносителей при доминирующей роли газа. Уже сейчас «Татнефть» активно переходит на использование сжиженного газа в качестве моторного топлива вместо бензина, что поможет снизить затраты и вредные выбросы в атмосферу. И уже сейчас такой крупный экспортёр как «Газпром» готов перестроиться и заняться получением H₂ из метана, используя метод пиролиза и энергию возобновляемых источников энергии (ВИЭ). При этом, производство H₂ становится все более важной и чуть ли не главной перспективной составляющей энергоперехода (<https://www.dw.com/ru/v-rossii-ne-hotjat-dekarbonizacii-no-zhizn-zastavit/a-56932546>).

Проблеме климата и декарбонизации посвящаются многочисленные форумы и конференции, например, прошедшие в 2021 году международный Российско-Германский Science Forum «Зелёная трансформация мировой экономики: взгляд из России и Германии» (март, 2021 г. <https://we.hse.ru/climate/news/452704692.html>), Международная научно-практическая конференция «Решение Европейского Союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России» (31.08–01.09.2021 г., г. Казань, Республика Татарстан) и ряд других.

Год спустя к проблеме декарбонизации присоединились и проблемы, связанные с обострением политической нестабильности в мире. Европа – крупнейший рынок сбыта российской нефти готовится принять полное или частичное эмбарго. На страны ЕС приходится более половины российского экспорта нефти (в январе 2022 года – 54,5%, или 2,29 млн из 4,2 млн баррелей в сутки). Доля российской нефти в совокупном нефтяном импорте европейских стран достигает почти 40% (данные Международного Энергетического Агентства (МЭА) на ноябрь 2021 года). Объёмы сырой российской нефти, которым может угрожать полное эмбарго ЕС, составляют около 3 млн баррелей в сутки. В январе 2022 года общая нефтедобыча (с учётом конденсата) в России составила 11,3 млн баррелей в сутки против 17,6 млн б/с в США и 12 млн б/с в Саудовской Аравии, следует из данных МЭА. На основании прогноза Минэкономки, добыча нефти в России в 2022 году может упасть на 9,3–17%, а экспорт – на 1,1–7,6%.

Россия попытается перенаправить как можно больше объёмов нефти с Запада в Азию. Как отмечает Rystad Energy, главный трубопровод в Китай – Восточная Сибирь-Тихий океан имеет только 300 тысяч баррелей в сутки (б/с) резервных мощностей, ещё около 200 тысяч б/с могут поставляться по железной дороге. Это даёт всего 500 тысяч б/с – шестую часть от выпадающего в результате эмбарго экспорта в Европу. Однако, судя по последним данным о закупках российской нефти Китаем, нефтегазовые доходы пока у России остаются на прежнем уровне, даже в случае европейского эмбарго. В правительстве уверены в нефтегазовых доходах федерального бюджета, причём ожидается их увеличение по итогам 2022 года на фоне высоких цен на российские энергоносители – даже с учётом дисконта на российскую Urals и сокращения экспорта в физическом выражении.

Условия декарбонизации и новой геополитической и экономической нестабильности, и предстоящие ограничения добычи и разработки нефтяных и газовых ресурсов в стране, заставляют активизировать научные и производственные разработки. Да и энергозатратные нужды собственной страны, а также экспорт нефтяных УВ в страны Азии способствуют усилиям по наращиванию ресурсной базы России. В этой связи показателен ряд решений о создании новой парадигмы развития нефтегазового комплекса (НГК) России с учётом предложений акад. А.Э. Конторовича, принятых в итоговом документе на предыдущем заседании прошедшей в Казани конференции. Предлагается усилить направления развития НГК России за счёт технологий поисков, разведки и разработки месторождений традиционной нефти и освоения залежей нетрадиционной нефти (сланцевая нефть, тяжёлая нефть, природные битумы и др.), а также учитывать все запасы нефтяных залежей, включая не только кондиционные пласты и пропластки, но и нефть во всех нефтесодержащих породах

(<http://www.antat.ru/ru/activity/conferences/Neft/%D0%A0%D0%B5%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5%20%D0%9C%D0%9D%D0%9F%D0%9A%202021.pdf>).

В представленном докладе, следуя рекомендациям «Решения...» о принятии новой парадигмы, рассматривается как основное приоритетное направление развития НГК России в отягчающих наступивших условиях – поиск и разработка крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа, приуроченных к **мегарезервуарам** осадочных толщ. Считается, что открытие месторождений с большими запасами – экономически выгодно. По мнению К.О. Соборнова [1], есть потребность в новых запасах в наиболее продуктивных бассейнах, относимых к супербассейнам (мегабассейнам), которые могут и должны быть введены в разработку в ближайшие годы. Одним из основных признаков отнесения к этой категории бассейнов является величина накопленной добычи свыше 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте и наличие мегарезервуаров в них. Новые объекты поисков в этих бассейнах [1, 2] могут быть связаны с шельфовыми зонами Арктических морей, с большими глубинами залегания нефтегазовых горизонтов, с неблагоприятными климатическими условиями участков, вводимых в разработку, и инициироваться внедрением новых цифровых технологий поисков и разработки нефтегазовых ресурсов.

Понятие природного резервуара имеет много толкований, из-за чего существуют некоторые неясности в его интерпретации. Термин «природный резервуар» впервые сформулировал И.О. Брод (1951), далее его дополнили Н.А. Еременко (1968), А.Э. Конторович и др. (1981). Более развернутая и уточняющая формулировка: «природный резервуар – это природная ёмкость для нефти, газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами; природный резервуар характеризуется типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, ёмкостью, гидродинамическими условиями и пластовой энергией, формой и условиями залегания» [3, с. 42]. И соответственно природная ёмкость мегарезервуаров являетсяместищем крупных или гигантских по запасам скоплений УВ. Как правило, название резервуаров соответствует стратиграфическому объёму их проницаемых комплексов [4]. Уточним, что гигантские – это месторождения с начальными запасами жидких УВ (включая конденсат) и природного газа соответственно более 1 млрд т и 1 трлн м³ каждое. Представляется, что понятие мегарезервуара имеет более широкий охват, сюда могут примыкать и нефтесборные площади, содержащие отложения, генерирующие УВ и их аккумулирующие.

По нашему мнению, мегарезервуары представлены УВ скоплениями в различных природных геолого-геохимических средах.

1. Традиционные мегарезервуары осадочной толщи нефтегазоносных бассейнов (НГБ), в которых аккумулируются крупные и гигантские месторождения нефти и газа

Особенности накопления в мегарезервуарах осадочного чехла гигантских по запасам скоплений нефти и газа объясняются рядом благоприятных геодинамических, лито-фациальных и геохимических факторов процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей. Для образования подобных месторождений требуются «отличные (по классификации Тиссо и Вельте, 1984) нефтематеринские свиты с соответствующими генерационными показателями. В данном контексте в докладе в качестве примера рассматриваются месторождения покурской свиты северных регионов Западной Сибири. Значительное число месторождений, открытых и разрабатываемых здесь в верхнем продуктивном нефтегазоносном комплексе (апт-сеноман), имеет гигантские запасы УВ, что позволяет считать залежи УВ мегарезервуарами (рис. 1). В обобщающей работе [5] отмечено, что на долю Западно-Сибирского НГБ приходится 9 месторождений гигантов (для сравнения в бассейне Персидского залива – 36, в Прикаспийском – 5, Маракайбо – 3). Наиболее перспективны, по мнению [5], в плане открытий гигантских газовых месторождений – это российский Западно-Арктический регион, связанный прежде всего с Южно-Карской газоносной областью. Эти месторождения приурочены, как правило, к большим глубинам. Статистические особенности глубинных месторождений УВ сформулированы в работе [6].

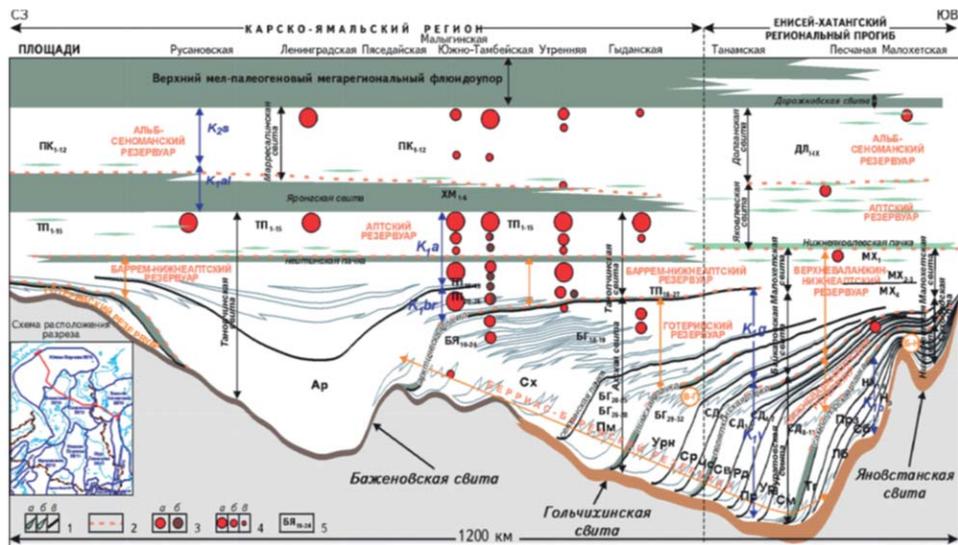


Рис. 1. Принципиальная схема строения резервуаров мела арктической части Западно-Сибирского НГБ [4].

1 – флюидоупоры: а – региональные, б – субрегиональные, в – зональные; 2 – границы резервуаров; 3 – тип флюида в залежах: а – газовый и газоконденсатный, б – нефтяной; 4 – размер залежей по извлекаемым запасам: а – крупные, б – средние, в – мелкие; 5 – индексы пластов; резервуары: Б-Н – берриас-нижеваланжинский, В-Г – верхневаланжин-готермский; клиноформы: Ар – арктическая (быстринская), Сх – сеяхинская (ямбургская), Пм – пимская, Урн – уренгойская, Ср – сармановская, Чс – чеускинская, Св – савуйская, Рд – родниковая, Пр – пырейная, Ур – урьевская, См – самотлорская, Тг – тагринская, Прз – приозерная, Лб – лабазная, Сб – сабунская, Нз – назинская.

2. Мегарезервуары, связанные с промышленно ванадиеносными тяжёлыми нефтями и природными битумами, в нетрадиционных коллекторах

Скопления природных битумов характеризуются огромными запасами и являются мегарезервуарами. Такие скопления известны в Волго-Уральском (Республика Татарстан), Прикаспийском (Республика Казахстан) регионах, в Восточной Сибири, в Западно-Канадском и Венесуэльском НГБ. Это, как правило, битумные пески, а также тяжёлые окисленные гипергеннопреобразованные высоковязкие нефти, приуроченные к неантиклинальным ловушкам эрозионных врезов. Природные битумы и тяжёлые высоковязкие нефти, как правило, обогащённые металлами, относятся к нетрадиционным источникам УВ сырья вследствие отсутствия или неразвитости технологий, обеспечивающих их рентабельное освоение. Тяжёлые нефти интенсивно и успешно осваиваются во всем мире. В США целенаправленное и результативное изучение нетрадиционных источников УВ начали проводить ещё в 1950–1960 гг., а в 2002 г. Канада ввела в мировой реестр запасов 24,1 млрд т УВ сырья, добываемого из битумоносных песков Атабаски и на соседних с нею битумных полях. Однако, несмотря на огромные запасы, разработка подобных месторождений в современном виде является в плане «зелёной» энергетики совершенно неприемлемой. Нефтяные пески Канады – это не только



Рис. 2. Разработка битумных песков в Канаде (фото с самолёта британского фотографа Стюарта Холла, 2016) <https://birdinflight.com/ru/vdohnovenie/fotoproect/20160831-silent-sands-oil-landscapes-canada-by-stuart-hall.html>.

миллиарды баррелей топлива, но и сравнимый объём расхода пресной воды и тысячи квадратных километров загрязнённой почвы. Британский фотограф Стюарт Холл рассказал Birdin Flight, чему мы учимся, разрушая.

Несмотря на это, битуминозные пески обеспечивают Канаде третье место в мире по запасам нефти после Саудовской Аравии и Венесуэлы. На 141 тыс. км² (это немного больше площади Греции) сосредоточено более 1,7 трлн баррелей битума, или 170 млрд баррелей нефтяных запасов. Чтобы произвести один баррель нефти, нужно две тонны битума и несколько баррелей пресной воды, в которой растворяют песок прямо внутри пласта, прокопав огромными экскаваторами туннель глубиной 70 метров и запустив в грунт горячий пар, или в бассейне (при разработке традиционным карьерным способом). В обоих случаях разрушается верхний слой почвы и растёт риск её эрозии, а выброс парниковых газов выше, чем при добыче нефти другими способами (<https://www.reuters.com/article/us-oilsands-carbon-idUSTRE54H6C220090518>).

3. Мегарезервуары нетрадиционных низкопоровых коллекторов сланцевых формаций

Продуктивные прослои в сланцевой нефтематеринской толще носят название протяжённых непрерывных резервуаров (continuous reservoirs) или тонких ловушек несогласного залегания (unconformitysubtletraps). Они представляют собой отложения большой протяжённости, но малой мощности, в которых продуктивность резервуара-залежи не контролируется традиционными структурными или литолого-стратиграфическими ограничениями. Нефтяные системы сланцевых формаций являются исходными или нефтематеринскими (source-rock petroleum system), в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях. Эти скопления УВ можно считать мегарезервуарами: в силу их огромных площадей и высокой насыщенности УВ они обладают гигантскими запасами [7]. Так, формация Wood binestone нефтематеринских сланцевых отложений на глубине около 1700 км простирается на территориях штатов Техас, Луизиана и Миссисипи на 500 км в длину и 50 км в ширину. Формация Баккен в НГБ Williston на территориях США и Канады занимает более 500 тыс. км². Площадь распространения баженской свиты более 1 млн км². Основываясь на современных данных [8], нефтяной потенциал доманиковой толщи оценён 143,6 млрд т., газовый – 59,8 трлн м³, остаточный потенциал сохранившихся в толще генерации УВ оценён в 98,2 млрд т. нефти и 24,2 трлн м³ газа. Наиболее перспективные участки высокоуглеродистой доманиковой формации на территории Тимано-Печорского НГБ простираются на более чем 80 тыс. км².

Представляется, что большим плюсом разработки мегарезервуаров сланцевых формаций, высоковязких нефтей и природных битумов при учёте негативных экологических рисков и возможного их нивелирования современными технологиями, является значительная обогащённость их промышленно важными металлами, РЗЭ и платиноидами, стоимость которых неуклонно возрастает (<https://gold.lprime.ru/reviews/20220222/444902.html>).

В настоящий момент возможного эмбарго непосредственно нефтяных УВ, эти природные минеральные ресурсы, извлекаемые из них, могут восполнить финансовый дефицит и уменьшить экономические проблемы страны. Примеры извлечения U, Ge, V, Mo и др. промышленно важных элементов, как выясняется необходимых также при внедрении ВИЭ, известны в США, Канаде, Китае, Венесуэле [9].

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

Литература

1. *Соборнов К.О.* Ресурсный потенциал гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) в контексте новых данных о строении и продуктивности соленосных надвиговых поясов // Георесурсы. 2022. Вып. 24, № 1. – С. 36–50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.4>
2. *Шустер В.Л.* Исследование нефтегазоносности мегарезервуаров в сложных геологических и природно-климатических условиях // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. – С. 26–29. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-26-29
3. *Еременко Н.А., Чилингар Г.В.* Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996.
4. *Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В.* и др. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. 2014. № 1. – С. 27–49.
5. *Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А.* Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6. – С. 20–25.
6. *Xiong-Qi Pang, Cheng-Zao Jia, Wen-Yang Wang.* Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // Pet. Sci. (2015) 12:1–53 DOI 10.1007/s12182-015-0014-0
7. *Пуланова С.А.* О классификационном разнообразии ловушек нефти и газа и геохимических критериях продуктивности сланцевых формаций // НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, 2021. – С. 1–15.
8. *Прищепина О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С.* и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП. Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. с участием иностр. ученых. Новосибирск: ИПЦНГУ, 2022. – С. 212–215.
9. *Gielen D., Lyons M.* Critical materials for the energy transition. International Renewable Energy Agency, 2022. Abu Dhabi., Международное агентство по возобновляемым источникам энергии, 2022 г. Абу-Даби. (2022), *Critical materials for the energy transition: Rare earth elements*, International

МОДЕРНИЗИРОВАНИЕ АДСОРБЦИОННЫХ СПОСОБОВ ОЧИСТКИ ПУТЁМ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЕМ ПОТОКОВ

А.Л. Максимов¹, А.М. Тишин², Ю.И. Спичкин², Е.Д. Котикова³, А.В. Замрий³, Л.А. Алиева³

¹Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, г. Москва

²ООО «АМТ», г. Троицк

³Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза Нефтегазопромышленников России, г. Москва, [ala@sngpr.ru.com](mailto:ala@sngpr.ru)

Так как нефть по-прежнему является одним из основных источников топлива и сырья для нефтехимии, объёмы добычи которого колоссальны, то актуальность проблем, связанных с её очисткой, переработкой и транспортом не вызывает сомнений. На сегодняшний день характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), к которым относится тяжёлая нефть с вязкостью 30 мПа*с и выше. Запасы таких видов нефти составляют не менее 1 трлн тонн, а количество их в России занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы [1]. Подобное тяжёлое нефтяное сырьё (ТНС) становится востребованным в экономике РФ, так как наблюдается:

- Растущее потребление нефти и нефтепродуктов;
- Истощение ранее разведанных запасов;
- Стремление экспортировать высокие сорта нефти.

Исходя из этого, для увеличения эффективной добычи и переработки ТНС, необходимо создание новых технологических решений или усовершенствование прежних подходов.

Задача текущего исследования – это развитие предлагаемой технологии облагораживания нефти и разработка на её основе комплексного экономически эффективного решения, в основе которого лежит процесс адсорбционно-контактной очистки. Именно поэтому существенным преимуществом предлагаемого метода является то, что его схема и аппаратное оформление аналогичны детально разработанному процессу адсорбции и является его модернизированным аналогом.

В рамках первого этапа исследования основной задачей является подтверждение управляемости рабочих частиц адсорбента (модифицированных парамагнетиком) за счёт воздействия магнитного поля и количественная оценка вероятного диапазона необходимой интенсивности магнитной индукции, достаточной для организации эффективного режима процесса.

Исследование управляемости модельного адсорбента, содержащего парамагнетик, проводили на электромагните, который создаёт магнитное поле при прохождении электрического тока через него. В качестве парамагнетика использовали железо-окисный пигмент, который намагничивали во внешнем магнитном поле в направлении внешнего магнитного поля.

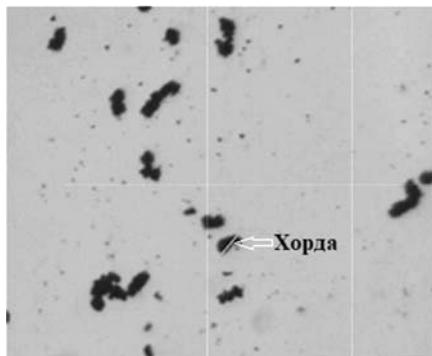


Рис. 1. Расчет и построение дифференциальных кривых численного, поверхностного и массового распределения частиц по размерам.

В ходе эксперимента, варьировали интенсивность подаваемого тока, тем самым создавали: разную индукция (намагничивающего поля), B , мТл; более выраженную неоднородность поля (градиент), ∇B , мТл/м.

Предлагаемый способ глубокой очистки сырой нефти и её фракций, можно будет использовать как самостоятельную технологию или как дополнительную стадию доочистки в совокупности с некоторыми другими технологиями в зависимости от специфичности конкретной задачи в конкретном месте использования. Например, в области очистки от серосодержащих примесей технологию, разработанную по аналогичному принципу со специально подобранными и подготовленными адсорбентами (УМК-Сера), можно будет также использовать самостоятельно для тонкой доочистки тех или иных продуктов, когда содержание серосодержащих соединений в исходном продукте будет не так велико. На рисунке 2 представлена блок-схема магнитного сепаратора, с работой которого подробнее можно ознакомиться в статье [2].

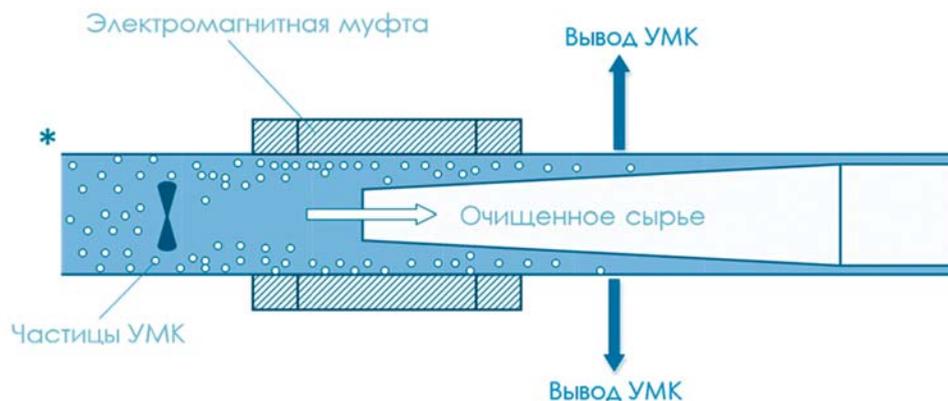


Рис. 2. Блок-схема магнитного сепаратора.

Одним из направлений является исследование возможности комплексного использования с технологией окислительной десульфуризации (ОДС), разработанной специалистами химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова и ИНХС им. А.В. Топчиева РАН (в которой специалистами ИНХС РАН был предложен оригинальный способ разложения окисленных серосодержащих соединений в присутствии наноразмерных оксидных каталитических систем, в частности в присутствии наноразмерного оксида железа (III) (средний размер частиц 10–15 нм) [3].

Литература

1. Магомедов Р.Н., Попова А.З., Марютина Т.А. Состояние и перспективы деметаллизации тяжёлого нефтяного сырья // *Нефтехимия*. – 2015. – Т. 55. – С. 267–290.
2. Ерохин В. В., Сухоруков Г. Б., Викторова Н. В., Алиева Л.А., Котикова Е.Д., Деметаллизация нефти и её фракций // *Мир нефтепродуктов*, № 6. – 2020.
3. Есева Е.А., Акопян А.В, Анисимов А.В, Максимов А.Л. Окислительное обессеривание углеводородного сырья с использованием кислорода как окислителя // *Нефтехимия*. – 2020. – № 5. – С. 586–599.

АСПЕКТЫ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ В СФЕРЕ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ (АППАРАТНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА ПРОЦЕССОВ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН)

А.Н. Коротченко¹, А.А. Кислицын², С.В. Тишкевич³

¹ООО «ИнТех», г. Тюмень, ²Тюменский государственный университет, г. Тюмень,

³ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», г. Тюмень

Введение. Стратегия развития энергетики должна, в первую очередь, соответствовать национальным интересам России. Решения Европейского Союза по «декарбонизации» отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) надо рассматривать лишь как рекомендации, причём учитывать только те из них, которые имеют достаточное научное обоснование. Стратегической задачей на ближайшие 30–40 лет является обеспечение страны конкурентными на мировом рынке запасами энергоносителей, которые необходимо добыть экологично, экономично, с низким углеродным следом. Как указано в статье [1], «зелёный» энергетический переход должен происходить в России с учётом рационального использования имеющихся природных ресурсов – углеводородных, биологических и территориальных, а также созданной нефтегазовой инфраструктуры – конкретных скважин, исследованных резервуаров, залежей УВ, всей наземной инфраструктуры, включая трубопроводы, а также нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия. В перспективе Россия выйдет на уровень углеродной нейтральности, что коррелирует с Национальными целями и Стратегией научно-технологического развития страны как в части обеспечения страны экологичной энергией, так и создания новых «зелёных» бизнесов и высокотехнологичных рабочих мест, но произойти это должно без стрессовых ситуаций, и без создания угроз национальным интересам страны.

На территории России приоритетное внимание необходимо уделять крупным месторождениям, в том числе и тем, которые находятся в длительной эксплуатации, но имеют огромный ещё нереализованный потенциал развития. Как отмечено в статье [2], «разработка крупнейших и супергигантских месторождений может длиться не 40–50 лет, как предполагали на этапе становления отрасли, а сотни лет». Это достижимо при условии применения новых технологий разработки и новых методов увеличения нефтеотдачи. Таким образом, главным направлением повышения ресурсо- и энергоэффективности ТЭК должно стать широкое проведение различных геолого-технических мероприятий по совершенствованию систем разработки нефтяных месторождений, внедрению современных методов обработки призабойной зоны и других инноваций в области добычи нефти.

Решению этих задач посвящена деятельность компании ООО «Инновационные Технологии» (ИнТех), которая ведёт свою деятельность с 2008 года на территории всей Тюменской области, Оренбуржья и Восточной Сибири. ИнТех специализируется на высокотехнологичных решениях задач по выполнению геолого-технических мероприятий, повышению нефтеотдачи пластов, строительству, ремонту и интеллектуальному глушению скважин.

Под «интеллектуальным» понимается технология, позволяющая произвести глушение скважины с первого раза «под ключ» с максимально возможным сохранением фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта, с минимальными затратами химреагентов, за минимально возможное время, и при полном соблюдении техники безопасности, правил охраны труда и экологии. Достичь этой цели позволяет применение специального комплекса оборудования и программного обеспечения, а также визуализация, цифровизация и автоматизация процесса глушения.

Описание Аппаратно-Методического Комплекса (АМК). Схема созданного в ООО «ИнТех» АМК для глушения скважин [3, 4] приведена на рис. 1, а характеристики основных элементов перечислены в таблицах 1 и 2. В процессе глушения скважины АМК в on-line режиме регистрирует расход и закачанный объём жидкости глушения (ЖГ), давление закачки, а также плотность и температуру ЖГ, что позволяет контролировать эти параметры, видеть объективную картину процесса глушения и управлять этим процессом. АМК позволяет также проводить в онлайн-режиме передачу данных со скважины в головной офис компании ИнТех и на пультах контроля заказчика, что позволяет осуществлять контроль высококвалифицированными специалистами. Оператор, управляющий системой, имеет возможность после окончания работы сформировать отчёт, состоящий из таблицы, отражающей все измеренные параметры в динамике, графика, показывающего изменение во времени плотности, расхода, температуры, давления и объёма закачиваемой жидкости.

Аппаратная часть комплекса смонтирована на базе автомобиля, все элементы её управления установлены в кабине оператора. Также имеется возможность подсоединения выносного табло, на котором отображаются в реальном времени все измеряемые параметры. Таким образом, появляется возможность осуществить в реальном времени контроль над технологическим процессом закачивания жидкостей в скважину, произвести исследования с точными показаниями приборов, и выполнить анализ полученных результатов. Все это позволяет свести к минимуму ошибки, приводящие к возникновению осложнений и аварийных ситуаций, а также облегчить расследование инцидентов.

Физико-математическая модель. Одной из проблем, возникающих при операции глушения, является частичное проникновение ЖГ в интервал перфорации скважины, из-за чего происходит ухудшение коллекторских свойств нефтенасыщенного пласта. В процессе глушения создаётся превышение давления ЖГ на забое над пластовым давлением, из-за чего часть ЖГ проникает в пласт на некоторую глубину δ от обсадной колонны. В дальнейшем, после окончания запланированных геолого-технических мероприятий, это может привести к увеличению сроков восстановления продуктивности скважины, снижению запланированного эффекта и в конечном результате к увеличению эксплуатационных затрат и себестоимости продукции. Чтобы свести к минимуму риски ухудшения коллекторских свойств пласта, вследствие поглощения пластом ЖГ, необходимо определить оптимальный режим закачивания ЖГ, и посредством инструментального контроля точно его выдерживать.

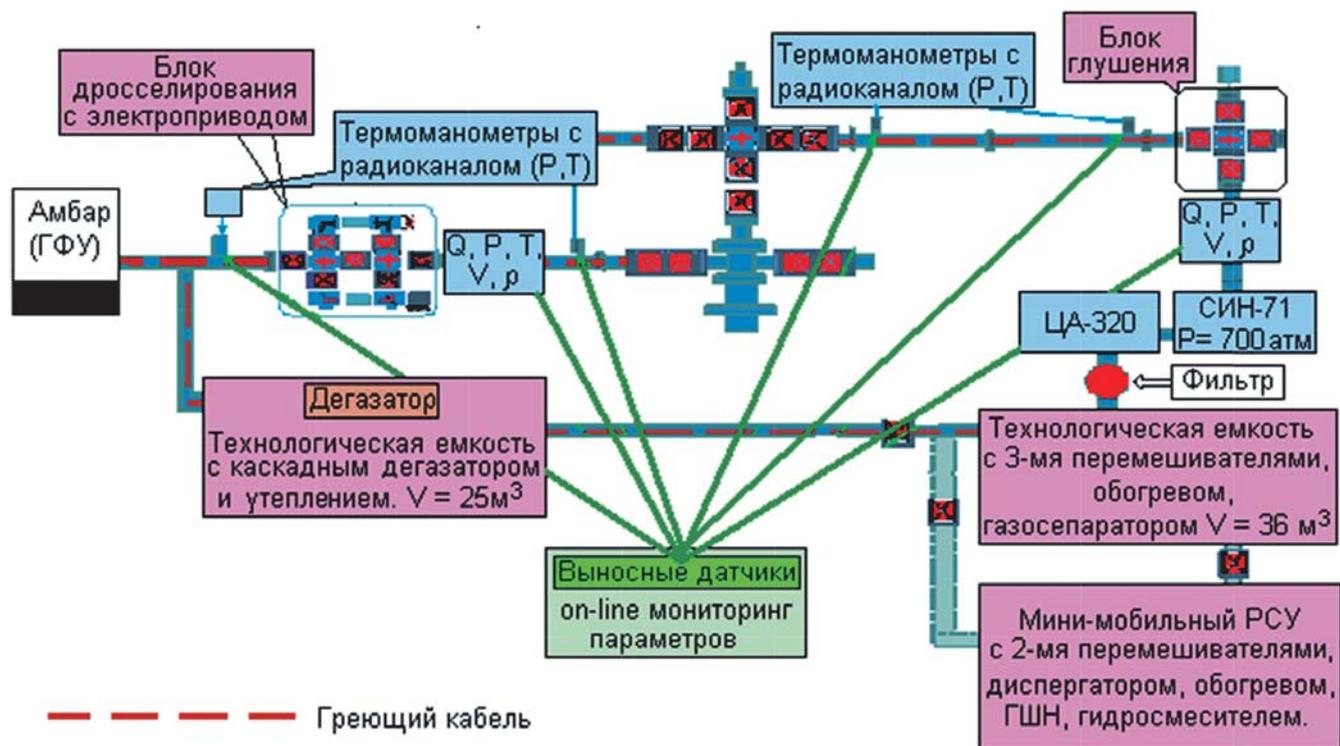


Рис. 1. Схема АМК для глушения скважин.

Основные элементы АМК и их характеристики

№	Наименование	К-во	Характеристики
1	Блок дросселирования БД 65x70 ХЛ	1	Дроссель автоматизированный с дистанционным управлением ДРУЭ БД 65x70 ХЛ с ЭП АУМА, с электроприводом и удалённой регулировкой в большом диапазоне параметров. Рабочее давление 70 МПа, условный проход 65 мм, задвижки шиберные типа ЗМС. Дросселирование скважины применяется для увеличения точности контроля давления.
2	Блок глушения БГ 65x70 ХЛ	1	Рабочее давление 70 МПа, условный проход 65 мм, задвижки шиберные типа ЗМС.
3	Дегазатор VD-240	1	Производительность 240 м ³ /час, объём удаляемого воздуха 28 м ³ /час, удельный вес бурового р-ра не более 2 г/см ³ , эффективность дегазации не менее 95%.
4	Дегазатор MI SWACO cd-1400	1	Высокая производительность, при низком коэффициенте циркуляции пропускная способность до 4921 л/мин.
5	Фильтровальная установка ФУ 01-05	1	Номинальное (рабочее) давление 1 МПа, фильтруемая среда: соляные растворы для закачки в скважину с температурой не выше 60°С, производительность: 50 м ³ /час.
6	Универсальная насосная установка СИН-31.71.00.000ПС	1	Предназначена для нагнетания жидких сред в скважину. P _{max} = 70 МПа; Q при 70 МПа = 10,7 л/с. Работа установки обеспечивается отдельным силовым агрегатом на платформе ДВС Cummins на 1400 л.с. Установка не имеет аналогов в России.

Таблица 2

Технические характеристики датчиков для контроля параметров жидкостей, закачиваемых в скважину

№	Наименование датчика	Пределы измерений	Погрешность измерений
1	Электромагнитный расходомер РГР-50(И)	0,50 ÷ 40 л/сек	±1,5 ÷ 2%
2	Датчик давления ИД-40Ц	0 ÷ 40 МПа	±1,5%
3	Датчик температуры Т-40	40 ÷ +80°С	±1,5%
4	Вибрационный плотномер ГПРМ	800 ÷ 2200 кг/м ³	± 1,5 ÷ 2%

Технология интеллектуального глушения скважин для обеспечения максимальной эффективности процесса и предсказуемости результатов включает в себя этап моделирования и прогнозирования процесса глушения скважины. Для этого нами разработана расчётно-методическая часть АМК: Расчётно-Методический Модуль (РММ) [4, 5], который позволяет по заданному расходу ЖГ определить давление ЖГ на забое скважин, скорость её фильтрации и глубину проникновения в призабойную зону пласта (ПЗП).

Во время закачки ЖГ вытесняет из скважины пластовую жидкость, преодолевая гидравлическое сопротивление, поэтому давление ЖГ на забое превышает внутрипластовое давление. Для определения этого избыточного давления $P_{изб}$ в РММ нами использована формула Дарси-Вейсбаха:

$$P_{изб} = \lambda \frac{v^2 l \rho}{2d}, \quad (1)$$

где l – длина трубы; ρ – плотность жидкости; v (м/с) – осреднённая по сечению трубы скорость потока жидкости; d – внутренний диаметр трубы для НКТ, или диаметральная зазор для кольцевого пространства между НКТ и обсадной колонной. Для определения коэффициента гидравлического сопротивления λ принята формула Альтшуля:

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{K}{d} + \frac{68.5}{Re} \right)^{1/4}, \quad (2)$$

где K – коэффициент эквивалентной шероховатости, Re – число Рейнольдса.

По причине избыточного давления часть ЖГ, вследствие фильтрации, проникает в призабойную зону пласта. Скорость фильтрации v_ϕ в РММ вычисляется по закону Дарси:

$$v_\phi = -\frac{k}{\mu} grad P \approx \frac{k}{\mu} \frac{P_{изб}}{\delta(t)}, \quad (3)$$

где $P_{изб}$ – избыточное давление на забое (Па), k – коэффициент проницаемости породы пласта, μ – динамическая вязкость ЖГ, $\delta(t)$ – глубина проникновения ЖГ в пласт, которая постепенно увеличивается в процессе закачки; градиент давления приближённо заменён на отношение $P_{изб}$ к $\delta(t)$. Тогда объём ЖГ, проникшей в пласт за время dt , равен

$$dV = v_\phi H \pi D \cdot dt, \quad (4)$$

где H – толщина («мощность») пласта, D – внешний диаметр обсадной колонны.

С другой стороны, тот же самый объём ЖГ, проникшей в ПЗП, можно выразить через увеличение глубины $d\delta$:

$$dV = \pi H m \left[(D/2 + \delta + d\delta)^2 - (D/2 + \delta)^2 \right] = \pi H m (D + 2\delta) d\delta, \quad (5)$$

где m – пористость пласта. Приравнявая (4) и (5), подставляя вместо v_ϕ формулу (3), и пренебрегая квадратичным членом $(d\delta)^2$, получаем для функции $\delta(t)$ дифференциальное уравнение:

$$(D + 2\delta) \delta d\delta = \frac{kD}{m\mu} P_{изб}(t) dt. \quad (6)$$

Для $P_{изб} = const$ уравнение (6) можно проинтегрировать и найти аналитическое выражение для $\delta(t)$ в виде корня кубического уравнения. Однако практического интереса такое решение не представляет, т.к. на практике избыточное давление является переменной величиной, поэтому в модуле РММ уравнение (6) интегрируется численно, и функция $\delta(t)$ получается в виде таблицы. Используя данную функцию, можно рассчитать наиболее приемлемые технологические параметры глушения скважины, с целью минимизации воздействия на ПЗП. При этом заданными параметрами являются: глубина залегания и мощность пласта, пористость и проницаемость, пластовое давление, внутренний и внешний диаметры НКТ и обсадной колонны, глубина спуска НКТ. Модель позволяет по заданному расходу ЖГ при закачке (литры в секунду) определить давление ЖГ в призабойной зоне, скорость её фильтрации и глубину проникновения в пласт, а также объём поглощённой пластом ЖГ за время закачки. Варьируя на компьютере различные скорости закачки, можно подобрать оптимальный режим, который, не нарушая требований регламента, обеспечит максимально возможное сохранение ФЕС пласта. В других комплексах данная функция отсутствует, а определяются лишь гидравлические показатели для выполнения операции глушения.

Технологический и производственный эффекты применения АМК «ИнТех». Кроме сохранения ФЕС пласта, применение АМК позволяет радикально улучшить и другие важные показатели качества работ, в первую очередь снизить количество повторных глушений. Главные причины повторных глушений – это неправильный расчёт ЖГ по плотности и (или) по количеству, нарушения технологии, а также организационные ошибки. На рис. 2 представлена динамика повторных глушений по годам с 2012 по 2020 в процентах от общего количества глушений. Контроль параметров жидкостей, закачиваемых в скважину с помощью АМК, начал применяться с 2014 года, когда примерно половина (51%) всех операций была выполнена под контролем. Это сразу, как видно на диаграмме, дало снижение количества неэффективных глушений примерно на 30%. В настоящее время все операции на скважинах ИнТех выполняет по технологии интеллектуального глушения, благодаря чему доля неэффективных операций снизилась примерно до 1%. «ИнТех» производит в год в среднем округленно ок. 4 тыс. операций глушения. Стоимость каждого повторного глушения составляет ок. 260 тыс.р., уменьшение их количества только на 1% даёт экономию более 10 млн р. в год. В результате услуга интеллектуального глушения, предоставляемая ООО «ИнТех», имеет более низкую стоимость по сравнению с зарубежными аналогичными услугами.

Перспективы развития АМК. В настоящее время ООО «ИнТех» реализует проект «Мобильный программно-аппаратный комплекс глушения скважин (МПАК «ГС»)), включённый в список инновационных проектов центра Сколково. Это проект модернизации как аппаратной, так и расчётно-методической части описанного выше АМК; его цель – внедрение самых передовых инновационных технологий в области глушения скважин.

В рамках модернизации аппаратной части в 2019 г. создана и аккредитована испытательная лаборатория, как одно из структурных подразделений ООО «ИнТех». На сегодняшний день – это современная лаборатория, оснащённая полным комплектом специального оборудования для проведения испытаний в соответствии с областью аккредитации. Лаборатория аккредитована в системе ТЭКСЕРТ на техническую компетентность согласно ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2017, аттестат аккредитации ИЛ-059-19. Основные направления исследований, проводимых в лаборатории: 1) Физико-химические свойства буровых растворов и жидкостей глушения, анализ подземной, сточной, природной воды; исследования проводятся согласно стандартам API и ГОСТ 33213-2014, ГОСТ 33696-2015, ГОСТ 33697-2015; 2) Входной контроль химических реагентов: проверка качества реагентов по ГОСТ Р 56946-2016 с целью подтверждения заявленных производителем характеристик; анализ химических реагентов на предмет эффективности их действия в системах буровых растворов и жидкостей глушения; 3) Анализ подземной, сточной, природной воды, определение химических свойств, оценка совместимости с пластовыми флюидами. Лаборатория укомплектована современным оборудованием: ротационными вискозиметрами (OFITE и Fann), прибором для определения коэффициента трения (КТК-2); фотоколориметром AP-101; рН-метром 150МИ; мутномером HI98703; кальциметром; аналитическими весами ВЛ-224В и другими приборами. Для работы в полевых условиях лаборатория укомплектована портативными анализаторами и тест-наборами для проведения исследований при различных температурах: термостатом и криостатом, которые позволяют проводить эксперименты при температурах до +180°C и до -50°C соответственно.

Цель модернизации расчётно-методической части, начатой в текущем 2022 г. – обеспечить возможность глушения сложных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин с полной автоматизацией процесса и контролем параметров процесса глушения, с применением в качестве ЖГ неньютоновских жидкостей и современных многофазных композиций. Для этого в физико-математическую модель включается более детальная гидравлическая модель течения ЖГ в стволе скважины, а также модель теплообмена, учитывающая геотермический градиент.

Литература

1. Нургалиев Д.К., Селивановская С.Ю., Кожневникова М.В., Галицкая П.Ю. Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации. – Георесурсы, 23(3), с. 8–16. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.2>.
2. Муслимов Р.Х. Использование опыта рационального освоения углеводородных ресурсов недр в новой парадигме академика А.Э.Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России. – Георесурсы. Спецвыпуск. – С. 5–9. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.5-9>.
3. Кустышев А.В., Коротченко А.Н. и др. Математическое моделирование технологических процессов закачивания раствора в скважину при проведении геолого-технических мероприятий // Вестник Тюменского государственного университета. – 2015. Т. 1, № 4(4). – С. 91–101.
4. Коротченко А.Н., Кислицын А.А. и др. Аппаратно-методический комплекс для оптимизации и контроля технологических процессов закачивания раствора в скважину при проведении геолого-технических мероприятий // Бурение и нефть, 2017. – № 12. – С. 2–6.
5. Коротченко А.Н., Кислицын А.А., Ларин С.В. Особенности глушения скважин после гидравлического разрыва пласта // Бурение и нефть, 2020. – № 2. – С. 34–37.

THE PARADOXES OF CLIMATE CHANGE HYSTERIA

M.R. Islam¹, D.G. Yarakhanova²

¹President, Emertec Research and Development Ltd., Canada, president@emertec.ca

²Docent, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation, dilyara.yar@mail.ru

Throughout human history, there has been continuous clashes between the narrative of the elite ruling class (the Establishment) and the true science-based narrative. Such contradictions have not been objectively addressed as the Establishment narrative always trumped the scientific narrative. After the enlightenment era, it was claimed that the dogma era had passed and true science now can evaluate all phenomena objectively. This was but an illusion because underlying premises of all post-renaissance theories all were aphenomenal, not unlike the dogmatic cognition. One important feature of such false premises is the conclusions always give rise to paradoxes. As such, New science has given rise to numerous paradoxes, albeit with hubris that we have progressed. This came to light during the recent Covid-19 pandemic, which was used by the Establishment to prop up numerous restrictive protocols based on some dozen false premises that were never questioned, although the paradoxes were self evident. In the modern era, which started with the introduction of ubiquitous artificial mass and energy systems, there has been a superflux of paradoxical systems (Islam et al., 2010) with each party claiming to be correct, garnering support by the whatever branch of power is in power.

No other discipline than the energy sector has suffered more from this inherently fallacious cognition pattern. Even though petroleum continues to be the world's most diverse, efficient, and abundant energy source, due to «grim climate concerns», global initiatives are pointing toward a «go green» mantra. When it comes to defining 'green', numerous schemes are being presented as 'green' even though all it means is the source of energy is not carbon. In fact the 'left', often emboldened with 'scientific evidence', blames Carbon for everything, 'forgetting' that carbon is the most essential component of plants – the essence of the ecosystem. The 'right', on the other hand, denies climate change altogether, stating that it is all part of the natural cycle and there is nothing unusual about the current surge in CO₂ in the atmosphere. Both sides ignore the real science behind the process. In this, both 'left' and 'right' fail to recognize the fact that artificial chemicals added during practically all industrial processes make the atmosphere all toxic. Tennessee – a state Al Gore once represented), the world started to believe carbon was the enemy. This drumbeat against petroleum continued even during the Bush 43 era and President George W. Bush talked about 'oil addiction' (Islam et al., 2010). Even his most ardent detractors embrace that comment as some sign of deep thinking. Then came the Obama era – the era of contradictions and paradoxes (Brown and Epstein, 2014). The Trump era is marked with unprecedented surge in oil and gas production activities that catapulted USA to energy solvency (Islam, 2020). The growth started in the Obama era but in a paradoxical move, Obama increased investments in so-called renewable projects, painting the US administration as environment-friendly, with the fundamental premise that oil is not sustainable but renewable energies, such as solar, wind, biofuel are [1-4].

Upon the election of President Donald Trump, the propaganda against fossil fuel reached an unprecedented hype, only to be eclipsed with Covid-19 hysteria (Islam et al., 2022). What Al-Gore called 'extra chromosome right wing' (to define Reagan voters) and Hillary Clinton called 'basket of deplorables' (to define Trump supporters) became the buzz word to hurl insult at anyone who not subscribe to the mainstream narrative of 'climate change'. For them, anyone advancing any argument against the so-called '97% consensus' is immediately identified as a suspect and climate change denier, and, therefore, is worthy of being intellectually lynched by categorizing him/her as a Trump supporting, «Make America Great Again» (MAGA) (Biden calls them ultra-MAGA extremist) hat-wearing hillbilly. At this point, anything the 'scientist' would say, no matter how egregious, be it manufacturing cow-free burgers and milk or dimming the sun with toxic chemicals, would pass for 'science' while anyone advancing 'alternate' explanation would be ridiculed. This is not a scholarly forum, where real science can survive (Kraychik, 2019) [5]. Islam and Khan (2019) [2] called out the lunacy of the anti-carbon

hysteria. The readership was reminded that it is New Science that has made the following roller coaster transition in the past and is poised to continue along the same path:

- In the 70s, there was this coming of second ice age;
- In the 80s, acid rain was considered the villain that was ruining the planet earth;
- In the 90s, global warming was said to bring the earth at the brink of the tipping point;
- In the 2000s, climate change (different from global warming) was declared real and carbon designated the enemy;
- In the 2010s, engineering the earth began, and the natural ecosystem, carbon, water, sunlight were designated the enemy;
- In 2019, we prepare for the 2020s, in which an apology to acid rain is being offered and the plans are underway with billions of dollars of funding to «dim» the sun with acid and let the entire world wear toxic sunglasses – all funded by universal carbon taxes;
- In 2021, as Covid-19 pandemic heaped corporate profits to an obscene state, climate change hysteria makes a comeback [6].

This is the much-dreaded environmental scheme propped up by institutions such as the United Nations. Yet, the science that others have been working with have no avenue to evaluate, let alone critique, the only ‘scientific’ recourse being promoted. It is as if the world has gone insane and cannot fathom fundamental the questions as to what is wrong with carbon, water, or sunlight.

In this paper, the fundamental premises of both 97% consensus and 3% dissent views are pointed out. Those premises are connected to demonstrate the fallacies of the schemes that promote ‘new wave’ nuclear energy as the panacea while vilifying natural resources, such as fossil fuel, as ‘evil’. At the end, this paper leaves no question regarding the global climate unanswered and recommends fundamental changes that can offer hope for the future.

The solutions will not make more money for the corporations or tax-happy big governments, but who said those things have anything with proper science? This paper shows how real science is different from dogmatic nonsense that we have been indoctrinated to believe as ‘science’.

References

1. *Brown, C. B. and Epstein, J.*, 2014, The Obama Paradox, Politico, June 4.
2. *Islam, M.R. and Khan, M.M.*, 2019, The Science of Climate Change, John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts, USA, 623 pp.
3. *Islam, M.R., A.B. Chhetri, M.M. Khan*, 2010, Greening of Petroleum Operations, John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts, USA, 852 pp.
4. *Islam, M.R., Monaf, J., Islam, A.O.*, 2022, Greening of Pharmaceutical Engineering, Volume 4: Applications for Physical Disorder Treatments, Scrivener-Wiley, 950 pp.
5. *Kraychik, R.*, 2019, Greenpeace Founder: Global Warming Hoax Pushed by Corrupt Scientists ‘Hooked on Government Grants’, Breitbart. March 7.
6. U.S. Global Change Research Program, 2017, National Global Change Research Plan 2012–2021:A Triennial Update, Washington, DC, USA.U.S. Global Change Research Program, 2017, Climate science Special report, https://science2017.globalchange.gov/downloads/CSSR2017_FullReport.pdf

ПАРАДОКСЫ ИСТЕРИИ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА

М.Р. Ислам¹, Д.Г. Яраханова²

¹Президент, Emertec Research and Development Ltd., Канада, president@emertec.ca

²Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация, dilyara.yar@mail.ru

На протяжении всей истории человечества происходили постоянные столкновения между нарративом об элитарном правящем классе (истеблишменте) и истинным, основанным на науке нарративом. Такие противоречия не рассматривались объективно, поскольку способ повествования об истеблишменте всегда превосходил научное повествование. После эпохи просвещения утверждалось, что эпоха догм прошла и истинная наука теперь может объективно оценивать все явления. Это была всего лишь иллюзия, потому что основные предпосылки всех постренессансных теорий были афеноменальными, мало чем отличающимися от догматического познания. Важной особенностью таких ложных посылок является то, что выводы всегда порождают парадоксы. То есть, Новая наука, про которую можно не без гордости сказать, что она далеко продвинулась и породила множество парадоксов. Это стало известно во время недавней пандемии Covid-19, которая использовалась истеблишментом для поддержки многочисленных ограничительных протоколов, основанных на нескольких дюжинах ложных предпосылок, которые никогда не подвергались сомнению, хотя парадоксы были очевидны. В современную эпоху, начавшуюся с повсеместного внедрения искусственных массовых и энергетических систем, наблюдается избыток парадоксальных систем (Islametal, 2010), когда каждая сторона заявляет о своей правоте, получая поддержку любой ветви власти, находящейся у власти.

Ни одна другая отрасль, кроме энергетического сектора, не пострадала больше от этой ошибочной по своей сути модели познания. Несмотря на то, что нефть по-прежнему остается самым разнообразным, эффективным и распространённым источником энергии в мире, из-за «мрачных опасений по поводу изменения климата» глобальные инициативы указывают на мантру «зеленых». Когда дело доходит до определения «экология», многочисленные схемы представляются как «зеленые», хотя всё это означает, что источником энергии является не углерод. На самом деле «левые», часто воодушевляемые «научными доказательствами», обвиняют во всем углерод, «забывая», что углерод является наиболее важным компонентом растений – сущностью экосистемы. «Правые», с другой стороны, вообще отрицают изменение климата, заявляя, что всё это часть естественного цикла и нет ничего необычного в нынешнем всплеске CO₂ в атмосфере. Обе стороны игнорируют реальную науку, стоящую за процессом. При этом как «левые», так и «правые» не учитывают тот факт, что искусственные химикаты, добавляемые практически во все промышленные процессы, делают атмосферу полностью токсичной. Мир начал верить, что углерод – это враг, например, в штате Теннесси (который когда-то представлял Эл Гор). Этот барабанный бой против нефти продолжался даже в эпоху Буша-43, когда президент Джордж Буш-младший говорил о «нефтяной зависимости» (Islametal, 2010). Даже его самые ярые недоброжелатели восприняли это замечание как некий признак глубокого мышления. Затем наступила эпоха Обамы – эпоха противоречий и парадоксов (Браун и Эпштейн, 2014). Эпоха Трампа отмечена беспрецедентным всплеском добычи нефти и газа, который привёл США к энергетической платежеспособности (Islam, 2020). Надо отметить, что рост нефтедобычи начался ещё в эпоху Обамы, но парадоксальным образом Обама увеличил инвестиции в так называемые проекты по возобновляемым источникам энергии, изображая администрацию США как экологически чистую, с фундаментальной предпосылкой, что нефть не является устойчивой, а является возобновляемой энергией, такой как солнечная энергия, энергия ветра, биотопливо [1-4].

После избрания Дональда Трампа президентом пропаганда против ископаемого топлива достигла беспрецедентного ажиотажа, но её затмила истерия вокруг Covid-19 (Islametal, 2022). То, что Эл-Гор назвал «правым крылом с дополнительными хромосомами» (чтобы определить избирателей Рейгана), а Хиллари Клинтон назвала «корзиной прискорбных» (чтобы определить сторонников Трампа), стало модным словом, чтобы оскорбить любого, кто не разделяет господствующую версию «изменение климата». Для них любой, кто выдвигает какой-либо аргумент против так называемого «консенсуса 97%», немедленно идентифицируется как подозреваемый и отрицатель изменения климата, и, следовательно, заслуживает интеллектуального линчевания, классифицируя его / её как сторонника Трампа, «Вернём Америке былое величие (MAGA)» (Байден называет их ультра-MAGA-экстремистами деревенщинами в шляпах). В этот момент всё, что скажет «учёный», каким бы вопиющим оно ни было, будь то производство гамбургеров или молока без коров или затемнение солнца с помощью токсичных химикатов, будет считаться «наукой», а любой, кто выдвигает «альтернативное» объяснение, будет высмеян. Это не научный форум, где может выжить настоящая наука (Крайчик, 2019) [5]. Ислам и Хан (2019) [2] назвали безумием антиуглеродную истерию. Читателям напомнили, что именно «Новая наука» совершила в прошлом следующий переход, напоминающий американские горки, и готова продолжать двигаться по тому же пути:

- В 70-х годах наступил второй ледниковый период;
- В 80-х кислотные дожди считались злодеем, губящим планету Земля;
- В 90-х годах говорили, что глобальное потепление поставило Землю на грань переломного момента;
- В 2000-х изменение климата (в отличие от глобального потепления) было объявлено реальным, а углерод назван врагом;
- В 2010-х началась инженерия земли, и врагами были обозначены природная экосистема, углерод, вода и солнечный свет;

• В 2019 году мы готовимся к 2020-м годам, когда приносятся извинения за кислотные дожди и реализуются планы финансирования в миллиарды долларов, чтобы «затемнить» солнце кислотой и позволить всему миру носить токсичные солнцезащитные очки – всё финансируется универсальными налогами на выбросы углерода;

• В 2021 году, когда пандемия Covid-19 довела прибыль корпораций до непристойного состояния, истерия по поводу изменения климата возвращается.

Это очень страшная экологическая схема, поддерживаемая такими учреждениями, как Организация Объединённых Наций. Тем не менее, наука, с которой работали другие, не имеет возможности оценивать, не говоря уже о критике такого единственного продвигаемого «научного» ресурса. Как будто мир сошел с ума и не может понять фундаментальные вопросы о том, что не так с углеродом, водой или солнечным светом.

В этой статье указываются основные предпосылки как «97% консенсуса», так и «3% несогласных». Эти предпосылки связаны с демонстрацией ошибочности схем, которые продвигают ядерную энергию «новой волны» как панацею, подвергая суровой критике природные ресурсы, такие как ископаемое топливо, которое выдают за «зло».

В заключении отметим, что в этой статье не оставлено без ответа ни одного вопроса о глобальном климате и рекомендованы фундаментальные изменения, которые могут дать надежду на будущее. Решения не принесут больше денег корпорациям или крупным правительствам, довольным налогами, но кто сказал, что эти вещи имеют хоть что-то с надлежащей наукой? В этой статье показано, чем настоящая наука отличается от догматической чепухи, которую нам внушили считать «наукой».

Литература

1. *Brown, C. B. and Epstein, J.*, 2014, *The Obama Paradox, Politico*, June 4.
2. *Islam, M.R. and Khan, M.M.*, 2019, *The Science of Climate Change*, John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts, USA, 623 pp.
3. *Islam, M.R., A.B. Chhetri, M.M. Khan*, 2010, *Greening of Petroleum Operations*, John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts, USA, 852 pp.
4. *Islam, M.R., Monaf, J., Islam, A.O.*, 2022, *Greening of Pharmaceutical Engineering, Volume 4: Applications for Physical Disorder Treatments*, Scrivener-Wiley, 950 pp.
5. *Kraychik, R.*, 2019, *Greenpeace Founder: Global Warming Hoax Pushed by Corrupt Scientists ‘Hooked on Government Grants’*, *Breitbart*. March 7.
6. U.S. Global Change Research Program, 2017, *National Global Change Research Plan 2012–2021: A Triennial Update*, Washington, DC, USA.

Круглый стол 1
1 часть: Новые технологии нефтегазового сектора

**ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗАПАСОВ УГОЛЬНО-ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ
 ЗАЛЕЖЕЙ ИЗ НИЖНЕКАМЕННУГОЛЬНЫХ МЕГАРЕЗЕРВУАРОВ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО
 БАШКОРТОСТАНА И НАПРАВЛЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО
 РАСШИРЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ**

В.К. Утопленников, А.Д. Драбкина

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)

vutoplennikov@ipng.ru

Введение

Предлагается концепция детальной разведки для совместной разработки близкостелегающих угольно-газовых и нефтяных залежей терригенной толщи нижнего карбона северо-западной части Башкортостана. Концепция предусматривает использование нового, инновационного технологического комплекса по дегазации и газификации каменных углей, а также по термической добыче нефти, способная обеспечить необходимый прирост извлекаемых запасов и добычу углеводородного сырья, и восполнение дефицита топливно-энергетических ресурсов республики.

Перспективным направлением восполнения дефицита топливно-энергетических ресурсов в Башкортостане может быть вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов угольно-газовых и остаточных запасов нефтяных залежей нижнего карбона. Прогнозные запасы каменных углей в нижне-карбонных отложениях на территории северо-запада республики составляют около 18 млрд т, а соответствующие извлекаемые запасы угольного метана из них – около 200 млрд м³. Большая часть этих запасов сосредоточена в бобриковском горизонте, смежное залегание угольных и нефтяных пластов в котором предопределяет перспективы совместного и более полного извлечения их с помощью современных технологий дегазации каменных углей (ДКУ) (рис. 1), подземной газификации углей (ПГУ) и термической добычи нефти (ТДН) (рис. 2). При этом с помощью технологии ПГУ запасы углей могут быть извлечены практически полностью в виде 20 трлн м³ угольного энергетического газа, а за счёт неизбежного теплового воздействия выжигаемых при температуре 1500–2000°С угольных пластов на близлежащие нефтяные

пласты может быть реализована высокоэкономичная технология ТДН, позволяющая удвоить коэффициент извлечения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) высоковязкой нефти [1].

Для внедрения технологии ДКУ на нефтяных месторождениях необходима детальная разведка (до-разведка) угольных залежей с помощью в основном старого фонда большого количества эксплуатационных скважин и нескольких оценочных, пробуренных боковыми стволами с отбором герметизированного керна из тех же эксплуатационных скважин. Геолого-промышленная оценка угольно-газовых залежей с необходимой полнотой и достоверностью предусматривает уточнение мощности и картирование угольных пластов, определение их качественных показателей – зольности, влажности, газоносности,

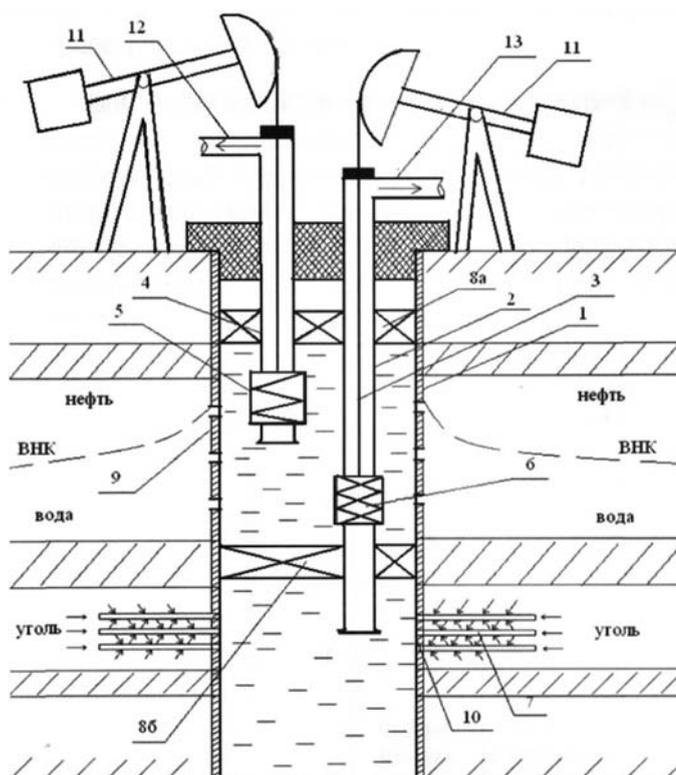


Рис. 1. Схема компоновки добычного оборудования для ДКУ по технологии ОРЭ.

- 1 – обсадная колонна; 2 – НКТ для добычи газа;
 3 – штанга; 4 – НКТ для добычи газа; 5 – УШГН не вставной; 6 – УШГН вставной; 7 – дренажные каналы в угольном пласте; 8а, б – верхний и нижний пакера;
 9 – интервал перфорации нефтяного пласта; 10 – интервал перфорации угольного пласта; 11 – станки-качалки;
 12 – выкидная линия.

фильтрационно-емкостных свойств и подсчёт запасов метана по материалам геофизических, петрофизических (лабораторных) и промысловых исследований. Оптимальный углеразведочный комплекс ГИС включает в себя методы скважинной сейсморазведки ВСП и стандартный комплекс угольного каротажа: БК, АК, ГК, ГГКП, ГГКС, ННК, ДС, инклинометрию [2].

Рентабельная добыча метана из угольных пластов с помощью технологии ДКУ может быть обеспечена через нефтяные скважины старого фонда, подлежащие консервации или ликвидации, а также через скважины действующего фонда путём совместно-раздельной эксплуатации смежнозалегających угольных и нефтяных пластов. Вскрытие угольных пластов осуществляется перфорацией или зарезкой боковых стволов с последующим обязательным гидроразрывом и освоением при максимально допустимых депрессиях. Процесс дегазации угольного пласта включает три основные стадии:

1. Десорбцию (выделение абсорбированного газа из молекулярных пор в микропоры и капилляры),
2. Диффузию (проникновение газа через матрицу угля в его микротрещины) и суфляж (проникновению в макропоры и макротрещины).
3. Последняя стадия сопровождается процессом осушения угольного пласта – дренажом. Промышленные дебиты метана могут достигать 50 тыс. м³ в сутки и более [2].

Высокоэффективная и экологически чистая технология ПГУ, по сути, объединяет добычу газа энергетическое и химическое использование углей. Энергетический угольный газ при парокислородном дутье имеет следующий средний состав: водорода – 50%, окиси углерода – 34%, метана – 12%, углекислого газа – 1,7%, гомологов метана – 1,1%, азота – 1%, сероводорода – 0,03%. Тепла сгорания – 3500 ккал/м³ (14,7 МДж/м³). Выход газа ПГУ в среднем составляет 1000 м³/т. Технология ПГУ на парокислородном дутье для глубокозалегających (до 1400 м) угольных пластов, разработанная ИГД им. А.А. Скочинского, позволяет обеспечить КПД газификации до 85–90% [3, 4].

Тепловые потери при ПГУ (10–15%) достаточны для одновременной реализации технологии ТДН с термозаводнением, т.е. с использованием пароводяного вытеснителя, который при температуре 340–350° и давлении 140–150 МПа становится не только вытеснителем, но и эффективным растворителем нефти, обеспечивающим теоретически 100% нефтеизвлечение. Причём процессы термогазодинамики в угольном пласте и термогидродинамики в нефтяном пласте должны быть фильтрационно изолированы друг от друга непроницаемым экраном – пластом глинистых пород. Именно такое смежное залегание угольных и нефтяных пластов в бобриковском горизонте позволяет осуществить передачу тепловой энергии при подземной газификации нижележащего угольного пласта в вышележащий нефтяной через теплопроводящий, но гидравлически, в том числе и для газа, непроницаемый глинистый пласт между ними [5].

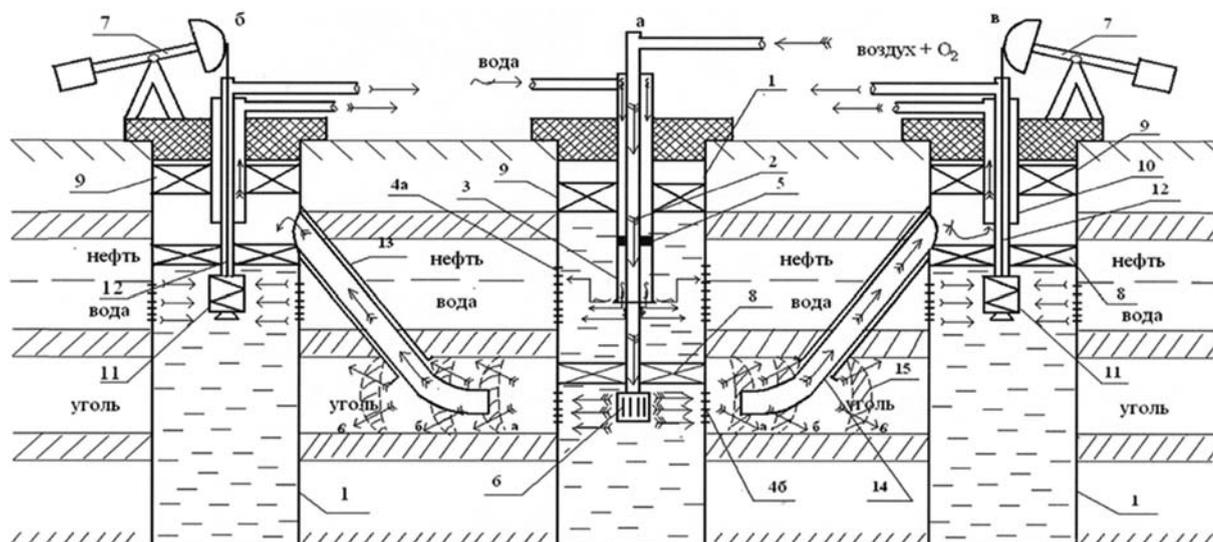


Рис. 2. Технологическая схема совмещенной разработки нефтяного пласта и ПГУ подстилающего его углевмещающего горизонта.

- 1 – обсадная колонна; 2 – НКТ малого диаметра; 3 – НКТ большого диаметра; 4 – интервал перфорации (а – верхний; б – нижний); 5 – обратный клапан; 6 – запальное устройство; 7 – станок-качалка; 8 – нижний пакер; 9 – верхний пакер; 10 – наружное НКТ; 11 – ШГН; 12 – штанговая колонна; 14 – боковой ствол; 15 – положения фронта горения б, в.

Непрерывное (фронтальное) вытеснение нефти из пласта осуществляется при холодном площадном заводнении, так как тепловая оторочка в нём создается непосредственно в пласте, приходящим тепловым потоком от фронта огневого забоя в процессе выжигания угольного пласта при ПГУ. Технологический контроль сводится к поддержанию синфазности пароводяного и огневого фронтов с учётом асинхронности процессов распространения тепловых полей, обусловленных теплопроводностью пород глинистой перемычки и нефтяного пласта. Поддерж-

ние оптимальной температуры пароводяной оторочки в нефтяном пласте обеспечивается дозированием плотности теплового потока путём регулирования интенсивности процесса ПГУ в угольном пласте изменением состава окислителя и его количества, подаваемого к огневому забою через дутьевые скважины, а также путём изменения скорости закачки воды в нагнетательные скважины.

Наиболее оптимальной системой разработки должна быть блочно-радиальная с центральной нагнетательной скважиной. Эта система может применяться на старых эксплуатационных площадях с любой сеткой скважин. Причём в эксплуатационных (нефтедобывающих) скважинах выбранного блока бурятся и обсаживаются боковые горизонтальные стволы дутьевых (для ПГУ) скважин в нижележащем угольном пласте по направлению к центральной нагнетательной скважине [1].

Технологические газоотводящие горизонтальные скважины бурятся в том же угольном пласте между дутьевыми в радиальном направлении к той же нагнетательной скважине. После перфорации и гидроразрыва угольного пласта из дутьевых скважин огневая сбойка близкорасположенных забоев дутьевых и газоотводящих скважин вокруг нагнетательной, осуществляется розжигом угольного пласта с помощью специальных электро- или газовых нагревателей (горелок) при одновременной закачке (дутье) парокислородной смеси. После розжига угольного пласта и вывода процесса его горения на оптимальный режим ПГУ с созданием стабильного кольцевого огневого фронта вокруг нагнетательной скважины в ней же осуществляется контроль поднимающейся температуры нефтяного пласта. По достижении его оптимального значения (340–350°C) начинается закачка холодной воды с целью создания вокруг нагнетательной скважины пароводяной области с температурным фронтом, синфазным с огневым фронтом ПГУ в угольном пласте. Так как дутьевые скважины пробуриваются из эксплуатационных, то при достаточных высоких давлениях дутья может успешно применяться технология газлифтной (эрлифтной) термодобычи нефти (рис. 2).

Данная технология термической добычи нефти максимально эффективна по конечному нефтеизвлечению, предельно малозатратна и является энергосберегающей, так как использует лишь неизбежные тепловые потери в процессе ПГУ и не требует других топливно-энергетических ресурсов по сравнению с известными технологиями и может обеспечить значительную долю потребности в газе [6].

Выводы

Таким образом, предлагаемая концепция детальной разведки и совместной разработки угольно-газово-нефтяных нижнекарбонных залежей с помощью комплекса новых перспективных технологий дегазации и газификации каменных углей и термической добычи нефти может обеспечить необходимый прирост извлекаемых запасов и интенсификацию добычи углеводородного сырья, а, следовательно, и восполнение топливно-энергетических ресурсов Башкортостана и прилегающих регионов Волго-Уральской нефтегазоносной и угленосной провинции.

** Статья написана в рамках выполнения государственного задания 122022800253-3 Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла.*

Литература

1. Гуторов Ю.А., Косолапов А.Ф., Утопленников В.К. Перспективы и пути расширения углеводородно-сырьевой базы Башкортостана на основе применения нетрадиционных технологий добычи II УГНТУ г. Уфа, 2012 г. – 212 с.
2. Косолапов А.Ф., Антонов К.В., Бандов В.П., Даниленко В.Н. Оптимальный комплекс геофизических исследований угольно-нефтяных залежей в угленосной толще нижнего карбона Башкортостана. Тезисы докладов Международной конференции по геофизическим исследованиям скважин. 8–11 сент. 1998 г. РГУНГ им. Губкина.
3. Крейнин Е.В. Современное состояние и тенденции развития подземной газификации углей. Химия твёрдого. № 3. 1992 г.
4. Крейнин Е.В. Новая технология термической добычи вязких нефтей. Нефтяное хозяйство. № 7, 1994 г. – 29–31 с.
5. Хамитов Р.А., Антонов К.В., Косолапов А.Ф., Утопленников В.К. Перспективы детальной разведки и добычи метана из угольных пластов ТННС Арлано-Дюртюлинской зоны Башкортостана. «Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: Материалы Республиканской научно-практической конференции. г. Уфа, 5–6 апреля 2002 г. – 704 с.
6. Крейнин Е.В. Экологическое и технико-экономическое обоснование строительства промышленных предприятий подземной газификации углей. Уголь. № 2, 1997 г. – 16 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УМК В ПРОЦЕССАХ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ. ОБЗОР КОНЦЕПЦИЙ И СВОЙСТВ ПРИМЕНИМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Д.К. Нургалиев², Р.Г. Забаров¹, А.А. Лутфулин¹, Р.Н. Шагисламов¹, М.А. Варфоломеев², А.Н. Кузев³,
А.Р. Хаматов⁴, А.В. Замрий⁴, Л.А. Алиева⁴, Е.Д. Котикова⁴

¹Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск; ²Казанский Приволжский федеральный университет, г. Казань; ³ССК, г. Москва; ⁴Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза Нефтегазопромышленников России, г. Москва, ala@sngpr.ru.com

Умный микроконтейнер (УМК) – это полая полимерная капсула, весь внутренний объём которой заполнен действующим веществом. Оболочка микроконтейнера в свою очередь обеспечивает направленное движение капсулы под действием магнитных сил, а также выпуск действующего вещества при изменении определённых факторов среды (рН, температура, химический состав) [1].

В настоящий момент МЭАЦ СНГПР совместно с ПАО «Татнефть» и Казанским Приволжским федеральным университетом осуществляют трансфер технологии умных микроконтейнеров в процессы бурения скважин и добычи нефти и газа. Наиболее перспективными для применения УМК являются борьба с поглощениями бурового раствора, ремонтно-изоляционные работы, а также химические методы увеличения нефтеотдачи. Рассмотрим каждый процесс более подробно.

Для борьбы с обводнением скважин проводятся ремонтно-изоляционные работы (РИР). Как правило, изоляционные работы позволяют снизить количество добываемой воды, однако даже современные селективные методы РИР не обеспечивают точности проведения работ и воздействия на конкретный интервал [2]. По некоторым данным, средняя эффективность ремонтно-изоляционных работ не достигает и 60%. Зачастую приходится проводить повторные изоляционные работы, что сопряжено с большим расходом реагентов и потерями времени. Накопленный опыт ремонтно-изоляционных работ говорит о необходимости внедрения новых технологий, позволяющих проводить более точную изоляцию обводнённых участков, в том числе и на горизонтальных участках ствола. Применение технологии УМК позволит концентрировать капсулы с ремонтным составом на определённом интервале, что в свою очередь приведёт к увеличению надёжности изоляции и снижению расхода изоляционных материалов. Другими словами, технология РИР позволит решить ряд проблем, связанных с повышением эффективности процесса, а именно сделает ремонтно-изоляционные работы более точными, и, как следствие, снизит расходы на их проведение в целом.

Помимо РИР, большой потенциал для применения УМК в России является направление по развитию физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), таких как щелочное заводнение, закачка ПАВ и полимерное заводнение. Современные технологии применения МУН не обеспечивают адресной доставки активных веществ, что ведёт к большим потерям дорогостоящих реагентов. Существенным недостатком ХМУН также является адсорбция реагента на поверхности породы, что в результате приводит к существенным потерям используемых реагентов. Применение технологии УМК заключается в следующем: реагент (например, ПАВ) помещается в капсулу и движется внутри пласта. Капсула раскрывается ближе к нефтенасыщенной части пласта, таким образом реагент не адсорбируется на породе, что существенно увеличивает эффективность ПАВ-заводнения.

Ещё одним направлением, представляющим интерес в рамках данной работы, является проблема поглощения больших объёмов бурового раствора, а иногда и вовсе всего раствора, подаваемого в скважину. Происходит это по нескольким причинам:

- Вследствие его фильтрации из ствола скважины в пласт;
- Ввиду осложнений в скважине, которые характеризуются полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения.

По разным оценкам борьба с поглощениями промывочной жидкости в среднем занимает 20 % календарного времени строительства скважин [3]. Несмотря на то, что проблема поглощений изучается давно и существует множество современных методов борьбы с поглощениями, большая часть из них технологически несовершенны, а также не дают достаточной точности воздействия на поглощающий пласт. По нашим оценкам внедрение технологии УМК позволит точно воздействовать на поглощения, быстро и эффективно перекрывать поглощающие пласты, что в перспективе существенно снизит простои в бурении.

Трансфер технологии УМК в область добычи нефти и газа – это сложный и трудоёмкий процесс организации высокого уровня. Создание принципиально новых технологий в области ремонтно-изоляционных работ, борьбы с поглощениями буровых растворов и методов увеличения нефтеотдачи направлено на увеличение эффективности и снижения суммарных затрат на проводимые работы. Таким образом, применение технологий УМК позволит решить ряд проблем и сложностей в процессах добычи и бурения.

Главным преимуществом внедрения разрабатываемых технологий с точки зрения их производства и использования является то, что для всех трёх направлений будет использоваться примерно одинаковый комплект оборудования и материалов.

Литература

1. А. В. Замрий и Н. В. Викторова. «Умные микроконтейнеры». Нефтегазовая вертикаль. С. 27–31, 2019.
2. А. А. Сингуров, В. И. Нифантов, В. М. Пищухин и Е. В. Гилфанова. «Технологии и составы для водоизоляционных работ в газовых скважинах». Вести газовой науки. С. 75–80, 2014.

3. А. С. Смагин, К. Ю. Новицкий, А. Р. Табачников и Ф. А. Агзамов. «Повышение эффективности ликвидации и зон катастрофических поглощений при строительстве скважин». Бурение и нефть, № 6.С. 39–41, 2020.

4. Г. С. Дубинский, В. Е. Андреев, Х. И. Акчурин и Ю. А. Котенев. «Развитие технологий ограничения водопритока в добывающие скважины». Электронный научный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». С. 1–8, 2012.

О РОЛИ РАЗЛОМОВ И МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ СОГЛАСНО ПРИНЦИПУ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

Д.И. Гурова

ИПНГ РАН, г. Москва, divaliyeva@ipng.ru

В пределах тектонических структур южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Верхнепечорская и Ижма-Печорская впадины) и Тиманской гряды (Ухта-Ижемский вал) распределение углеводородов по площади имеет фазовую зональность, которая согласовывается с принципом дифференциального улавливания Максимова-Савченко-Гассоу. Согласно данному принципу, при миграции углеводородов от нефтегазоматеринских толщ к ловушкам нефти и газа, более погружённые положительные структуры заполняются газообразными флюидами, а вверх по восстанию последние сменяются нефтью с различным газонасыщением и плотностью.

В северной части Тимано-Печорской НГП, в пределах Колвинского мегавала, Н.И. Никонов описал закономерное увеличение плотности нефти по латерали с севера на юг вверх по восстанию пласта для залежей в верхнепермских песчаниках, образующих группу небольших куполов в пределах Харьягинского и Возейского месторождений [1]. Для Волго-Уральской НГП изменение фазового состояния ловушек согласно принципу дифференциального улавливания установлено для полосы нижнепермских рифовых построек в Башкирском Приуралье [2]. В работах У.К. Гассоу по изучению барьерного рифа верхнедевонского возраста Бони – Глен – Уизард – Лейк (штат Альберта) показано, что характер распределения залежей углеводородов по региональному наклону изменяется согласно ступенчатой миграции: ловушки в южной части рифа, расположенные ниже по падению (Кукинг – Лейк), содержат газ, ловушки в северной части (Уизард – Лейк) заполнены нефтью, между ними ловушки (Римби – Гомеглен) содержат газ с нефтяными оторочками [3].

Для выяснения наблюдаемых особенностей фазового состояния углеводородов автором проведены исследования зависимости между свойствами углеводородов в ловушках и расположением их по площади. Для анализа использованы данные по содержанию тяжёлых углеводородов в залежах нефти и газа из «Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации» [4], представленные в таблицах 1–3.

Таблица 1

Изменение фазового состояния залежей каменноугольно-нижнепермских отложений в Верхнепечорской впадины

	Месторождение	Тип месторождения	Пласт	Тяжелые УВ без C ₅₊ и в, %
СЗ	скв.1-Новая	Н	C ₁ s	по данным ГИС
	скв.1-Шоръель	Н	P ₁ a+s	
	Вуктыльское	НГК	P ₁ -C	15,49
	Мишпарминское	ГК	C ₂ m-C ₃	12,78
I	Рассохинское	Г	C ₃ +P ₁ a+s+ar ₁	-
	Рассохинское	Г	P ₁ ar ₂	-
	Пачгинское	Г	P ₁ a+s+ar ₁	-
ЮС	Курьинское	Г	P ₁ ar	6,50
	Курьинское	Г	P ₁ k	5,40
	Анельское	Г	P ₁ -C ₃	0,96

В Верхнепечорской впадине фазовая зональность распределения углеводородов наблюдается в ловушках каменноугольно-нижнепермского возраста (рис. 1): на юге месторождения имеют газовый состав (Рассохинское, Патраковское и др.), в центральной части впадины (Вуктыльское, Козлаюское месторождения) – газоконденсатные залежи окантованы нефтяной оторочкой, а в северной-северо-западных частях (скв.1-Новая, 1-Шоръель) по данным ГИС в серпуховских отложениях выделяется нефтенасыщенный коллектор [5]. На сегодняшний день во впадине открыты газовые и нефтегазоконденсатные месторождения, поэтому для анализа использованы данные Госбаланса по горючим газам – процентное содержание тяжёлых углеводородов без C₅₊ и в (табл. 1). Результаты исследований указывают на закономерное увеличение содержания тяжёлых углеводородов в северном – северо-западном направлении, что, скорее всего, связано с определённой миграцией углеводородов при формировании залежей.

В Ижма-Печорской впадине в пределах Мичаю-Пашнинского вала распределение фазового состояния углеводородов согласно принципу дифференциального улавливания наблюдается в ловушках среднедевонско-

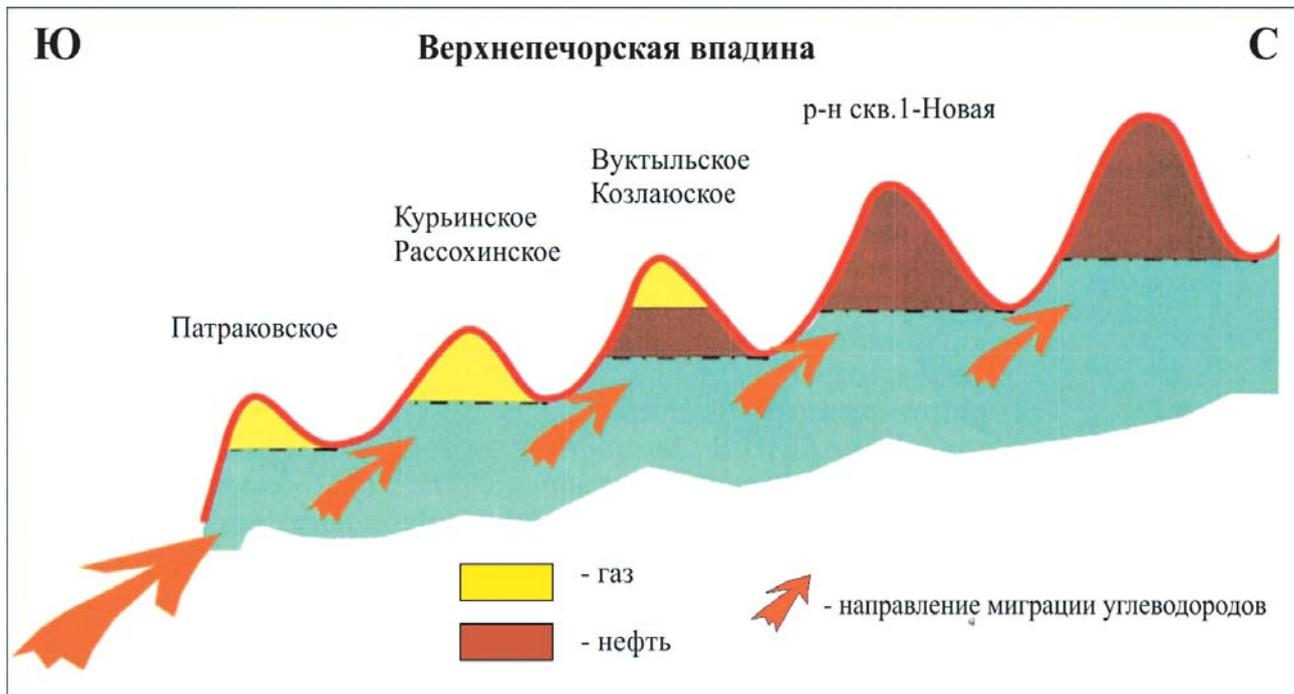


Рис. 1. Схема дифференциального улавливания углеводородов для залежей каменноугольно-нижнепермского возраста в Верхнепечорской впадине.

франского терригенного комплекса с юго-востока на северо-запад. В южной части открыто Пашнинское нефтегазоконденсатное месторождение, а далее, в северо-западном направлении, открыт ряд нефтяных месторождений (Береговое, В.-Савиноборское, Савиноборское, С.-Савиноборское) (табл. 2).

Для франских терригенных отложений построен геолого-геофизический разрез по критическому направлению. В качестве структурной основы построения принята структурная карта по подошве доманиковых отложений, выполненная ОАО «ТП НИЦ» (2012 г.). Разрез наглядно показывает, что для залежей, расположенных под одним флюидоупором, наблюдается увеличение плотности нефти с уменьшением глубины залегания пласта-коллектора: на Пашнинском месторождении плотность нефти для залежи франских отложений составляет $0,833 \text{ г/см}^3$, для залежи на Мичаюском месторождении, расположенной гипсометрически выше, плотность увеличивается до $0,861 \text{ г/см}^3$ (рис. 2). Для скоплений углеводородов, занимающих промежуточное место в разрезе (Береговое, Савиноборское и др), плотность нефти составляет $0,845\text{--}0,850 \text{ г/см}^3$. При миграции углеводородов от нефтематеринских толщ к ловушкам в пределах одного резервуара вверх по его восстанию, первыми заполняются ловушки, расположенные гипсометрически ниже более лёгкой нефтью, далее аккумулируются нефти большей плотности. Также

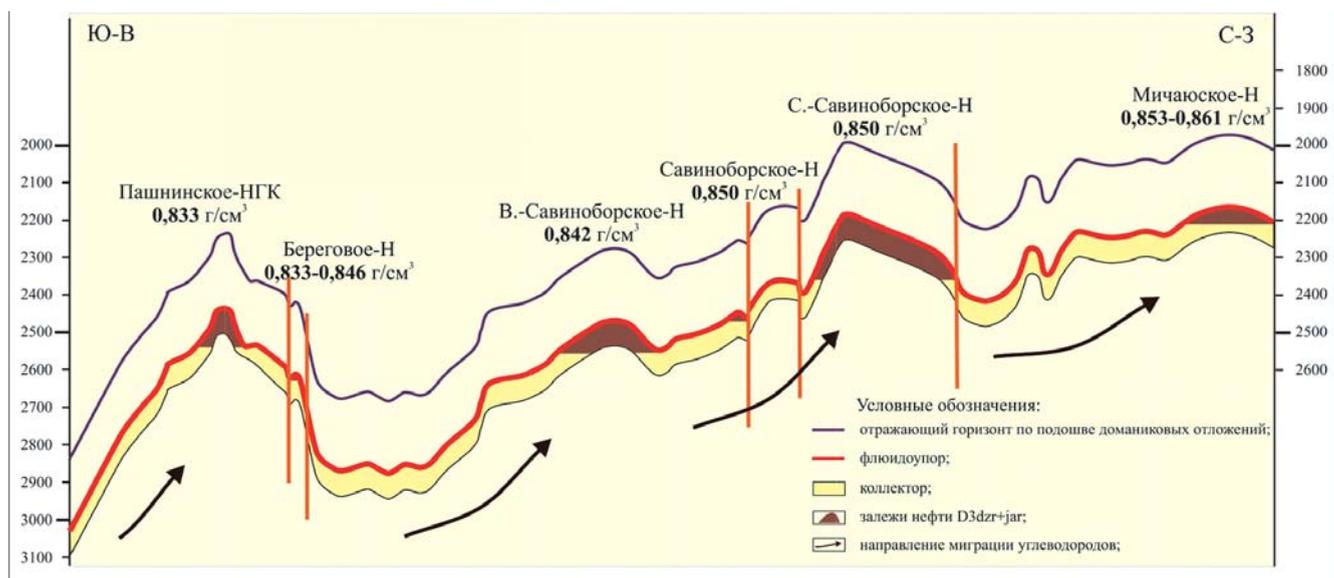


Рис. 2. Направление миграции УВ и изменение плотности нефти для залежей франских терригенных отложений Мичаю-Пашнинского вала.

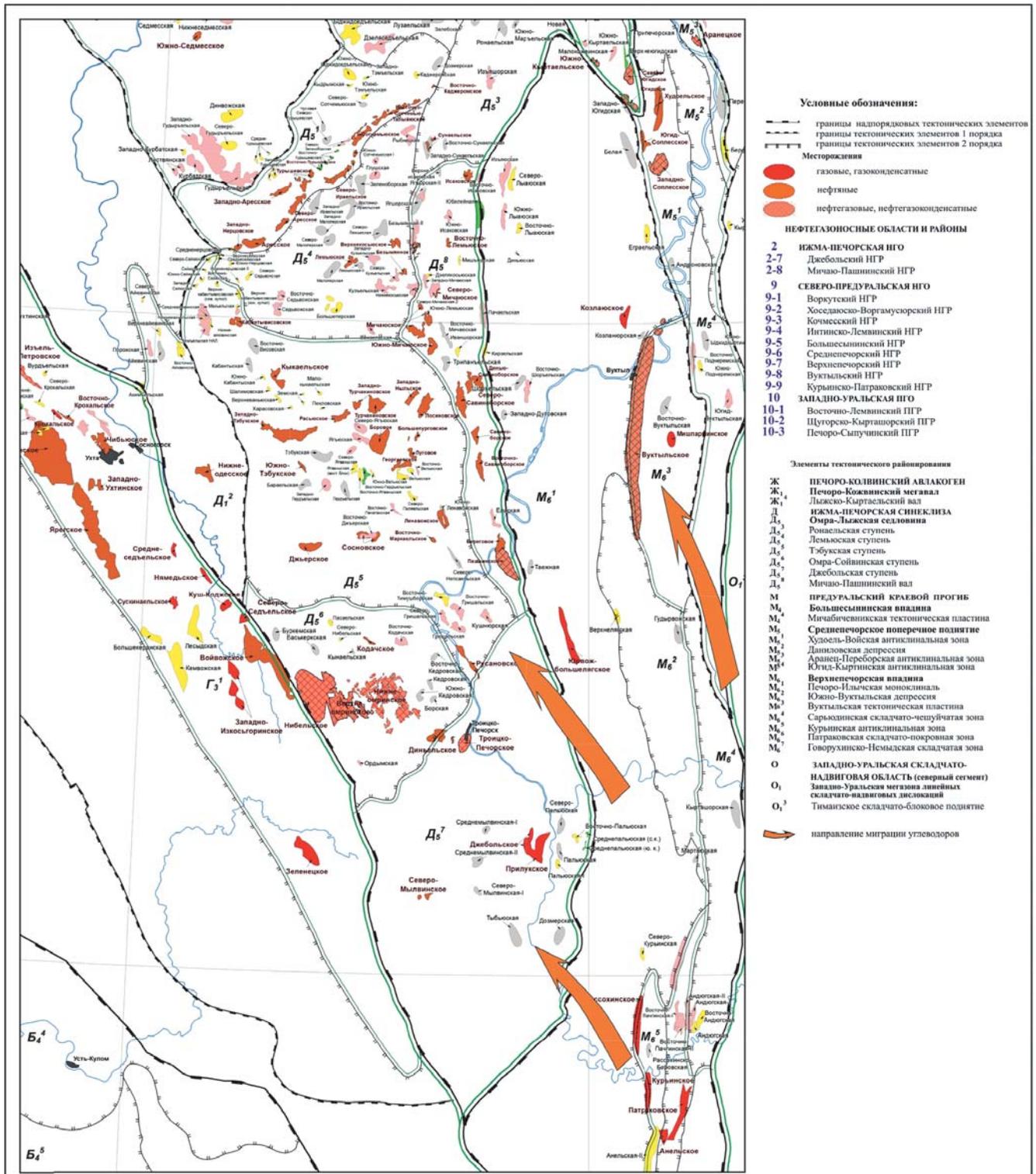


Рис. 3. Нефтегазоносность южной части Тимано-Печорской НГП (карта нефтегазогеологического и тектонического районирования ТПП, ОАО «ТП НИЦ», 2012 г.)

Изменение фазового состояния залежей франских отложений в пределах Мичаю-Пашнинского вала

	Месторождение	Тип месторождения	Пласт	Плотность нефти, г/см ³
С	Мичаюское	Н	D3f пл.1б	0,853
	Д.-Савиноборское	Н	D3dzr, пл.1б	0,85
	С.-Савиноборское	Н	D3fdжьер+яранские, пл.1в (пачки B3+B2)	0,85
	Савиноборское	Н	D3dzr+jar, пачки B3+B2	0,85
	В.-Савиноборское	Н	D3dzr, пл.1б	0,842
Ю	Береговое	Н	D3f, пл.1а, 1б, 1в	0,833–0,846
	Пашнинское	НГК	D2zv+D3f, пл.1а+1б+1в	0,833

можно сделать вывод о том, что разломы в данном случае не являются запирающими и не препятствуют миграции углеводородов.

На Ухта-Ижемском валу в южной части открыты газовые залежи (Зеленецкое, Западно-Изкосьгоринское, Куш-Коджское, Нямедьское, Ср.-Седьельское), северо-западнее вверх по восстанию пластов – нефтяные (Войвожское, Ярегское, Западно-Ухтинское, Нижнечутинское, Чибьюское, Восточно-Крохальское). Увеличение плотности нефти в северо-западном направлении, также как в Верхнепечорской и Ижма-Печорской впадинах, может свидетельствовать об определённой миграции углеводородов и аккумуляции их согласно принципу дифференциально-улавливания.

Таблица 3

Изменение фазового состояния залежей среднедевонско-франских отложений в пределах Ухта-Ижемского вала

	Месторождение	Тип месторождения	Пласт	Плотность нефти, г/см ³
ЮС – СЗ	Восточно-Крохальское	Н	D3f тиманские пл.П	0.843
	Нижнечутинское	Н	D3tm тиманские, пл.П+Б	0.913
	Ярегское	Н	D3ps, пл.П	0,833–0,846
	Войвожское	Н	D2 zv-D3ps, (1r, 1а+1б)	0.837

Наличие данных зависимостей изменения плотности нефти для залежей в пределах одного резервуара и фазовое распределение углеводородов в южной части Тимано-Печорской провинции свидетельствуют об определённой миграции углеводородов с юго-востока на север – северо-запад по восстанию пластов. Следовательно, скопления углеводородов, рассмотренные в данной работе, образованы за счёт генерации нефтематеринскими толщами, расположенными юго-восточнее впадин, и миграции углеводородов на север – северо-запад (рис. 3).

Фазовая зональность распределения углеводородов на рассматриваемых структурах имеет важнейшее значение для оценки нефтегазоносного потенциала и планирования направлений геологоразведочных работ. Так на Ухта-Ижемском валу на пути миграции углеводородов от Войвожского до Ярегского месторождения и в северо – северо-западных частях Верхнепечорской впадины, где открытый ещё нет, но есть перспективные объекты (по данным сейсморазведки и ГИС), можно ожидать мелкие и средние по запасам залежи лёгкой нефти.

Литература

1. Никонов Н.И. Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала / Н.И. Никонов, А.С. Головань // Геология нефти и газа. – 1983. – № 1. – С. 8–13.
2. Кошляк В.А. О формировании залежей нефти и газа в рифовой зоне Предуральяского прогиба [Электронный ресурс] / В.А. Кошляк, И.А. Якупов // Геология нефти и газа. – 1963. № 4. – Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1963/04/Stat/stat02.html>
3. Гассоу У.К. Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных учёных основе / У.К. Гассоу. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1961. – 232 с.
4. Государственный Баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2017 г. – М.: Федеральное агентство по недропользованию «Роснедра», Российский Федеральный Геологический Фонд «Росгеолфонд». – 2017.
5. Колоколова И.В. Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) / Колоколова И.В., Гурова Д.И., Хитров А.М. // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 19–29.

СТРАТЕГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ППД

И.А. Дьячук,

генеральный директор ЗАО «СТЭМ», д.т.н.

В последние несколько лет появились новые термины, характеризующие позднюю стадию разработки нефтяного месторождения. Многие специалисты применяют термин «заключительная стадия разработки» или «завершающая стадия», стало модным говорить о «зрелых месторождениях» и даже появилось понятие «хвостовые активы». Не вдаваясь в полемику о справедливости того или иного термина следует отметить, что все эти термины применяют для всей залежи по интегральной характеристике обводнения и увязывают с коэффициентом использования или со степенью выработки извлекаемых запасов [1].

Любая разрабатываемая нефтяная залежь – это динамическая система [2], которая претерпевает необратимые изменения в процессе извлечения из неё пластовых флюидов. Однако, после внедрения системы ППД, по сути, происходит одинаковое воздействие на залежь вне зависимости от состояния этой системы. Как результат, на не адекватное воздействие – постепенное и неуклонное снижение эффективности системы ППД, однако вплоть до наступления нерентабельной добычи воздействие не меняется.

Как показывает нефтепромысловая практика, в зависимости от успешности предшествующей разработки месторождения, достигнутый КИН составляет от 0,100 до 0,500 д.ед., следовательно, от 50 до 90% геологических запасов нефти остаются не извлечёнными, хотя месторождение полностью обустроено, имеется квалифицированный обслуживающий персонал. Но дальнейшая разработка становится невозможной по причине нерентабельной добычи остаточной нефти традиционными способами, и месторождение консервируется. Поскольку в обозримом будущем эта негативная ситуация будет только прогрессировать, необходимо сегодня найти решение этой проблемы.

Состояние объекта разработки, находящегося на поздней стадии

Первоначально, т.е. до момента начала разработки, нефтяная залежь представляет собой систему, в которой достигнуто определённое равновесное состояние между газом, нефтью, водой и породообразующими минералами. Кроме того, в системе имеется избыточная энергия, определяемая величиной пластового давления (Рпл) и упругостью системы, которая не имеет пути реализации.

С началом отбора нефти из продуктивного пласта, начинается необратимый процесс трансформации внутрипластовой энергии. На рисунке 1 схематично показаны принципиальные отличия начальных пластовых условий от пластовых условий на поздней стадии разработки.



Рис. 1. Принципиальные отличия условий разработки.

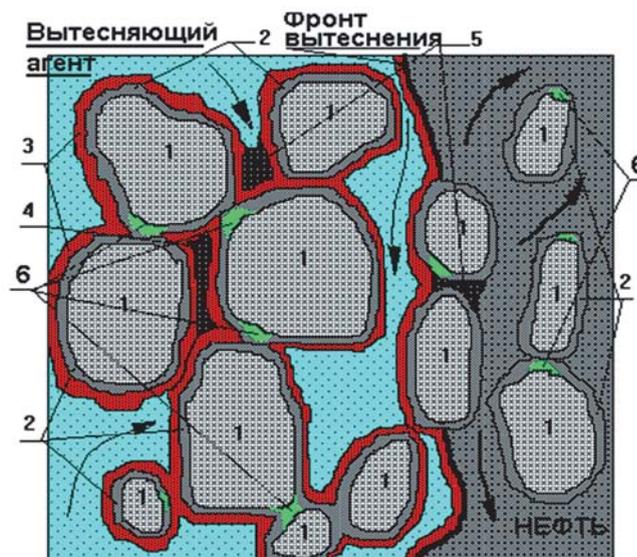
После прохождения фронта вытеснения в пласте формируется остаточная нефть, которая по виду залегания, физико-химическим и прочностным свойствам отличается от первоначальной нефти. На рис. 2 представлена типичная схема замещения подвижной нефти вытесняющим агентом в поровых каналах.

Следует подчеркнуть, что область влияния вытесняющего агента на подвижную нефть увеличивается по мере освоения системы ППД и в последующем, достигая своего максимума, стремится к минимальной величине после прорыва фронта вытеснения на забои эксплуатационных скважин. Тогда как объёмное влияние вытесняющего агента на остаточную нефть в процессе разработки месторождения всё время увеличивается и достигает своего максимума в тот момент, когда вся подвижная нефть практически вытеснена водой. При этом возникает система (остаточная нефть и вытесняющий агент в поровом пространстве), обладающая запасом потенциальной

энергии, реализуемой в процессах регенерации нефтяной залежи под действием гравитационных сил.

Рис. 2. Схема замещения подвижной нефти вытесняющим агентом в поровой среде

1 – зёрна породы; 2 – аномальные граничные слои порода-нефть; 3 – вторичные аномальные граничные слои, природа которых в основном зависит от свойств нефти и вытесняющего агента; 4 – защемлённые объёмы нефти в проточных поровых каналах за счёт процесса консервации аномальными граничными слоями, имеющими разную физико-химическую характеристику, химический состав и структурные свойства; 5 – капиллярно удержанная нефть; 6 – остаточная вода.



Итак (обратимся к рис. 2), остаточная нефть может находиться в коллекторе в виде структурированных граничных слоёв и их сочетаний, и в виде экранированных ими зон порового пространства. Как показали опыты, в обоих случаях вовлечение остаточной нефти в фильтрационный поток возможно при течении этих слоёв с разрушенной или не разрушенной структурой.

В результате проведённых лабораторных экспериментов по определению подвижности структурированной нефти в динамических условиях при нагрузках меньших, чем нагрузки, при которых наступает разрушение структуры, доказано, что разрушение структурных связей при подвижках в капиллярах связано с появлением квазисуспензий в пристенном слое. В зависимости от подводимой мощности размер разрушенного слоя и концентрация частиц с разрушенной структурой определяют среднее значение касательных напряжений или градиентов давления. Результаты экспериментов дают основания полагать, что исследуемая нефть при фильтрации через капилляр проявляет пластическую форму течения, т.е. без разрушения структуры, как «ньютоновская» жидкость. Однако, подвижность граничного слоя может быть на один-два порядка ниже, чем подвижность нефти, из которой он образован.

Искусственное внедрение больших объёмов воды в нефтенасыщенный пласт приводит к появлению в нём свободной водной фазы. В результате, в заводнённой части пласта протекают квазистатические процессы, вызывающие возникновение напряжённого состояния в остаточной нефти, за счёт разных значений давлений, обусловленных действием гравитационных сил в воде и нефти. В любой точке границы раздела возникает одинаковое напряжённое состояние, определяемое разницей в плотностях контактирующих фаз. При этом в любой точке плёночной нефти возникает одинаковый модуль градиента давления, который численно равен разнице удельных весов ($|\text{grad}P_G| = \Delta\rho * g$). В результате этого в плёночной нефти возникает напряжённое состояние, приводящее к появлению градиента давления в плёнке, направленного вертикально вверх. В случае подвижности граничного слоя уменьшение напряжения в плёнке возможно за счёт её течения вверх. Отсюда следует, что при постоянстве физико-химических свойств граничного слоя скорость течения плёночной нефти не зависит от глубины расположения контакта и является величиной постоянной.

Сопоставление градиентов давления, обусловленного разницей удельного веса пластовых жидкостей в гравитационном поле и гидродинамического, обусловленного закачкой рабочего агента в пласт, показывает, что первый превосходит второй градиент давления для больших объёмов заводнённого продуктивного пласта. У кровли пласта будет происходить накопление остаточной нефти, которая с увеличением нефтенасыщенности прикровельного участка пласта начнёт частично переходить в «свободный объём» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Под действием гравитационного градиента давления эта нефть начнёт мигрировать в направлении естественного поднятия пласта к купольным частям и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь». Как факт этого процесса подметил акад. А.П. Крылов [3].

Концепция доразработки истощенной нефтяной залежи с целью увеличения КИН

Учитывая тот факт, что на поздней стадии разработки эксплуатационный объект находится в принципиально ином энергетическом состоянии относительно первоначального своего состояния, необходимо подобрать соответствующую систему воздействия. Процесс регенерации нефтяной залежи, который начинается сразу после прохождения фронта вытеснения в заводнённой части коллектора, обусловлен преобладающим влиянием гравитационного градиента на остаточную нефть. Следовательно, учитывая, что привнесённая извне вода в поровое пространство и её контакт с остаточной нефтью, по сути своей не что иное, как избыточная потенциальная энергия, необходимо создать условия для её реализации. Для этого необходимо истощённую нефтяную залежь перевести на иной, щадящий режим разработки, а систему ППД использовать именно как систему поддержания пластового давления, компенсируя лишь добываемую нефть. При этом местоположение нагнетательных скважин

должно быть переориентировано, чтобы восполнение объёмов отбираемой нефти осуществлялось в подошвенную часть коллектора для создания условий по постепенному поднятию ВНК.

Общие принципы доразработки нефтяной залежи

Доразработка истощённой нефтяной залежи предусматривает осуществление ряда последовательных мероприятий или этапов по переводу системы разработки на иной режим эксплуатации.

Первый этап. Необходимо наведение элементарного порядка на скважинах (НЭП). Скважины эксплуатируются в двух геологических обстановках – это чисто нефтяная залежь (ЧНЗ) или водонефтяная залежь (ВНЗ). В ЧНЗ весь продуктивный разрез скважины должен быть вскрыт, а в скважинах в ВНЗ дополнительно необходимо вскрытие части нижней водонасыщенной части [4]. После доперфорации скважины необходимо проведение ОПЗ нефтяным растворителем для обеспечения максимальной пропускной способности призабойной зоны скважины. Этот этап, казалось бы очевидный, не потребует значительных затрат, но позволит существенно прирастить текущие уровни добычи нефти и с высокой вероятностью приведёт к снижению обводнённости добываемой продукции.

Второй этап. Необходимо снизить энергетическую нагрузку на пласт. Для этого следует сократить объём добываемой высокообводнённой продукции, путём снижения дебита жидкости по фонду высокообводнённых скважин (деооптимизация). При этом не рекомендуется остановка скважин. Одновременно проводится снижение приёмистости нагнетательных скважин таким образом, чтобы сохранить текущую компенсацию на уровне 100%.

Для удобства планирования оптимизации системы разработки рекомендуется воспользоваться следующим подходом. Для всех действующих эксплуатационных скважин строится график в координатах, предложенных Вогелем [5],

$$\bar{q} = \frac{q}{q_{\max}}; \bar{P} = \frac{P_c}{P_{\text{пл}}}, \quad (1)$$

где q , P_c – соответственно дебит скважины и забойное давление, q_{\max} , $P_{\text{пл}}$ – соответственно дебит скважины при снижении забойного давления до нуля и пластовое давление.

Приведение параметров $P - q$ по фонду скважин к безразмерному виду позволяет представить весь массив скважин в виде единой корреляционной зависимости.

Третий этап по оптимизации существующей системы разработки. Используя структурные карты, построенные по кровле продуктивного коллектора, определяются скважины, которые вскрыли мини-антиклинальные поднятия кровли коллектора, сопоставимые со средней толщиной коллектора. Из этого списка формируется список скважин, находящихся в простое (бездействующие по причине высокой обводнённости, пьезометрические, консервационные), и на них проводятся специальные промысловые исследования. Целью этих исследований является установление факта накопления нефти в стволе скважины и скорости накопления. Для этого необходимо определить местоположение водонефтяного раздела в скважине (ВНР) и статический уровень.

Повторное исследование, проведённое в скважине через известный временной промежуток, позволит определить скорость накопления нефти в стволе скважины. Зная эту скорость, скважина вводится в эксплуатацию, при этом отбор жидкости из скважины не должен превышать скорости накопления нефти в стволе скважины. Соблюдение этого условия эксплуатации позволит в дальнейшем отбирать безводную продукцию.

Четвёртый этап – снижение обводнённости на действующем фонде скважин. Предлагается внедрение технологии ограничения водопритока в скважину с помощью «хвостовика».

Предлагаемая технология снижения обводнённости продукции нефтяных добывающих скважин базируется на ранее не описанном процессе, имеющем место на границе раздела фаз «нефть – вода» в капиллярах коллектора. В результате её применения минимизируется накопление воды в интервале продуктивного горизонта, увеличивается дебит жидкости при снижении обводнённости добываемой продукции.

Предлагаемая технология позволяет кардинально изменить ситуацию и естественным путём создать фильтрационные сопротивления для движения воды и обеспечить безприпятственный приток нефти. Для этого отбор жидкости из скважины производится ниже подошвы продуктивного пласта, что препятствует накоплению в стволе скважины воды, следовательно, нефтеносные пропластки в создавшихся условиях контактируют с нефтяной средой, что исключает противодействие фильтрации нефти со стороны сил поверхностного натяжения и образование упорядоченно-структурированных слоев. Фильтрация же воды из водоносных пропластков в нефтяную фазу будет затруднена [6].

Пятый этап – смена местоположения нагнетательных скважин. Анализ промысловых данных показывает, что существует разница в характере обводнения добывающей скважины в зависимости от её местоположения относительно нагнетательной, выше или ниже по наклону пласта.

С теоретической точки зрения, добывающие скважины, находящиеся ниже нагнетательной скважины по наклону пласта, обводняются быстрее, чем добывающие скважины, находящиеся выше нагнетательной. Что является следствием проявления гравитационного градиента давления. Проведённый анализ эксплуатационных характеристик скважин показал, что теоретические предпосылки полностью подтверждаются промысловыми данными.

Таким образом, все нагнетательные скважины должны находиться ниже добывающих относительно кровли коллектора. Тем самым, добывающие скважины находятся на купольных поднятиях кровли пласта, где локализируются и будут локализоваться остаточные запасы нефти, а нагнетательные скважины образуют приконтурное заводнение для этих участков пласта.

Шестой этап – локальное применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ). Рекомендуется к применению на локальных участках пласта, который характеризуется мини-антиклинальным поднятием кровли, но не вскрыт скважиной. Для выработки этого участка пласта предлагается ближайšie скважины перевести на ФОЖ.

Установление форсированного режима эксплуатации производится на каждой выбранной скважине индивидуально. Принцип установления оптимального режима эксплуатации заключается в установлении дебита по жидкости, который позволит создать достаточный градиент давления для выноса нефтяного скопления из купола, расположенного на заданном расстоянии от скважины [7].

$$\frac{dP}{dL} \geq \Delta\gamma * H / L \quad (2)$$

Условие (2) является необходимым и достаточным условием для выноса нефтяных скоплений, находящихся в купольных поднятиях.

Заключение

Выдвигаемая гипотеза о механизме регенерации и переформирования нефтяной залежи на поздней стадии разработки позволяет сформулировать основные рекомендации, направленные на повышение рентабельности добычи нефти на этой стадии. По своей сути, все они направлены на снижение энергоёмкости всей системы разработки, а следовательно, к снижению затрат на добычу нефти, что позволит продлить срок рентабельной разработки месторождения и существенно повысить степень выработки запасов нефти.

Литература

1. *Иванова М.М.* Динамика добычи нефти из залежей: монография / М.М. Иванова. – М.: «Недра». – 1976. – С. 120–150.
2. *Ильясов Б.Г.* Системный подход к построению модели организации процесса разработки и эксплуатации нефтяного месторождения. / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, И.А. Дьячук // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 5. – С. 16–22.
3. *Крылов А.П.* О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с её обсуждением // М.: Н.Х. – 1974. – № 8. – С. 33.
4. *Дьячук И.А. и др.* Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложнённых контактными запасами (на примере пласта Д1нжБелебеевского нефтяного месторождения) // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4. – С. 81–89.
5. *Vogel J.V.* Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells//PTJ. – 1968. January. – P. 83–92.
6. *Баграмов К.А., Дьячук И.А., Луценко А.А., Репин Д.Н., Тянь Н.С., Хасанов М.М.* Патент РФ № 2161246 от 27.12.2000 г. Способ снижения обводнённости продукции нефтяных добывающих скважин.
7. *Дьячук И.А.* Патент РФ № 2116436 от 27.07.1998 г. Способ разработки нефтяного месторождения на заключительной стадии с помощью установления форсированного режима отбора жидкости.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЯ «ИНТЕГРАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ» ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ И ЕГО МЕСТО В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ КРИТИЧЕСКОГО МЫШЛЕНИЯ (АНАЛИЗА) СПЕЦИАЛИСТА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

С.С.Хабидуллаев¹, Ш.А.Умаров², Л.И.Нестерова², А.Х.Урманов²

¹Госкомгеологии РУз, saidoas@yandex.com,

²Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», shakhumarov@gmail.com, Luda_Nest@gmail.com

Аннотация: Статья посвящена особенностям применения модуля «Интегральная геология» при геологическом моделировании и его место в процессе формирования критического мышления (анализа) современного специалиста геологической отрасли Республики Узбекистан. Недр Узбекистана в большом количестве богаты полезными ископаемыми, её изучение, проведение геологических изысканий и их подтверждение результатами геологоразведочных работ сегодня становится всё более актуальным и должно основываться на цифровых разработках. Начиная со сбора информации, её представления в виде карты, базы данных или технико-экономических расчётов – всё это требует представления сложного геологического материала на доступном языке восприятия. На основании фундаментальных знаний этих направлений формируется и развивается современный специалист геологической отрасли Узбекистана.

Ключевые слова: моделирование месторождений, математическое моделирование, геологическое моделирование, критическое мышление, геологические объекты, интегральная геология, алгоритм, комплексная обработка, систематизация информации.

«Научное мировоззрение, проникнутое естествознанием и математикой, есть величайшая сила не только настоящего, но и будущего».

Академик В.И. Вернадский

Увлечённость самой природой, миром, вселенной, а также желание познавать всё больше и больше, изучая тайны недр Земли – есть то, чего требуют от современного человека, а также повседневное совершенствование своих знаний – есть компетенция специалиста геологической отрасли.

В настоящее время Республика Узбекистан строит на равноправных условиях свои доверительные отношения между партнёрами-инвесторами по совместному изучению и освоению недр Земли. Доказательством сказанного является то, что сегодня на территории Узбекистана работают бренды разных стран по совместным проектам по проведению геологоразведочных работ (ГРР), извлечению полезных ископаемых и их глубокой переработке.

Одним из основных приоритетов Руководства и правительства страны, руководства Государственного комитета по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан (Госкомгеологии РУз) является подготовка компетентных специалистов в области геологического изучения недр. Для достижения этих целей проводятся целенаправленные работы по созданию необходимых условий труда для геологов в соответствии современными требованиями, а также модернизации технико-технологического оснащения. В этом направлении большое значение придаётся цифровизации геологической информации.

Цифровизация невозможна без анализа, выбора и применения современных достижений в области цифрового оформления геологических данных недр с учётом опыта, разработанных в разных странах мира. Следует отметить тот факт, что геологической службой Узбекистана созданы математико-аналитические модули обработки геологической информации. Анализ проведённых работ в этом направлении показывают, что созданы фундаментальные основы узбекской школы геологического математического моделирования. Многочисленные труды и богатый опыт этого направления представлены в работах ведущих учёных Узбекистана: Т.М.Марипова [1-3], М.Ю.Ульмасов, С.Н. Зуев, Х.Т. Туляганов, А.А. Абдумажитов, Р.С. Муминов, В.В. Овечкин, А.К. Рахимов, Б.А. Айрапетян, А.Н. Завьялов, Р.Х. Миркамалов и многие другие.

На протяжении многих лет формировалась отраслевая цифровизация геологической информации. Усилиями Х.Т. Туляганова, Т.М. Марипова, А.А. Абдумажитова, Ф.А. Усманова, Р.С. Муминова, А.К. Рахимова, М.Ю. Ульмасова, Ф.Х. Абдуллаева, Ф.Э. Меглиева, П.К. Хабибуллаева, Л.Р. Садыковой, У. Абдазимова, Ш.А. Умарова, С.С. Хабибуллаева, Л.И. Нестеровой и других выполнены работы по математическому моделированию геологической среды, благодаря которым геологи познают цифровые геологические построения. В частности, в трудах Мариповой С.Т. [4] отражены вопросы цифровизации геологической информации и ведутся научные исследования по внедрению цифровых методов в геологическую отрасль.

В 2018 году в Узбекистане были изданы важные нормативно-правовые документы, которые ускорили развитие и применение геологического моделирования в отрасли. Данные документы способствовали бурному прорывному развитию и применению математико-аналитических инструментов в геологической отрасли. Геологическая служба Узбекистана получила новый импульс, позволяющий ставить требования к сырью, их объёму и качеству проводимых работ и принимаемых решений. Именно по этой причине была разработана Программа стратегического обеспечения прироста запасов на 2022–2026 годы по Республике Узбекистан по итогам проводимых геологоразведочных работ.

Увеличение объёмов добычи полезных ископаемых должны быть основаны на требованиях международных стандартов. Эти стандарты и должны быть компетентностью специалиста, который работает в процессе поисков, обнаружения, обоснования, проведения исследований, проведения аналитической работы по результатам проведённых работ, утверждения запасов и ресурсов, перевода доказанных запасов в промышленное извлечение, промышленного освоения мест скопления полезных ископаемых и т.д. Компетентность специалиста формируется с опытом в процессе обучения, освоения, практики и самосовершенствования.

Компетентность требует от специалиста индивидуальных и персональных навыков в когнитивном понимании воображения, соображения, мировоззрения. Именно когнитивное осмысление и поступки на основании заключений от этих процессов называют «критическим мышлением». Том Чатфилд утверждает, что «критическое мышление» является одной из ключевых компетенций человека будущего. «Критическое мышление», с его точки зрения, – это «активное стремление к пониманию происходящего путём его осмысления, оценки свидетельств и глубокого постижения процесса мышления как такового» [5].

Таким образом, чтобы научиться мыслить эффективно, нужно осмыслить процесс своего мышления. Решение профессиональной задачи у специалистов проходит через проведение анализа и оценки, а также при использовании логических операций сравнения, аналогии, обобщения. Персональное умение оценивать достоверность анализируемой информации тесно связано с умением её анализировать, делать адекватные выводы, принимать правильные решения. Это невозможно без наличия критического мышления (анализа) у будущего специалиста геолога.

Известно, что исследования месторождений с трудом поддаются количественному анализу. Именно поэтому, начиная с этапа обнаружения мест нахождения или проявления полезного ископаемого, вплоть до её промышленного освоения геологам, горным инженерам, специалистам по добыче приходится совершенствовать уже полученный опыт, а также разрабатывать целый ряд алгоритмов, которые будут дополнять друг друга. Подобный подход – выстраивание

элементов, алгоритмов в ряд и требует моделирования самих процессов, среды, вмещающей породы и её извлекаемой части. Процесс сложный, требующий время от времени совершенствования разработанной модели. В инженерной практике при проведении геологических исследований, а также при проведении геологоразведочных работ на местах скопления полезных ископаемых практически единственным инструментом изучения является моделирование.

Моделирование – это процесс построения модели, воспроизводящей особенности структуры, поведения, а также свойства оригинала, и последующее её экспериментальное исследование. Под моделью в данном случае понимается некоторая реально существующая или абстрактно представляемая система, которая, замещая и отображая в познавательных процессах другую систему – оригинал, находится с ней в отношении сходства, благодаря чему изучение модели позволяет получить информацию об оригинале [6].

В данной статье выше нами отмечено, что моделирование любой сферы невозможно без использования математических основ моделирования. основополагающие аспекты использования математического моделирования в геологии отражены во многочисленных публикациях. Согласно мнению Н.А.Терешина, процесс математического моделирования состоит из следующих этапов:

- 1) построение математической модели задачи;
- 2) решения задачи внутри модели;
- 3) интерпретации полученного решения.

При формировании критического мышления (анализа) эффективным инструментом на практических занятиях является кейс-метод или метод анализа конкретных ситуаций.

В настоящей статье автором проведён анализ применения кейс-методов. В связи с этим, следует отметить – критическое мышление является той дисциплиной, который будет включен в учебный процесс созданного в Узбекистане «Университета геологических наук» (2021 г.).

Вводимая дисциплина позволит студентам реально принимать участие в исследовательской деятельности (анализировать, выделять главное и второстепенное, принимать решения и оценивать их), т.е определять последовательность действий для достижения результата. Особенность его в том, что он может быть внедрён в метод обучения – математическое моделирование. В математике такие ситуации рассмотрены, как задачи. В процессе решения задач студенты приобретают навыки по применению математических методов и знаний, умению использования математического аппарата с привязкой к профессиональной деятельности.

Геологическое моделирование также, как геологическая наука занимается изучением локальных, региональных, континентальных, океанических, мировых, планетарных, вселенских природных объектов. Но при этом в этих моделях существуют свои особенности.

Объект исследуется на предмет выявления тех или иных свойств (строения, состава), характеризующих данный объект, определяются его значение, полезность и прочее. С целью понимания сущности объекта создаются модели или применяется так называемый метод моделирования. Модель создаётся с целью поиска ответов на те или иные вопросы, т.е. моделирование – это научный способ получения новой информации.

В итоге, модель – это образ любой природы (предметный, абстрактный, текстовый, графический и т.п.) какого-либо объекта (процесса, явления) [7].

Геологическая модель – это сконцентрированная система знаний о геологическом объекте, согласованная с набором геолого-геофизических и промысловых данных, полученных к определенному моменту времени. Геологическая модель включает данные о тектоническом строении объекта, его геометрии, стратиграфии, литолого-фациальной характеристике пластов-коллекторов, об изменении их эффективных толщин ($h_{эф}$) и коллекторских свойств – пористости и проницаемости по площади и разрезу, газонефте-насыщенности отдельных пропластков, гидрогеологической характеристике, величине запасов нефти и газа месторождения.

В настоящее время широко используется понятие «адресные постоянно действующие геолого-технологические (иногда их называют также геолого-гидродинамические) модели».

Адресная постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объёмная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объёме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения [8].

Постоянно действующие геолого-технологические модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, представляют совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровой трёхмерной адресной геологической модели месторождения (залежей);
- двухмерных (2D) и трёхмерных, трёхфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процессов разработки;
- программных средств построения, просмотра, редактирования цифровой геологической модели, подсчёта запасов нефти, газа и конденсата;
- программных средств для пересчёта параметров геологической модели в параметры фильтрационной модели и их корректировки;
- программных средств выдачи отчётной графики, хранения и архивации получаемых результатов;

– базы знаний и экспертных систем, используемых при принятии решений по управлению процессом разработки.

Под цифровой трёхмерной адресной геологической моделью месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трёхмерных сеток ячеек, характеризующих:

- пространственное положение в объёме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоек;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов);
- пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;
- идентификаторы циклов, объектов, границ;
- средние значения в ячейках сетки ФЕС, позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;
- пространственное положение начальных, текущих флюидных контактов;
- пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Одной из актуальных задач, которая стоит перед геологической отраслью, является изучение перекрытых территорий. Горные породы, являющиеся основой горных сооружений, имеют своё продолжение под осадочным чехлом на низменности и уходят в глубину. Поэтому их картирование, обнаружение на глубине даёт возможность интерполировать пласты и оконтуривания массивов горных пород. Узбекистан больше всего добывает полезные ископаемые, которые вскрыты на поверхности или имеют неглубокую поверхность для разработок.

Для закрытых горизонтов комплексно используются многочисленные геологические методы изучения и обнаружения геологических признаков на глубине, которые залегают на глубине 5–6 км. Подтверждение построенных моделей подобных горных массивов, отложений, пластов горных пород и ещё более мелкого уровня геологических признаков невозможно без более углубленного анализа съёмочных работ оборудования.

Есть понимание того, что быть сырьевым источником для потребителей зарубежом – не имеет будущего. Именно с целью обеспечения стратегического развития отрасли внедряются многочисленные технологии, имеющие коммуникативно-аналитические методики по выбору, обработке, переработке, когнитивному анализу, моделированию, комплексной алгоритмизации, решению комплексных задач с пространственным анализом. Весь спектр вышесказанных методов охватывает «Геологическое моделирование». Авторы данной статьи предусматривают модуль «Интегральная геология» [9] основным методом по классификации, обоснованию, выбору актуальности геологической информации для внедрения геологического моделирования.

В заключение, хотелось бы отметить то, что критическое мышление (анализ) должно войти как отдельное направление в математическое и геологическое-аналитическое моделирование в геологической отрасли. Успешное применение результатов метода критического мышления (анализа) может внести важный вклад в совершенствование и методологию обоснования модуля «Интегральной геологии», которая по рекомендации авторов должно являться основной частью цифровизации геологической информации.

Литература

1. *Марипов Т.М.* Применение математических методов и вычислительной техники при изучении геологических факторов, определяющих достоверность разведки (для прогнозирования скрытого оруденения в рудных полях складчатого типа). // Издательство «САИГИМС». Ташкент. 1970.
2. *Марипов Т.М.* Разработка автоматизированной Информационно-поисковой системы (ИПС) и создание массива по кадастрам рудных месторождений Средней Азии. // Издательство «САИГИМС». Ташкент. 1979.
3. *Марипова С.Т.* Создание системы использования текстовой геологической информации произвольной формы в статистическом анализе и других процедурах количественной обработки текстовой информации. // Издательство «ИМР». Ташкент. 1996.
4. *Марипова С.Т.* Прогнозирование перспективных площадей для постановки ГРП в Чаткало-Кураминском регионе методами математического анализа. // Издательство «ИМР». Ташкент. 2014.
5. *Чатфилд Т.* Критическое мышление: Анализируй, сомневайся, формируй свое мнение. / Т. Чатфилд. пер. Н. Колпакова. // Альпина Паблишер. Москва. 2019.
6. *Смирнова И.В.* Понятие критического мышления в современной педагогической науке. // Издательство «Современные проблемы науки и образования». 2015. № 5.
7. *Еганов Э.А., Молчанов В.И., Параев В.В.* О моделировании в геологии. // Издательство «Философия науки». 2006. № 3.
8. *РД 153-39.0-047-00.* Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. // Издательство «Минтопэнерго». Москва. 2000.
9. *Умаров Ш.А., Хабибуллаев С.С., Нестерова Л.И.* Методологические основы геологического моделирования недр Узбекистана на примере рассмотрения и использования модуля «Интегральная геология». // Издательство «Навои». Сборник материалов научно-практической конференции «Геология Средней Азии: состояние изученности и перспективы развития». Том I. Навои. – С. 106–123.

ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРАЗЛОМНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

Е.Б. Риле, М.Н. Попова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти
и газа Российской Академии наук (ИПНГ РАН), г. Москва, lenailinka@yandex.ru

Приразломные залежи углеводородов (УВ) распространены очень широко и имеют большое значение для нефтегазоносности. Так, в пределах Тимано-Печорской НГП из 215 месторождений нефти и газа (670 залежей) [1] 60 месторождений имеют 104 залежи, которые характеризуются как тектонически экранированные. Таким образом, в Тимано-Печорской НГП практически 30% процентов месторождений нарушены разломами.

По классификации залежей УВ И.О. Брода и Н.А. Еременко «тектонически экранированные залежи образуются в пластах, ограниченных вверх по наклону разрывом, приводящим пласт в соприкосновение со слабопроницаемыми породами» [2]. Однако в литературе тектонически экранированными часто называют все залежи, нарушенные разломами, независимо от того, какие породы контактируют через плоскость сместителя [3].

Разломы играют несколько важных ролей в образовании и развитии антиклинальных и неантиклинальных ловушек УВ. Во-первых, это структурообразующая роль. При формировании субвертикальных сбросов (при растяжении) или взбросов (при сжатии), возникающих между крупными положительными и отрицательными структурными элементами земной коры, на верхнем крыле разлома образуются приразломные валы, состоящие из цепочек локальных антиклиналей и разделяющих их седловин. В Тимано-Печорской НГП это в первую очередь Колвинский мегавал и Варандей-Адзвинская структурная зона, обрамляющие Хорейверскую впадину, а также другие структурные элементы.

Сместители этих крупных разломов много раз представляют собой пути разнонаправленных субвертикальных движений земной коры во время этапов тектонических активизаций, для Тимано-Печорской провинции это особенно характерно, так как здесь распространены инверсионные структуры. Одновременно разрывные нарушения (РН) служили и продолжают служить каналами вертикальной миграции УВ. Вероятность того, что эти разломы могут быть залечены и начнут служить экранами для миграции УВ, ничтожна из-за значительной ширины зон разломов и их тектонической активности.

Однако существует большое количество мелких оперяющих и сопутствующих РН с небольшими амплитудами смещения и маленькой шириной, заполненные продуктами перетирания пород при движениях вдоль сместителей, и минеральными новообразованиями (глинкой трения), которые при благоприятных условиях могут участвовать в экранировании залежей.

Чаще всего тектонически экранированная модель залежи создаётся в том случае, когда наблюдается несоответствие между незначительной амплитудой ненарушенной РН части антиклинали и намного превышающей её высотой насыщенного УВ столба пород (рис. 1а).

На основании разностороннего и разномасштабного изучения подобных залежей теория трёхслойного строения ПР предлагает несколько альтернативных моделей. Основная из них заключается в том, что нарушенная РН структура содержит не одну, а несколько залежей, каждая из которых экранируется собственной ИП (рис. 1б). Детальные исследования материалов ГИС и сравнение сводовой и периферийных скважин в таких случаях позволяют обнаружить разницу в насыщении коллекторов в этих зонах. В сводовой скважине наблюдается столб нефтегазонасыщенных коллекторов с прослоями глин, служащих истинными покрывками. В периферийных скважинах коллекторы имеют характеристики смешанного насыщения УВ-вода, а иногда встречаются и водоносные прослои [4, 5].

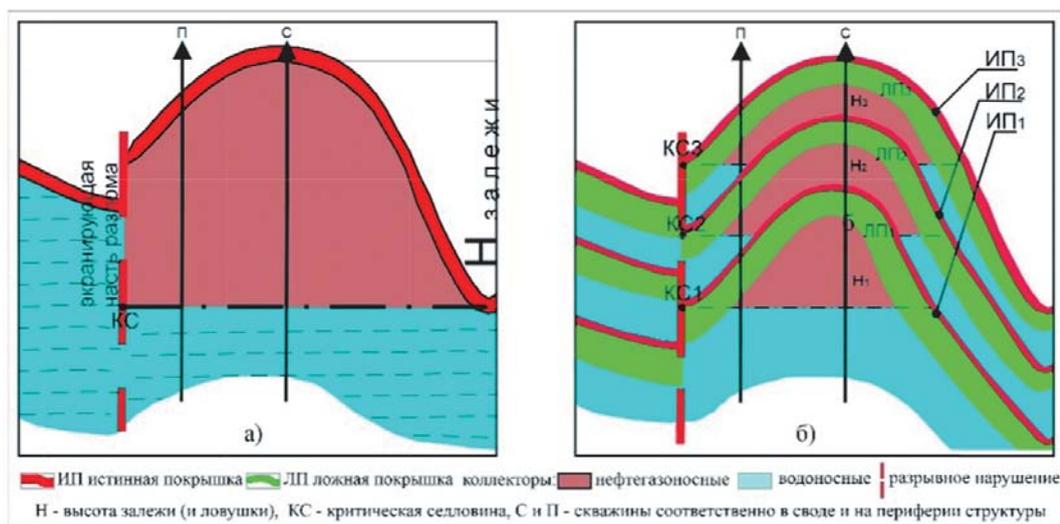


Рис. 1. Две модели месторождения УВ в структуре, осложнённой разрывным нарушением.

На основании теории трёхслойного строения ПР разработаны и другие варианты моделей залежей, считающихся тектонически экранированными. Очень важным фактором, как показал В.Д. Ильин с соавторами, является соотношение амплитуды смещения по РН и толщины ИП [4, 5]. Если вертикальная амплитуда смещения по РН равна или больше мощности (вертикальной толщины) истинной покрывки, залежь разрушается. Критическая седловина и уровень водо- или газонефтяного контакта в таком случае соответствует уровню пересечения разломом подошвы истинной покрывки. Если же амплитуда смещения меньше толщины истинной покрывки, то через плоскость сместителя РН контактируют глины или эвапориты истинной покрывки, и залежь сохраняется. Так что в сложнопостроенных месторождениях, разбитых РН на блоки, необходимо сравнивать смещение по каждому конкретному РН с толщиной ИП и делать вывод о влиянии этого РН на сохранность залежи УВ [4, 5].

а) традиционная модель – природный резервуар имеет двучленное строение, считается, что разлом играет роль экрана, структура содержит тектонически экранированную залежь, высота которой превышает амплитуду ненарушенной части антиклинали по кровле коллектора;

б) модель, созданная на основании концепции трёхслойного строения природных резервуаров – в пределах структуры существуют три самостоятельных локальных природных резервуара, экранированных тремя локальными истинными покрывками, критические седловины находятся в точках пересечения подошв истинных покрывок разломом, разлом экраном не является. Месторождение содержит три залежи, высота каждой из которых равна разности амплитуды ненарушенной части антиклинали по подошве соответствующей истинной покрывки и толщины ложной покрывки [6].

Теория трёхслойного строения природных резервуаров уже довольно широко освещена в литературе [4, 5] поэтому здесь напомним лишь, что эта теория выделяет между коллектором и истинной покрывкой ложную покрывку и устанавливает чёткие соотношения между параметрами антиклинали, РН и залежи с одной стороны и элементами природного резервуара с другой. Критическая седловина и, соответственно, контакт УВ-вода нарушенной разломом залежи находится в точке пересечения РН подошвы истинной покрывки.

Такое строение имеет, например, Харьягинское нефтяное месторождение (фаменский интервал разреза), расположенное на пересечении Колвинского мегавала и субширотной барьерной верхнедевонской рифовой системы.

Интересные варианты экранирования приразломных залежей наблюдаются на Усинском месторождении, расположенном в южной наиболее приподнятой части Колвинского мегавала. По существующим представлениям («ПечораНИПИнефть», 2007) фаменские отложения Усинского месторождения разбиты на блоки (с северо-запада на юго-восток Id, Ic, Ib, Ia, I, II, III, IV), большая часть РН экранирует залежи нефти (рис. 2). Комплексный анализ структурных построений, особенностей разреза и параметров залежей позволил создать альтернативную модель (рис. 3), согласно которой залежи нефти в фаменских пластах экранируются по-разному. Они экранированы сверху региональной истинной покрывкой – глинистой толщей низов виле мощностью 8–12 м. Ложная покрывка – плотные и глинистые карбонаты верхней части фамена – маломощна и развита не везде. Залежи в пластах Ф4 и Ф5 присводовой части месторождения гидродинамически связаны и имеют единый ВНК – 1848 м. РН внутри присводовой части не влияют на параметры залежей – в блоках I, II, III и IV отмечен одинаковый ВНК. Это возможно в том случае, если амплитуда смещения по этим разломам меньше толщины истинной покрывки.

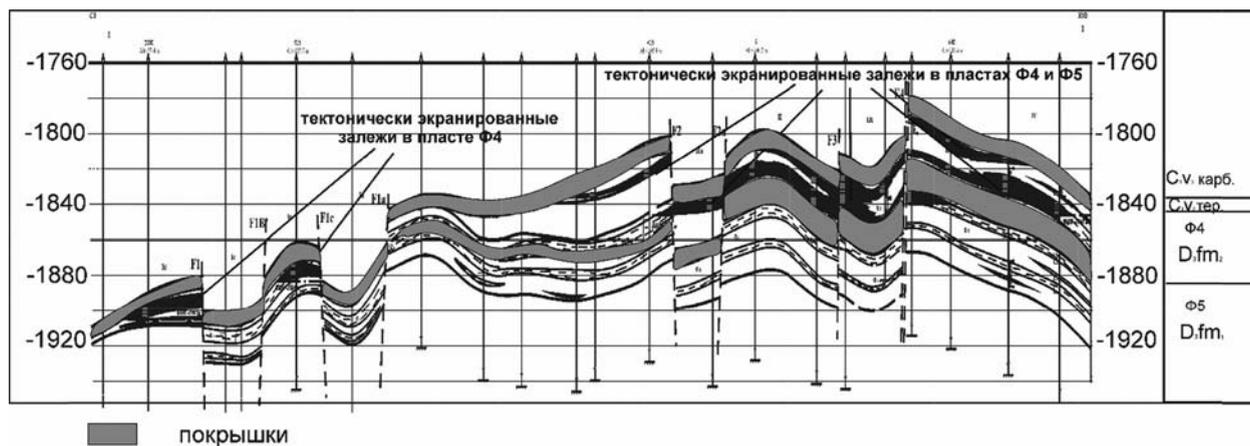


Рис. 2. Геологический разрез продуктивных фаменских отложений Усинского месторождения по линии I-I («ПечораНИПИнефть», 2007). Традиционная модель фаменских залежей – все залежи тектонически экранированные, большинство разрывных нарушений экранируют залежи нефти [6].

С уровнем ВНК нефтяной присводовой залежи – 1848 м приблизительно совпадает уровень пересечения подошвы ИП разломом F1a, разделяющим блоки I и Ia. Смещение по нему 20–25 м, что превышает толщину ИП. Именно здесь находится критическая седловина, контролирующая заполнение присводовой части Усинской структуры. Следовательно, основная фаменская залежь Усинского месторождения может быть классифицирована как

пластовая сводовая литологически и стратиграфически ограниченная. Тектонического экрана здесь нет.

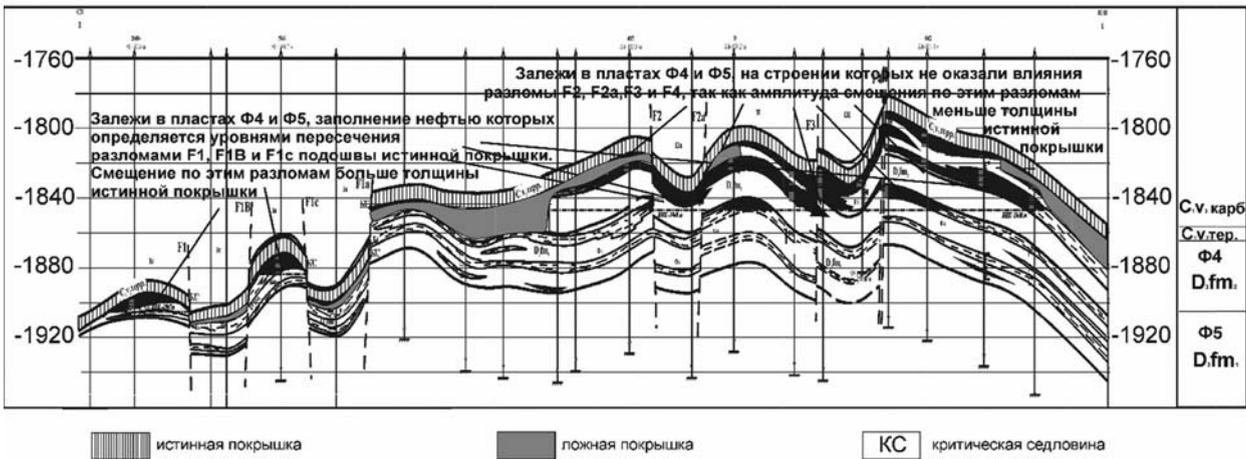


Рис. 3. Профиль Усинского месторождения (фаменский интервал разреза) по критическому направлению, построенный на основании теории трёхслойного строения природных резервуаров [по 6 с изменениями].

Кроме этой крупной присводовой залежи среднефранско-средневизейский ПР Усинского месторождения содержит ещё две нефтяные залежи: в пласте Ф4 в блоке Iv с ВНК – 1884 м, и в блоке Id с ВНК – 1907 м. Обе они нарушены разломами, амплитуда смещения по которым 20 м, что превышает толщину истинной покрывки. Поэтому ВНК обеих залежей контролируются уровнями пересечения соответствующими разломами подошвы истинной покрывки.

Альтернативная модель, на наш взгляд, выгодно отличается от принятой. Она закономерно и логично увязывает все известные структурные и литологические данные, а также параметры залежей. Она четко показывает, чем именно контролируется каждая залежь, отчего одни РН влияют на заполнение структур, а другие нет, связаны ли между собой соседние по вертикали или латерали залежи, или нет.

Итак, можно утверждать, что все три фаменские залежи Усинского месторождения являются пластовыми сводовыми, литологически и стратиграфически экранированными. РН не являются экранами для УВ, все залежи контролируются региональной визейской ИП, критические седловины расположены на пересечениях подошвы ИП разломами, уровням пересечения соответствуют ВНК залежей.

Нижнесерпуховские залежи нефти Усинского месторождения также характеризуются различными, индивидуальными для каждой залежи, способами экранирования. Продуктивные карбонатные коллекторы (доломиты) сосредоточены в пачке 3, истинная покрывка для всех залежей представлена перекрывающими пачку 3 ангидритами пачки 4 (рис. 4, 5).

Северо-западная (основная) залежь ограничена с юго-востока разломом F2. Через плоскость сместителя этого разлома продуктивные доломиты пачки 3 контактируют с ангидритами пачки 4, эта часть разлома экранирует эту залежь.

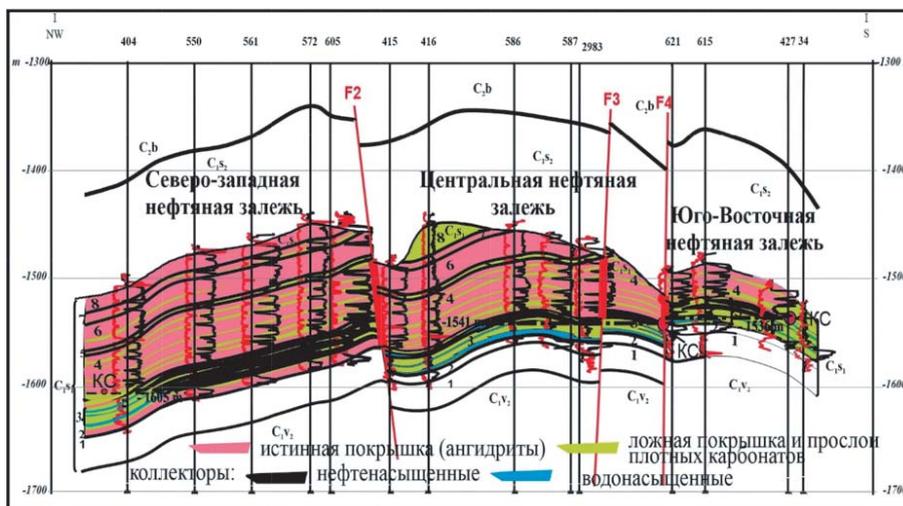


Рис. 4. Усинское месторождение. Профиль по линии I-I (по Аксёновской, 2006 г., «ПечорНИПИнефть», с изменениями) [12].

Заполнение ловушки контролируется нижней замкнутой изогипсой по подошве ангидритов – 1605 м, критическая седловина расположена на северо-западе Усинской брахиантиклинали, на этом уровне находится и ВНК залежи.

Центральная залежь пластовая сводовая, нарушенная РН, ВНК контролируется уровнем пересечения разломом F4 подошвы истинной покрышки. Юго-восточная залежь экранируется частью разлома F4 по падению пластов северо-западного крыла, критическая седловина располагается на юго-востоке на подошве ангидритов истинной покрышки на границе гидродинамического окна, в котором ангидриты замещаются на карбонаты.

Проведённые исследования показали, что РН, нарушающие истинные покрышки, имеющие амплитуды смещения меньше толщин истинных покрышек, не влияют на параметры залежей. РН с амплитудой смещения, превышающей толщину истинной покрышки, разрушает часть залежи, залегающую ниже уровня пересечения разломом подошвы истинной покрышки. Критическая седловина сохранившейся части залежи находится на уровне пересечения этим РН подошвы истинной покрышки. На примере месторождений УВ в природных резервуарах Тимано-Печорской НПП показано, что залежи, классифицируемые как тектонически экранированные, в большинстве случаев таковыми не являются. Приведены примеры различных способов экранирования приразломных залежей, и только в одном случае – в случае контакта коллектора через сместитель с породами истинной покрышки, – разломы или их части могут являться экраном.

Технология исследования приразломных залежей УВ в геологическом времени заключается в том, чтобы анализировать не просто отдельные параметры (амплитуду разлома, амплитуду антиклинали, эффективные толщины и т.д.), а соотношения параметров: соотношение амплитуды антиклинали и толщины ложной покрышки, амплитуды смещения по разлому и толщины истинной покрышки, пород, контактирующих между собой через плоскость разлома, уровня пересечения разломом подошвы истинной покрышки и ВНК, нижней замкнутой изогипсы антиклинали по подошве истинной покрышки и ВНК, если связи между ВНК и этими параметрами не наблюдается, проследить, на всей ли площади структуры существует истинная покрышка, выделить гидродинамические окна, выявить связь между ВНК и участками выклинивания истинной покрышки. Сравнить насыщение коллекторов в присводовой части антиклинали и на её периферии, если на периферии встречаются коллекторы, содержащие смесь нефти с водой, или воду, рассмотреть возможность существования многозалежной модели и выявить в разрезе истинные покрышки, которые изолируют каждую залежь, причём толщина глинистых истинных покрышек может не превышать метра. В дальнейшем исследовать каждую выявленную залежь по описанной технологии.

Проблема экранирующих свойств разломов, безусловно, требует дальнейшего детального исследования. Возможно, в человеческой, а не геологической шкале времени, разломы могут обладать экранирующими свойствами. Однако установлено, что тектонически экранированные залежи распространены гораздо меньше, чем принято считать.

Статья написана в рамках выполнения Государственного задания по теме «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений» на 2022–24 гг. Номер государственного учета НИОКТР – 122022800274-8, Код научной темы ФММЕ-2022-0006.

Литература

1. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник: в 2 кн. / К. А. Клещев, В. С. Шеин. Кн. 1: Европейская часть России. Москва, ВНИГНИ, 2010. – 832 с.
2. Брод И.О., Еременко Н.А. Геология нефти и газа Изд. Мос. Ун-та, 1953. – 351 с.
3. Шарданов А.Н., Гончаров Е.К. Тектонически экранированные залежи нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины / «Наука» М., 1981. – 85 с.
4. Ильин В.Д., Хитров А.М., Савинкин П.Т. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трёхчленном резервуаре / Методическое руководство // М., Мин.природных ресурсов РФ, Мин.энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002.
5. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трёхслойном резервуаре. Методические рекомендации / Ильин В.Д. и др., Москва, ВНИГНИ, 1982.
6. Риле Е.Б. К вопросу о строении природных резервуаров углеводородов на примере палеозойского интервала осадочного чехла Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций / LAP LAMBERT Academic Publishing, 2015. – 96 с
7. Rile E. Usinskoyefield (Timano-PechoraProvince)- Lower Serpukhovian Oil Pools Sealing and Scattering. / Abstr. Of the EAGE Fourth International Conference on Fault and Top Seals: Art or Science – Almeria (Spain)/ September 2015. – Режим доступа: <http://eage.org/>

ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕ- И ГАЗООТДАЧИ

П.Ю. Илюшин¹, Л.В. Рудакова¹, К.А. Вяткин¹, Е.С. Белик¹, Е.В. Калинина¹

¹Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь, zhdanova-08@mail.ru

Политика декарбонизации, направленная на сокращение выбросов парниковых газов и переходу к климатически нейтральному развитию, является мощным стимулом изменений в деятельности всех компаний, особенно нефтегазовых, что позволит им быть конкурентноспособными на евразийском рынке.

Все источники образования парниковых газов в нефтегазовой отрасли можно разделить на две категории: прямые, относящиеся к сфере охвата 1, и косвенные, относящиеся к сферам охвата 2 и 3. На рисунке 1 представлены источники выбросов парниковых газов нефтегазовой отрасли.



Рис. 1. Источники выбросов парниковых газов нефтегазовой отрасли [1].

Объём выбросов мировых нефтегазовых компаний, относящихся к сферам охвата 1 и 2 составляет 12% от общего объёма мировых антропогенных выбросов парниковых газов, а на сферу охвата 3 примерно 33%. Доля выбросов парниковых газов по сферам охвата 1, 2 российскими предприятиями нефтегазовой отрасли почти в два раза выше, чем в среднем по миру [1].

Все компании предоставляют данные по прямым выбросам парниковых газов, и только некоторые по косвенным. Расчёт объёмов выбросов по сфере охвата 3 ведётся по объёму реализованных нефтепродуктов.

В первую очередь компании стремятся сократить прямые выбросы, а потом уже косвенные, особенно, относящиеся к сфере охвата 3. Мероприятия, способствующие снижению выбросов парниковых газов, достаточно разнообразны, некоторые из них, например, повышение энергоэффективности и увеличение доли использования попутного нефтяного газа, осуществляют все компании, в то время как остальные мероприятия не осуществляются повсеместно, а только частично теми или иными компаниями, что связано с высокими экономическими

затратами и отсутствием государственной поддержки для реализации проектов. К одним из таких мероприятий относится реализация технологии улавливания и использования углерода, состоящей из целого ряда технологических процессов, представленных на рис. 2.



Рис. 2. Улавливание, хранение и использование углекислого газа [2].

Цель работы – минимизация воздействия нефтегазовых компаний за счёт улавливания углекислого газа, образующегося в результате технологических процессов, и его полезного использования при закачке в пласт для повышения нефтеотдачи или газоотдачи.

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать современные методы улавливания, выделения, хранения и использования углерода.
2. Провести ряд лабораторных исследований, позволяющих оценить возможность закачки углекислого газа для повышения газоотдачи на одной из целевых залежей Пермского края.
3. Провести технико-экономическое обоснование проекта по реализации закачки углекислого газа на рассматриваемой целевой залежи.

Объектами исследования являются:

1. Рекомбинированная проба газа, с содержанием углекислого газа – 88% и метана – 12% соответственно (моделирование дымового газа с нефтеперерабатывающего завода);
2. Керн эксплуатационного объекта целевого объекта (тип залежи – пластово-массивная, тип коллектора – карбонатный, площадь газонасыщенности – 182 207 тыс. м², средняя эффективная газонасыщенная толщина – 5,8 м, коэффициент пористости – 0,13 доли ед., коэффициент песчаности – 0,409 доли ед., начальное пластовое давление – 12,6 МПа);
3. Пластовая вода из газовой залежи (плотность воды – 1163 кг/м³, общая минерализация – 251 г/л, рН – 6,3, химический тип воды – хлоркальциевый).

Исследования проводились на базе НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ. Для проведения лабораторных исследований использовали следующее оборудование: комплекс оборудования для проведения РVT исследований с системой поддержания давления, объёма и температуры, системой рекомбинации проб нефти и газового конденсата «AMR-F 1004.01»; трёхфазная фильтрационная установка УИК-5ВГ; установка с вакуумным насосом и камерой насыщения; капилляриметр групповой В32-32; вискозиметр капиллярный типа ВПЖ-4; однофазная фильтрационная установка AFS-300; исследовательский комплекс «МОНИКОР».

В таблице 1 представлены основные этапы и результаты экспериментальных лабораторных исследований.

В результате лабораторных исследований изучены особенности изменения фазового состояния и свойств целевого газа. Результаты фильтрационных исследований позволяют оценить в дальнейшем планируемые объёмы закачки целевого газа, подобрать необходимое технологическое оборудование, провести прочностные расчёты используемых материалов и спрогнозировать возможные ситуации прорыва целевого газа к добывающим скважинам. Результаты определения коррозионной активности свидетельствуют о необходимости применения дополнительных мер защиты оборудования и скважин после факта ожидаемого прорыва целевого газа к добывающим скважинам.

Для оценки эффективности реализации проектов по закачке углекислого газа, позволяющих минимизировать выбросы парниковых газов на предприятии, необходимо оценить образование парниковых газов до начала эксплуатационного периода, во время реализации и после ликвидации проекта.

Переход к климатически (или углерод) нейтральному предприятию – это многостадийный процесс, который необходимо внедрять постепенно, распределяя финансовые затраты по времени, и который будет индивидуальным для каждого конкретного предприятия.

Основные этапы и результаты экспериментальных лабораторных исследований

№	Этап лабораторных исследований	Результаты исследования
1	Исследование изменения фазового состояния газа для технологии закачки в газовую залежь	Определены значения давлений, характеризующий фазовый переход из газообразного в жидкое состояние. Среднее значение давления перехода составило 6,52 МПа и проведена оценка относительной погрешности, которая составила 1,5%.
2	Определение коэффициента растворения газа в пластовой воде при модельных пластовых условиях	– вычислены коэффициенты сжимаемости газа, которые имеют хорошую сходимость с результатами численного моделирования в ПО PVT Sim; – растворение газа в пластовой воде не обнаружено, соответственно, в данных условиях значение растворимости предполагается равным 0.
3	Изучение фильтрационных процессов для технологии закачки газа в газовую залежь	– изучены фильтрационные процессы для технологии закачки газа в газовую залежь; – определена проницаемость керновых моделей по пластовой воде, изучена разница между давлениями закачки воды и целевого газа, газонасыщенность и остаточная водонасыщенность керновых моделей.
4	Оценка влияния закачки газа на изменение проницаемости образца керна в результате продолжительной фильтрации	– при продолжительной фильтрации модельного газа не зафиксировано изменение проницаемости образца керна; – при продолжительной совместной фильтрации модельного газа и пластовой воды в соотношении 1:1 отмечается значительное увеличение проницаемости с $7,81 \cdot 10^{-3}$ мкм ² до $11,54 \cdot 10^{-3}$ мкм ² .
5	Определение коррозионной активности газа	– при помещении электродов в газообразную среду скорость коррозии составляет менее 100 мкм/год; – при помещении электродов в пластовую воду, насыщенную модельным газом зафиксирована скорость коррозии 430–470 мкм/год; – экспериментально доказана эффективность применения ингибитора коррозии «Композиция №1» (ООО «КЗХ») с целью защиты нефтепромыслового добывающего оборудования.

** Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/861 по теме: «Научное обоснование и разработка программного комплекса системы управления водными потоками на нефтяных месторождениях».*

Литература

1. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России [Электронный ресурс]. // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (дата обращения: 25.05.2022).
2. Технологический обзор. Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS). / URL: https://unesc.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure_RU_final.pdf (дата обращения: 17.05.2022).

К ВОПРОСУ О РОЛИ ТЕХНОГЕННОГО CO₂ В ГЛОБАЛЬНОМ ПОТЕПЛЕНИИ НА ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

И.Н. Плотникова

Академия наук Республики Татарстан, Казань, Irena-2005@rambler.ru

На рубеже последних веков предположение об изменении климата и глобальном потеплении не просто вошло в число наиболее актуальных мировых проблем, но обусловило разработку и принятие целого ряда международных законодательных решений, определяющих в настоящее время экономическую политику многих стран [1-3].

В последние десятилетия установлен факт устойчивого роста средней температуры на поверхности нашей планеты (рис. 1). В связи с этим, пятый оценочный доклад МГЭИК (Межправительственной группы экспертов по изменению климата) (2013–2014 гг.) с вероятностью более 95% констатирует влияние антропогенной деятельности человека на глобальное потепление, начавшееся с середины XX века [5].

Но так ли это на самом деле? Действительно ли влияние деятельности человеческой цивилизации настолько велико, что меняет климат на планете?

Анализ изменений климата позволил изучить периодичность, цикличность его изменения [4, 9-11]. Например, в истории планеты были периоды, когда её среднегодовая температура на 7 градусов превышала современную. И не только температура воздуха, но и содержание в нём CO₂ также значительно варьировало в геологической истории. Согласно реконструкции состава атмосферы [12], в неогеновом периоде концентрация CO₂ достигала гораздо больших значений, чем сегодня, и это было обусловлено исключительно природными причинами, но ни в коей мере техногенным воздействием человеческой цивилизации. На рис. 1 показаны соотношения концентраций CO₂ в атмосфере Земли в неогеновое время и в последние десятилетия. В верхней части рисунка голубым цветом усилены точки, соответствующие концентрации CO₂, превышающей концентрацию CO₂ в атмосфере Земли в 2019 году. Синяя и оранжевая линии соответствуют уровням концентрации CO₂ в атмосфере Земли в 1974 и 2019 годах.

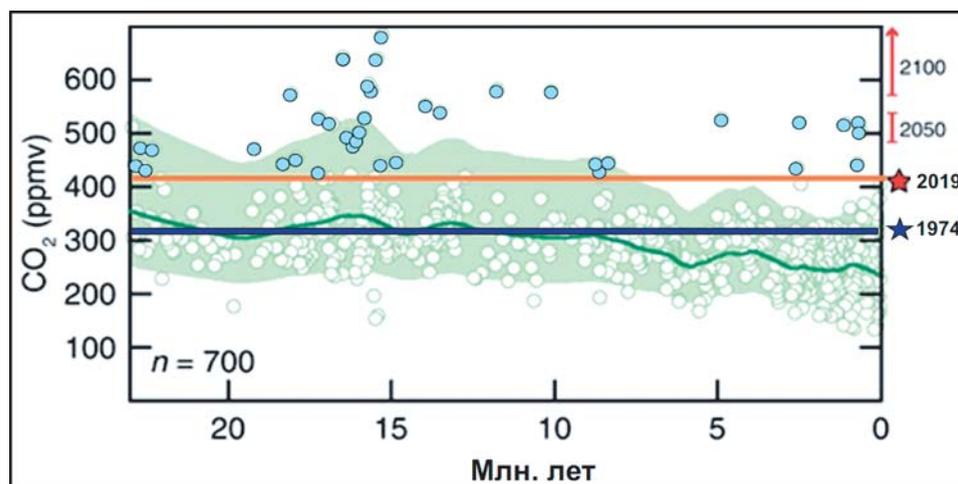


Рис. 1. Реконструкция позднекайнозойского (23–0 млн лет) содержания CO₂ в атмосфере Земли по растительным остаткам (по данным [12]).

Согласно данным [<http://www.globalcarbonatlas.org/>] в 1960 году эмиссия антропогенного CO₂ составляла $0,939 \cdot 10^{10}$ тонн и за 60 лет возросла на $2,542 \cdot 10^{10}$, достигнув в 2020 году значения $3,481 \cdot 10^{10}$ тонн. Согласно СМИ эта цифра является катастрофически высокой, но много это или мало в сравнении с общим содержанием CO₂ в атмосфере Земли? Если учесть, что наша планета содержит в своей атмосфере $2,5 \cdot 10^{12}$ тонн CO₂, то антропогенная эмиссия в 2020 году составила примерно 1,39% от общей массы CO₂ в атмосфере, а увеличение эмиссии за 60 лет соответствует всего лишь 1,02% от общего атмосферного CO₂. Как видно, доля антропогенного CO₂ не так уж и велика, чтобы служить причиной глобального изменения температуры планеты и климата. Даже учёт того, что CO₂ может накапливаться в атмосфере, меняет картину незначительно – молекула CO₂ «живёт» в ней не более 4–5 лет. Кроме этого CO₂ принимает участие в процессах фотосинтеза и от 30 до 40% антропогенного CO₂ поглощается океаном, следовательно, воздействие на атмосферу углекислоты из техногенных выбросов оказывается не таким значительным, как это представлено в СМИ и отчётах МГЭИК.

Степень влияния динамики роста антропогенного CO₂ была также сопоставлена с динамикой роста концентрации CO₂ в приповерхностной атмосфере в различных регионах мира. Для анализа были выбраны данные обсерваторий.

Эти данные хорошо коррелируются с результатами расчётов [9], доказывающих, что максимальный вклад производственной деятельности человека в скорость перехода углекислого газа в атмосферу не превышает 5%. Следовательно, рост глобальной температуры за счёт производственной деятельности человека при удвоении кон-

центрации углекислого газа в атмосфере составляет примерно 0,02 градуса, что значительно ниже погрешности, возможной при современных измерениях глобальной температуры.

Ещё одним свидетельством отсутствия связи между ростом антропогенной эмиссии CO_2 и увеличением его содержания в атмосфере является анализ и сопоставление их динамики за последние несколько десятилетий. Характер данной связи исследовался следующим образом. Динамика изменения прироста эмиссии антропогенного CO_2 по годам (по данным <http://www.globalcarbonatlas.org>) сопоставлялась с динамикой роста концентрации CO_2 в атмосфере (по результатам замеров на станциях в погодных обсерваториях). Для исключения влияния ежегодных сезонных колебаний содержания CO_2 в воздухе, для расчётов выбирались значения концентраций, зафиксированные в один и тот же месяц, но в разные годы. При выборе месяца исключались те периоды в году (2–3 месяца), когда концентрация CO_2 снижалась вследствие сезонных изменений (фотосинтез, влияние температуры океана на растворимость CO_2 и т.д.). Предметом анализа являлась разница показаний предыдущего и последующего годов, указывающая, на сколько ppm увеличилась или уменьшилась концентрация CO_2 . В анализе были использованы данные, полученные на погодной станции Syowa (SYO) в Антарктиде и в базовой атмосферной обсерватории Барроу на Аляске (BRW), США.

Как видно на рисунках 2 и 3, между динамикой нарастания эмиссии и содержанием CO_2 в воздухе полярных станций (в высоких широтах северного и южного полушарий) существует определённая связь (отмечена жёлтыми треугольниками), то также существует и явно выраженное различие (отмечено звездочкой). Коэффициенты корреляции значений прироста антропогенной эмиссии и концентрации CO_2 в воздухе на станциях SYO и BRW – «Эмиссия-SYO» (1991–2019 гг.) и «Эмиссия-BRW» (1974–2020 гг.) – соответственно составили 0,45 и 0,24. Как видно, степень корреляции является слабой, хотя она и присутствует. Данный факт указывает на то, что антропогенная эмиссия, если она и влияет на изменение концентрации CO_2 в приземной атмосфере, является не единственным и не доминирующим фактором, обуславливающим постепенный рост содержания углекислоты в воздухе. Гораздо большее влияние на изменение газового состава атмосферы оказывают процессы, происходящие на границе атмосфера-океан и не зависящие от антропогенной эмиссии. Это доказывает тот факт, что повышение глобальной температуры на Земле сегодня происходит не в областях высокой техногенной нагрузки и не равномерно по всей планете, а в регионах, не содержащих антропогенные источники выбросов CO_2 . Примером является Арктика, где потепление идёт значительно быстрее, несмотря на то, что аномального роста содержания CO_2 здесь не наблюдается (рис. 4).

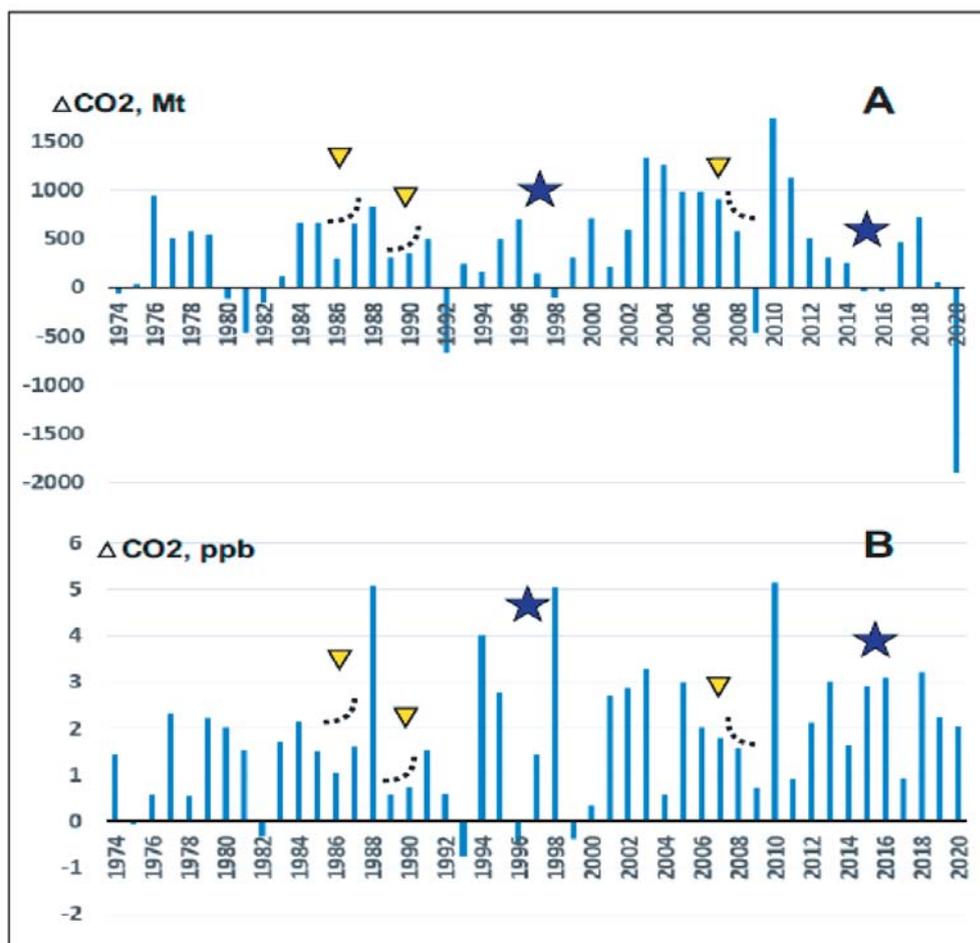


Рис. 2. Динамика прироста антропогенной эмиссии (А) и содержания CO_2 в приземной атмосфере арктической станции Барроу.

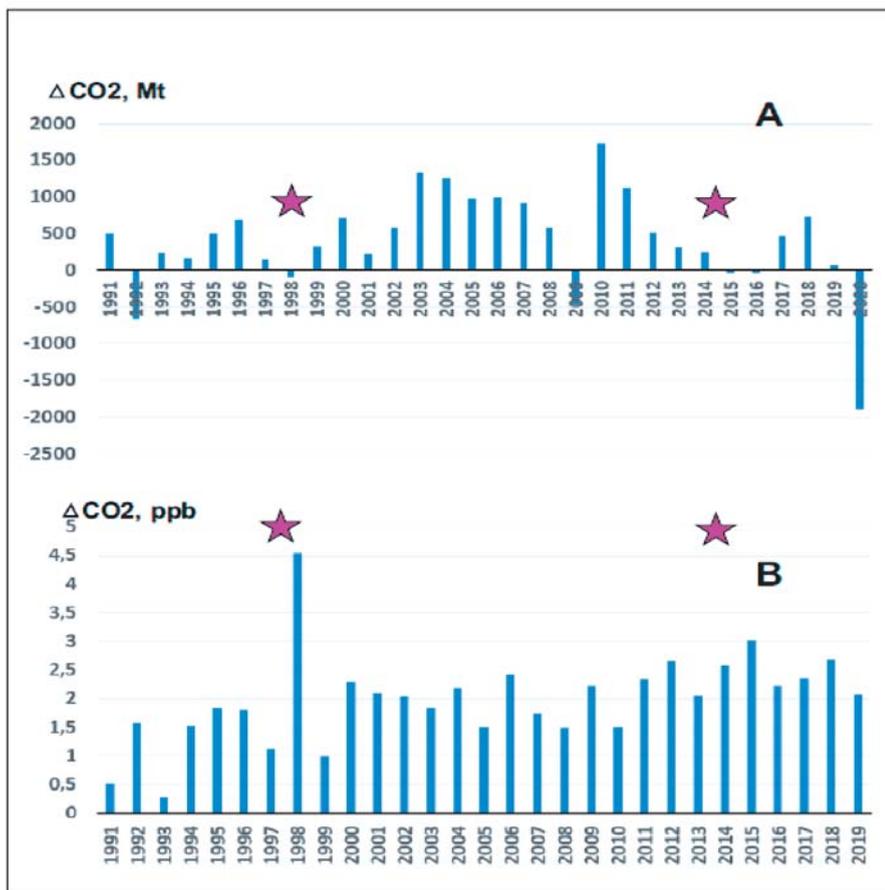


Рис. 3. Динамика прироста антропогенной эмиссии (А) и содержания CO_2 в приземной атмосфере антарктической станции Syowa.

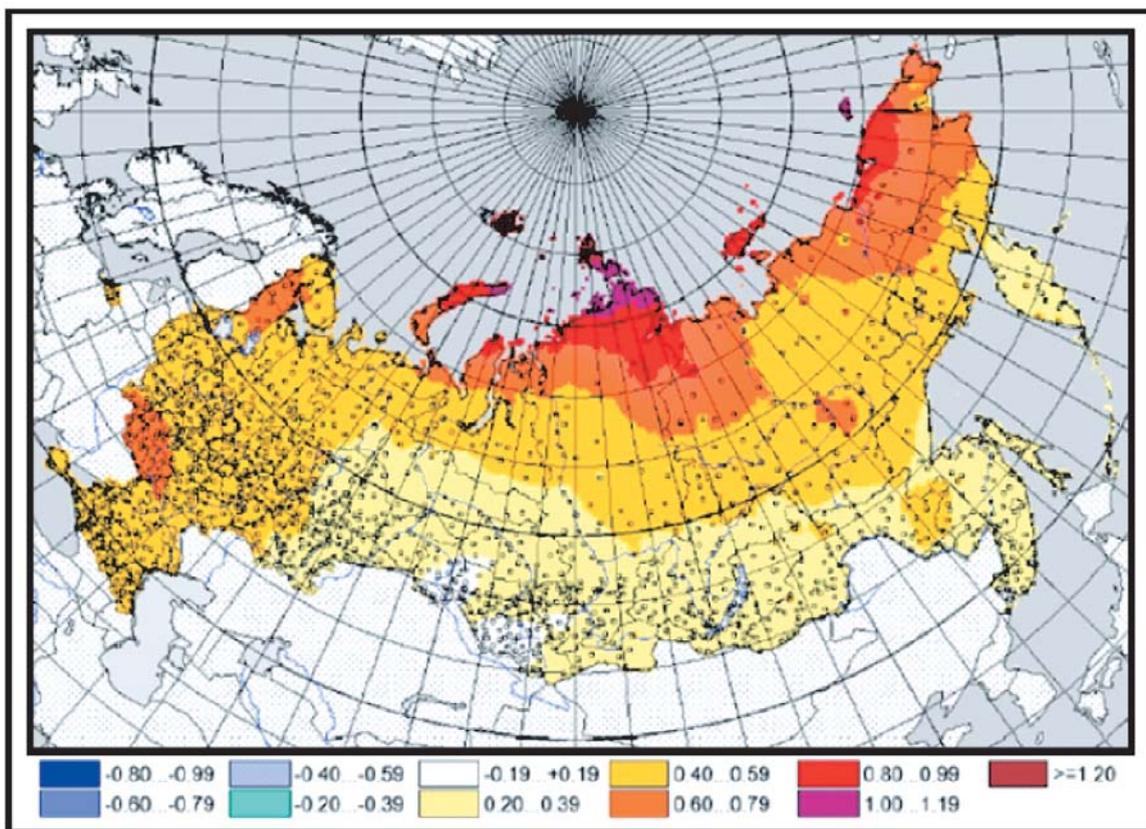


Рис. 4. Тренды среднегодовой температуры ($^{\circ}\text{C}/10\text{лет}$) 1976–2019 гг. (по Переведенцеву Ю.П., 2021).

Следует заметить, что объём углекислоты, растворенной в океане, в 65–70 раз превышает объём CO₂, находящегося в воздухе, что позволяет рассматривать океан в качестве мощного буфера, нивелирующего резкие «скачки» содержания CO₂ в атмосфере.

Роль глобальных планетарных процессов, происходящих в Арктическом регионе и предположительно влияющих на изменение глобальной температуры планеты, наглядно отражена на рис. 4, где приведены аномалии (отклонения от среднего за период 1951–1980 гг.) среднегодовой приповерхностной температуры воздуха (°C), осреднённой для всего Земного шара и для Арктики по данным интерполированных стационарных наблюдений GISS. Никакая эмиссия антропогенных парниковых газов не может объяснить повышение температуры в Арктике в период с 1920 по 1960 годы. Тем не менее причина этого явления может быть связана с активным развитием спрединговой зоны Северного Ледовитого океана, с эндогенной активностью Земли, с числом вулканических извержений, число которых устойчиво нарастает с начала XX века.

Согласно [11] на Земном шаре выявлены следующие различия темпов потепления: максимумы зафиксированы в малонаселенной Арктике и Антарктике, а минимумы соответствуют ареалам урбанизации. Одновременно фиксируется феномен аномального прогревания воздуха в районе Берингова пролива, а также максимум в Атлантическом океане при отсутствии реакции атмосферы на эмиссию парниковых газов в Европе и Северной Америке.

Влияние антропогенной эмиссии парниковых газов, в частности углекислого газа, на глобальное изменение климата существенно завышено. К сожалению, не стали объектом пристального изучения объёмы выбросов в атмосферу паров воды несмотря на то, что водяной пар обладает гораздо более сильным парниковым эффектом, нежели углекислый газ. Обилие атомных станций в Европе и ставка ЕС на развитие атомной энергетики в очередной раз заставляет нас вспомнить о политике двойных стандартов, столь характерной для ЕС.

Климат действительно меняется, глобальная температура на Земле растёт, но первопричиной это является не индустриализация и добыча полезных ископаемых, а совокупность таких факторов, как влияние орбитального воздействия и солнечной изменчивости, колебания светимости Солнца, изменения прецессии вращения Земли, дегазация планеты, процессы на границе атмосфера-океан. Безусловно, поступательный рост объёмов техногенных выбросов CO₂ и других парниковых газов никто не отрицает, но их роль, по-видимому, не является доминирующей, а влияние таких природных явлений, как вулканизм и глубинная дегазация Земли, явно занижено вследствие недостаточного и несистематического их изучения.

Современные концентрации CO₂ в атмосфере не являются чем-то уникальным и беспрецедентным, а уже неоднократно наблюдались в истории развития Земли и возникали без антропогенного воздействия. Однако это не исключает необходимость снижения выбросов в атмосферу техногенного CO₂ и реализацию проектов, направленных на декарбонизацию промышленности. Проекты по декарбонизации экономики, несомненно, являются важными и актуальными, но не должны быть доминирующими и заменять или исключать работы, направленные на минимизацию других видов вредного воздействия на окружающую среду, на минимизацию выбросов, губительно сказывающихся на экологии.

Исследование дегазации Земли, мониторинг её вулканической и эндогенной активности должны стать неотъемлемой частью мониторинга планетарных процессов, ответственных за глобальные изменения, происходящие на поверхности Земли и в её атмосфере, в том числе за изменение климата.

Литература

1. Давиденко С., Викулова О., Каркина П. Краткая история климатического кризиса [Электронный ресурс]. URL: <https://greenpeace.ru/> (дата обращения 17.08.2021). – Материал взят с сайта <https://greenpeace.ru/stories/2021/04/09/kratkaja-istorija-klimaticheskogo-krizisa/>
2. Киселев А.А., Кароль И.Л. С метаном по жизни. – Санкт-Петербург: Главная геофизическая обсерватория им. А. И. Воейкова. 2019. – 73 с.: ил. ISBN 978-5-9500883-7-7.
3. Мазурин И.М. Монреальский протокол – барьер для реализации Парижского соглашения [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/> – Материал взят с сайта <https://regnum.ru/news/polit/3511559.html>
4. Мазурин И.М. Климатические гипотезы как инструмент создания глобальных кризисов [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/> – Материал взят с сайта <https://regnum.ru/news/polit/2973829.html>
5. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2017 гг. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – Москва, 2019. – 471 с.
6. Потанов В.В. Нужно ли нам выбирать между углеродным налогом и квотами на выбросы? [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/> – Материал взят с сайта <https://regnum.ru/news/polit/3507012.html>
7. Потанов В.В. Как российские чиновники затягивают углеродную петлю на шее России [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/> – Материал взят с сайта <https://regnum.ru/news/polit/3504895.html>
8. Слинго Д. Эволюция науки о климате – точка зрения Джулии Слинго. Bulletin: Vol 66 (1) – 2017 [Электронный ресурс]. URL: <https://public.wmo.int/ru/> (дата обращения 16.08.2021). – Материал взят с сайта <https://public.wmo.int/ru/resources/bulletin/>.

9. Смирнов Б.М. Инфракрасное излучение в энергетике атмосферы // Теплофизика высоких температур. – 2019. – Т. 57, № 4. – С. 609–633.
10. Сывороткин В.Л. Климатические изменения, аномальная погода и глубинная дегазация // Пространство и время. – 2010. № 1. – С. 145–154.
11. Ретеюм А.Ю. Опасный миф антропогенного потепления / [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/> – Материал взят с сайта <https://regnum.ru/news/polit/3101660.html>.
12. Ying Cui, Bian A. Schubert, A. Hope Jahren A 23 m.y. record atmospheric CO₂ // Geology/ – 2020. – # 48(9). – Н. 888–892.

ОБЗОР ВМЕСТИМОСТИ CO₂ СТРУКТУРЫ ENDURANCE ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА BUNTER ЮЖНОГО РАЙОНА БАССЕЙНА СЕВЕРНОГО МОРЯ ВЕЛИКОБРИТАНИИ

В.А. Егорова

ООО «РН-Ванкор», г. Красноярск

Аннотация. Структурное поднятие Endurance считается одним из наиболее изученных водоносных пластов для захоронения CO₂. Компания National Grid Carbon планировала изучать её в проекте White Rose CCS, однако, позже проект был передан компаниям BP совместно с Equinor, с лицензией до 2025 года согласно проектам Net Zero Teeside и Zero Carbon Number [1, 2, 3]. Целью данного исследования была оценка вместимости триассового водоносного резервуара, расположенного в южном районе Северного моря недалеко от побережья Великобритании. Сложность задачи заключалась в том, что структура была пробурена всего тремя скважинами в период с 1970 до 2013 года. Однако, в то же время, уникальность проекта заключается в количестве скважин, находящихся вокруг этой структуры – 34 скважины, которые были проанализированы с целью наиболее точной оценки характеристик изучаемого пласта. Работа была разделена на две части: 1) интерпретация ГИС-исследований всех имеющихся скважин в ПО Interactive Petrophysics (IP); 2) объёмный анализ неопределённостей Монте-Карло вместимости CO₂ в структуре Endurance. В результате исследований было рекомендовано продолжить доразведку.

Проблема выбросов CO₂ в последние годы становится всё более серьёзной и обсуждаемой. Правительства большинства стран при поддержке энергетического сектора прорабатывают различные варианты по снижению ущерба изменения климата на окружающую среду. С целью стабилизации глобальной температуры Великобритания планирует снизить собственные выбросы CO₂ на 78% к 2035 году [4].

Улавливание и хранение CO₂ (англ. Carbon Capture and Storage, CCS) – это один из наиболее известных методов декарбонизации промышленного сектора [5, 6, 7, 9]. Его эффективность зависит от многих факторов, таких как: техническая зрелость и уровень развития страны, где технология будет применена, производственные издержки и особенности правового регулирования, а также выбор участка захоронения.

На данный момент количество идентифицированных осадочных провинций в мире составляет более 800, и количество захороненного CO₂ превысило 40 млнт/год [9, 10, 11]. Организация Объединённых Наций выявило, что в 2017 году количество выбросов CO₂ было близко к 54 Гт [12, 13].

Согласно исследованию British Geological Survey (BGS) в прибрежных водах Великобритании находится более 500 потенциальных участков для захоронения диоксида углерода и оценённое потенциальное количество CO₂, возможное к захоронению в Северном море, варьируется от 71 до 85 Гт [13, 25].

Существует 3 основных способа захоронения CO₂: захоронение на дне океана в растворённом виде или в гидратах, в твёрдом состоянии и геологическое захоронение, последнее из которых считается наиболее эффективным [14]. Для того, чтобы CO₂ был закачан и захоронен в пласт, коллектор должен быть пористым и проницаемым [15]. Захороненный диоксид углерода может удерживаться двумя типами механизмов: физическим и геохимическим [16].

Существует множество рисков, связанных с проектами по захоронению и улавливанию диоксида углерода, поэтому выбор участка захоронения должен быть наиболее эффективным способом минимизации дальнейших последствий [5, 6, 17]. Двумя типами резервуаров, используемых для захоронения, являются истощённые нефтяные и газовые залежи, а также глубоководные водоносные горизонты. Первые часто выбираются как потенциальные участки для хранения, поскольку благодаря предшествующим разведке и добыче снижается неопределённость данных и подбирается подходящий режим, однако возможны проблемы с состоянием скважин, которые должны контролироваться. В южном районе Северного моря побережья Великобритании потенциальные истощённые резервуары либо слишком малы по размеру, либо отличаются низкими ФЕС, пока более крупные залежи продолжают разрабатываться и быть недоступными по шкале временного интереса. В то же время несколько крупных водоносных структур было найдено в том же районе Северного моря. Они представлены триассовыми отложениями Bunter на глубине более 1000 м, следовательно, состояние закачанного в пласт CO₂ будет суперкритическим [18]. На рассчитанных глубинах плотность диоксида углерода составляет около 700 кг/м³ (менее плотный, чем вода), но вязкость практически равна вязкости углеводородных газов (6*10 Па*с на глубине 1500 м)[19].

Соответствующий участок хранения должен выполнять следующие условия:

1. Иметь практический объём для хранения запланированного объёма CO₂;

2. Быть окружённым сверху и снизу достаточно прочной крышкой;
3. Фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора должны позволять закачку и дальнейшее движение в самом резервуаре [5, 6, 7, 17].

В основном, захоронение планируется на глубинах ниже 800–1000 м, где CO₂ переходит в суперкритическую (плотную) фазу, которая изменяет и вместимость резервуара, и его герметичность. В идеальном случае потенциальный участок захоронения углерода должен иметь пористость выше 15% и проницаемость выше 100 мД, эффективную мощность – больше 20 м, с площадной и вертикальной сообщаемостью пор [17].

Структура Endurance находится в блоках 42/25 and 43/21 южной части бассейна Северного моря у побережья Великобритании и состоит из отложений нижнетриассового песчаника Bunter, содержащего пластовую воду. Структура является антиклинальной ловушкой размерами 25 км x 8 км x 275 м. Пористость и проницаемость варьируются от 15 до 25% и от 10 до 1000 мД, соответственно, с улучшением свойств в верхней части пласта. Крышка сформирована 10–12 м глины Rct, покрытыми 80 м галита Rct с прослоями аргиллитов [18]. Песчаник Bunter обладает потенциальной проблемой, представленной «волосистым» иллитом в его составе, который может блокировать поры и их соединения и значительно снижать проницаемость, отрицательно влияя на поток CO₂ [20]. Разломы (потенциальные пути протекания) были определены в верхнем триасе, однако, они не пересекают галитную толщу Rct. Поэтому ловушка считается хорошо изолированной.

На основе данных, полученных с первой оценочной скважины 42-25d-3, рассчитанная динамическая вместимость оказалась практически в 16 раз ниже предыдущего подсчёта теоретической статической вместимости резервуара [21]. Поэтому основной целью данной работы является проведение анализа неопределённостей Монте Карло с объёмными моделями для лучшего понимания подсчётов вместимости резервуара. Предшествующая анализу неопределённостей петрофизическая интерпретация в данной работе не освещается.

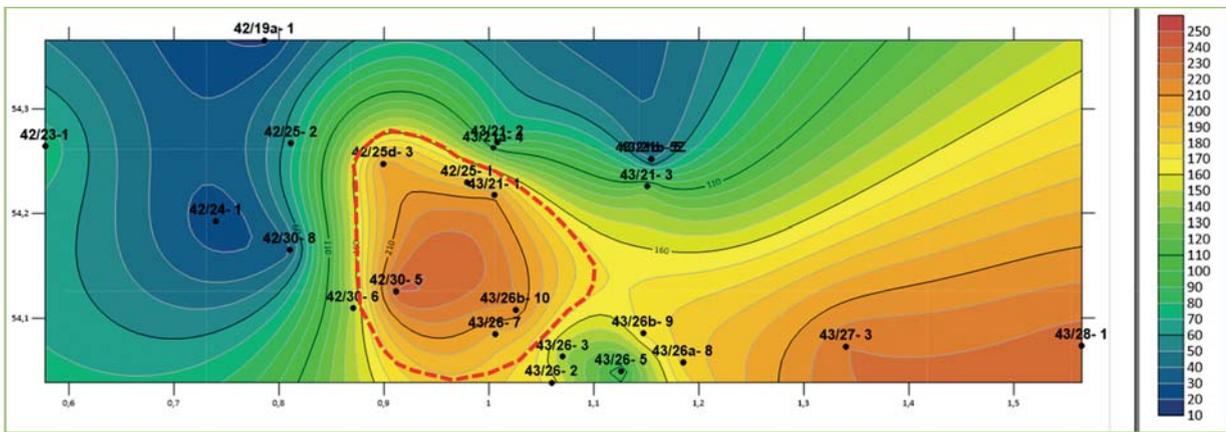


Рис. 1. Карта эффективных толщин песчаника Bunter (красным выделена структура Endurance).

Для оценки вместимости резервуара с целью закачки в него CO₂ было использовано POREP (Reservoir Evaluation Program) от компании Logicom E&P Ltd, подсчитывающее подземные объёмы (или, как в нашем случае, вместимость CO₂), используя моделирование Монте Карло и определяя степень неопределённости каждого из ключевых параметров. В данном исследовании было изучено 5 разных типов объёмных моделей:

- 1) Одно-резервуарная модель, которая представляет весь резервуар полностью и включает распределения свойств всех проинтерпретированных скважин.
- 2) Слоёная модель – как и предыдущая, представляет один резервуар, но разделена на 3 пропластка – P1, P2, and P3.
- 3) Модель ключевых скважин, представленная исключительно 5 скважинами, пробуренными в самой структуре Endurance. Это оценочная скважина 42/25d-3, скважины в центральной части поднятия 43/21-1 and 42/25-1, а также две крайние скважины 43/21-2 and 43/21-3, расположенные ближе к границам структуры.
- 4) Модель полигонов Вороного или Тиссена, состоящая из 5 различных моделей полигонов, соответствующих пяти ключевым скважинам, описанным выше (рис. 2). Полигоны созданы через серединные перпендикуляры между скважинами и площадью их влияния.
- 5) Модель слоённых полигонов, аналогичная 5-полигонной модели, однако, в этом случае каждый полигон разделён на 3 слоя (P1, P2, and P3), суммарно получая 15 полигонов (рис. 3).

Вместимость резервуара может быть подсчитана как теоретический максимум объёма CO₂, который может быть помещён в резервуар, а также как динамический объём на основе профиля закачки с ограниченным давлением в течение всего времени работы проекта. Для структуры Endurance среднее теоретическое значение вместимости резервуара составляет 1.8*10⁹м³ (1) [14, 22].

$$V_{CO2t} = V_{trap} \varphi (1 - S_{wir}) \equiv Ah\varphi(1 - S_{wir}), \quad (1)$$

где $V_{trap} = Ah$, общий объём породы (24.6 Bm³), φ – пористость, S_{wir} – остаточная водонасыщенность.

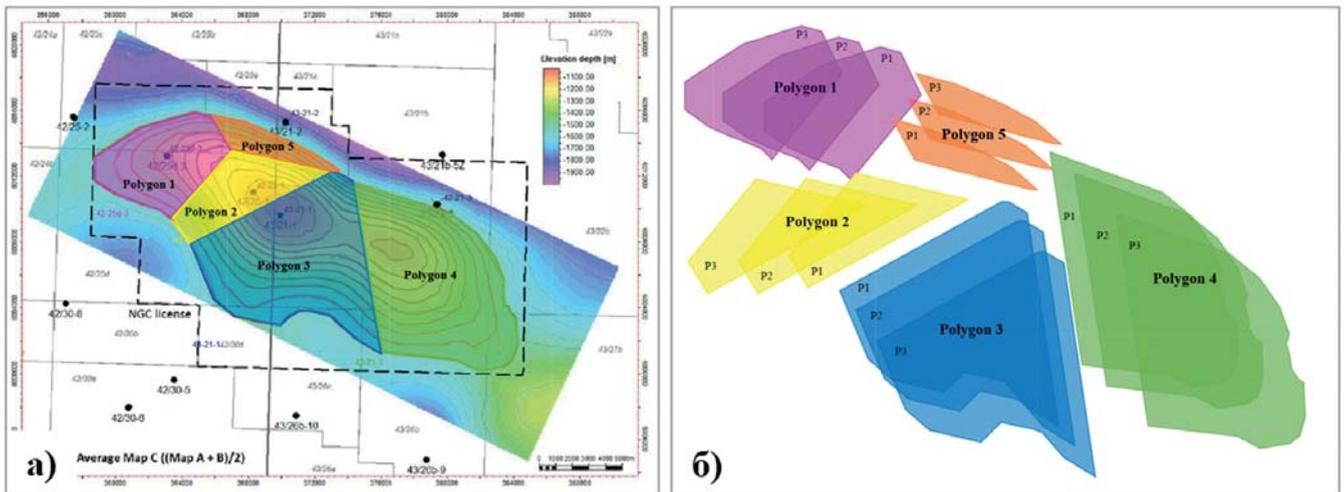


Рис. 2. а) Модель полигонов Вороного или Тиссена; б) Модель слоённых полигонов

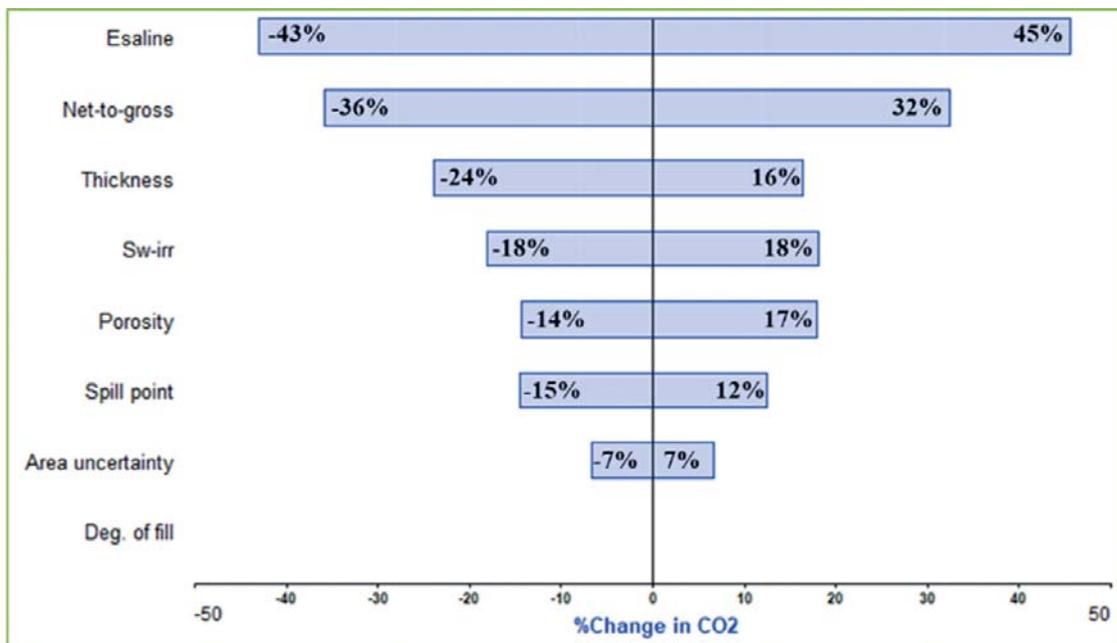


Рис. 3. Торнадо-плот единорезервуарной модели.

Вместимость резервуара зависит от общего объёма породы, плотности, а также эффективности хранения (2) [14].

$$M_{CO_2} = V_{CO_2} \times \rho_{CO_2} \times E_{saline} \quad (2)$$

где ρ_{CO_2} is плотность CO_2 в пластовых условиях and E_{saline} – коэффициент эффективности хранения, определяющий общий поровый объём, который может быть заполнен CO_2 .

Результаты оценки вместимости CO_2 в резервуаре представлены в таблице 1. Одно – резервуарная модель оказалась ниже по результатам, чем модели полигонов Вороного или 15-полигонная – со средними значениями 127-129 Мт против 165-188 Мт. Причиной такого расхождения является количество данных, используемых в каждой из моделей: если первые две основаны на данных 21 скважины, последние 3 – на 5 скважинах, которые, благодаря своему расположению имеют более лучшие ФЭС. Отношение The P10/P90 варьируется от 4 для едино-резервуарной модели до 2 для 15-полигонной модели. Таким образом, разброс не сохранился при моделировании с несколькими резервуарами, что, вероятно, могло быть вызвано внутренними процессами в REP или же несоответствием высокого и низкого случаев общего объёма породы.

Согласно плану проекта по захоронению углерода в подятии Endurance в течение 20 лет будет закачено 53.6 Мт, что составляет примерно 3–4% от общего порового объёма, поэтому теоретически чтобы заполнить весь резервуар, нам потребуется более 500 лет закачки. В таблице 2 представлено сравнение значений эффективных объёмов, повлиявших на результаты теоретической вместимости (1018-1295 Мт). По сравнению со значениями из проекта разработки полученные значения на 27–64% ниже, что заставляет принять во внимание неопределённости. Что касается динамической вместимости, сравнивать их напрямую с полученными результатами сложно, поскольку большинство предположений всех исследований разнятся: продолжительность закачки, ежегодный закачиваемый объём, количество нагнетательных скважин и т.д.

Анализ неопределённостей Монте Карло установил порядок неопределённостей ключевых параметров, повлиявших на вместимость резервуара. Торнадо-плот единорезервуарной модели изображен на рисунке 3. По сравнению со слоёной моделью и моделью ключевых скважин параметр E_{saline} (как и S_{wirr}) остаётся неизменно высокого уровня неопределённости, поскольку для получения более точного значения необходимо провести расчёт на гидродинамической модели [23, 24]. Точка максимального заполнения ловушки (Spillpoint) оценена как один из наиболее определённых параметров, однако, варьируясь от (-1416) to (-1553) с разницей в 137 м, этот параметр также должен быть учтён в дальнейшем анализе.

Каждая модель получила одинаковый список неопределённостей, но уровень их влияния различается от случая к случаю, что говорит об их более широком уровне чувствительности.

Таблица 1

Результаты подсчёта вместимости резервуара CO₂

	1	2	3	4	5
<i>Mm</i>	Single tank model	Layered model	Key wells model	Polygon model	Polygon-layer model
P90	54.8	62.3	80.9	125	130
P50	117	119	154	183	184
P10	220	203	262	255	249
Среднее	129	127	165	187	188

Таблица 2

Сравнительный анализ

	All wells	Key wells
NPV, Bm³	2.8	3.6
Theoretical capacity, Mt	1017.7	1295.3
GRV, Bm³	24.6	24.6

Литература

1. <http://www.co2stored.co.uk>- Дата обращения 17.08.2021.
2. <https://www.netzeroteesside.co.uk/northern-endurance-partnership/>- Дата обращения 17.08.2021.
3. <https://www.zerocarbonhumber.co.uk/news/northern-endurance-partnership/>- Дата обращения 17.08.2021.
4. <https://www.gov.uk/government/news/uk-enshrines-new-target-in-law-to-slash-emissions-by-78-by-2035>- Дата обращения 17.08.2021.
5. Axis Well Technologies, Pale Blue Dot Energy, Energy Technologies Institute. 2016. A Summary of Results from the Strategic UK CO₂ Storage Appraisal Project
6. Axis Well Technologies, Pale Blue Dot Energy. March 2016. D10: WP5A – Bunter Storage Development Plan
7. Axis Well Technologies, Pale Blue Dot Energy. 2015.D04: Initial Screening & Down-Select
8. Global CCS Institute 2018 The Global Status of CCS Report
9. Global CCS Institute 2020 The Global Status of CCS Report
10. Raza A., Rezaee R., Gholami R, Han Bing C., Rasouli V., Nagarajan R. 2019. An introduction to Carbon Capture and Storage Technology. 1(1):1-10. Membrane Technology for CO₂ Sequestration CRC Press, Taylor & Francis Group <https://doi.org/10.1201/b22409-1>
11. IEA (2021), About CCUS, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
12. UN Environment 2018. Emissions Gap Report 2018, Intergovernmental Panel on Climate Change Side Event DEW/2210/NA
13. Ghayas J. G., Bagudu U. 2020. The Endurance CO₂ storage site, Blocks 42/25 and 43/21, UK North Sea. 52: 163–171. Geological Society Memoirs <https://doi.org/10.1144/M52-2019-47>
14. Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P., Magne Mathiassen O. 2007. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. 1(4): 430–443. International Journal of Greenhouse Gas Control. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
15. Energy Technologies Institute. 2011. UK Storage Appraisal Project Final Report (CO₂ Stored).
16. Ajayi T., Gomes J.S., Bera A. 2018. A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. Petroleum Science (2019) 16:1028–1063 <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8>

17. Christopher C., Eiken O., Flanagan G., Jenvey N., Lee A., Marzorati D., Muller N., Roedell J., Soofi K., B., Zuccolo L. CO₂ Capture Project 2009. A Technical Basis for Carbon Dioxide Storage
18. Furnival S., Wrighta S., Dingwallab S., Bailey P., Brown A., Morrisonc D., De Silvad R. 2014. Subsurface Characterisation of a Saline Aquifer Cited for Commercial Scale CO₂ Disposal. 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013, Jun 2013, cp-348-00689 <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20130822>
19. Ringrose P.S., Furre A.-K., Gilfillan S.M.V., Krevor S., Landru M., Leslie R., Meckel, T. Nazarian B., Zahid A. 2021 Storage of Carbon Dioxide in Saline Aquifers: Physicochemical Processes, Key Constraints, and Scale-Up Potential. 12:471-494 Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering <https://doi.org/10.1146/annurev-chembioeng-093020-091447>
20. Quinn M., Hannis S., Williams J. Kirby G, McCormac M. BGS. 2018. Multiscale Whole Systems Modelling and Analysis Project – A Description of the selection, building and characterisation of a set of 3D generic CO₂ storage models. British Geological Survey Open Report, OR/18/013
21. Bentham M. Tyndall Centre for Climate Change Research, British Geological Survey, Kingsley Dunham Centre. 2006. An assessment of carbon sequestration potential in the UK – Southern North Sea case study.
22. Khudaida K.J., Bhusan Das D. 2020. A Numerical Analysis of the Effects of Supercritical CO₂ Injection on CO₂ Storage Capacities of Geological Formations. 2(3): 333-364 Clean Technologies <https://doi.org/10.3390/cleantechnol2030021>
23. Obdam A., L.van der Meer, May F., Kervevan C., Bech N., Wildenborg A. 2003. Effective CO₂ Storage Capacity in Aquifers, Gas Fields, Oil Fields and Coal Fields. International conference on greenhouse gas control technologies: GHGT-6, Kyoto (Japan), 1–4 Oct 2002. 1:339-344.
24. IEAGHG. January 2018. CO₂ Storage Efficiency in Deep Saline Formations – Stage 2 Technical Report.
25. <https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/carbon-capture-and-storage/co2-storage-capacity-estimation/> – Дата обращения 17.08.2021.

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ CO₂ В ВОДОНОСНЫХ ОБЪЕКТАХ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Л.Н. Мубаракшин, М.А. Тукаев, В.А. Ванин, Д.Н. Глузов, В.С. Филатов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, lnmubarakshin@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: декарбонизация, проекты CCS, хранение CO₂ в водоносных пластах, моделирование закачки CO₂.

Аннотация. Сокращение уровня выбросов парниковых газов и снижение рисков ведения деятельности в условиях декарбонизации требует дополнительных мер. Наиболее перспективным способом снижения углеродного следа является закачка CO₂ с целью долгосрочного хранения во вмещающих породах водоносных пластов и выработанных нефтегазовых залежах.

Важной целью ПАО «НК «Роснефть» являются снижение объёмов выбросов парниковых газов на 5% к 2025 г., нулевое сжигание ПНГ к 2030 г. и углеродная нейтральность к 2050 г. Технологии CCUS имеют наибольший потенциал по объёму утилизации CO₂ и играют ключевую роль в достижении углеродной нейтральности.

На текущий момент в мире ~10 реализуемых проектов по подземному хранению CO₂, в РФ аналогичных проектов нет, однако потенциальная суммарная ёмкость хранилищ в РФ составляет >1000 Гт.

Работа охватывает этап утилизации – область геологического хранения CO₂, которая включает в себя изучение взаимовлияния CO₂ с объектом хранения, гидродинамическое моделирование процесса закачки и обоснование безопасного и надёжного хранения CO₂.

Геологическое хранение обеспечивает удержание CO₂ в недрах на неопределённо долгий срок. Наиболее применимыми объектами для размещения CO₂ являются водоносные пласты и выработанные нефтегазовые залежи, которые должны характеризоваться следующим: наличие надёжных покрышек, глубины >800 м, достаточный поровый объём, отсутствие тектонических нарушений, отсутствие или надёжная герметизация ранее пробуренных скважин и отсутствие риска перетоков на соседние ЛУ. На территории Западной Сибири одним из потенциальных объектов хранения CO₂ являются Сенюманские отложения.

Оценка возможности размещения CO₂ в водоносных пластах выполнена на ГДМ сенюманской залежи с опцией CO₂ STORE+DIFFUSE. Результаты моделирования обосновывают физику миграции и удерживания CO₂ в пласте и при закачке, и после остановки. В период закачки наблюдается вытеснение пластовой воды до остаточной Sw, поскольку CO₂ плавучий и менее вязкий, также наблюдается стекание CO₂ языками под действием силы тяжести, остаточного удерживания не происходит из-за незначительного или отсутствующего впитывания и незначительной растворимости. В период после остановки закачки шлейф CO₂ мигрирует дальше от скважины под действием эффекта плавучести и напорного градиента, образование «языков стекания» под действием силы тяжести становится более значительным, вдоль подошвы шлейфа CO₂ растворяется в минерализованный раствор за счёт конвективного перемешивания. Похожая картина движения CO₂ в пласте наблюдается в случае учёта литологической неоднородности, где миграция ограничивается непроницаемыми перемычками. Закачка в законтурной области разрабатываемых объектов показывает схожую физику движения и удерживания CO₂ в

пласте, здесь определяющим фактором является активность аквифера, которая напрямую влияет на направление движения шлейфа CO₂.

Геолого-гидродинамическое моделирование и прогноз на 1000 лет предварительно опровергают теоретические и аналитические оценки о постоянной миграции шлейфа CO₂ в пласте вверх по разрезу и показывают надёжную локализацию и прогнозируемую миграцию закачанного объёма CO₂ в течение длительного времени, определяют значительный потенциал для безопасного и надёжного хранения CO₂ как в чисто водоносных пластах, так и в законтурной области разрабатываемых объектов.

ВЛИЯНИЕ ГЕОБИОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА СОВМЕСТНОЕ ХРАНЕНИЕ ВОДОРОДА И МЕТАНА В ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Л.А. Абукова, Е.А. Сафарова, Д.С. Филиппова, Г.Ю. Исаева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии наук, г. Москва, safarova@ipng.ru

Аннотация. Развитие водородной экономики в стране невозможно без создания инфраструктуры для хранения водорода. С низкими финансовыми вложениями эта проблема может быть частично решена на основе использования существующих в стране подземных хранилищ традиционного углеводородного газа. Это требует научного обоснования геобиологических факторов совместного хранения водорода и метана (а также других углеводородных и неорганических компонентов) в геологической среде, что и является основной целью исследования.

Ключевые слова: водород, метан, сероводород, сульфатредукция, риски, коллектор.

Актуальность тематики связана непосредственно с распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р об утверждении «дорожной карты» по развитию водородной энергетики в РФ до 2024 года. В рамках данного указа требуется обеспечение разработки отечественных энергоэффективных технологий получения, транспортировки и хранения водорода, а также апробация применения водородного и метано-водородного топлива [1].

Подземное хранение газа многие десятилетия применялось к метану как основному виду доступного топлива с целью бесперебойного обеспечения дешёвым и эффективным теплоносителем промышленных и жилых агломераций. В последнее время нарастает тенденция расширения функциональных возможностей ПХГ и спектра хранимых в них газов, в том числе попутных и неуглеводородных. Так, хорошо известны многочисленные объекты хранения водорода, гелия, углекислого газа, что во многих случаях связано не только с задачами теплоснабжения. Ещё одной тенденцией современного мира можно считать гибридное хранение газов. Достаточно широко известно использование азота и диоксида углерода в качестве буферного газа. Сейчас в европейских странах часто в ПХГ содержат не только метан, добытый из недр, но и так называемый «зелёный» газ (биогаз), произведённый из излишков и отходов сельскохозяйственного производства. С нарастающей быстротой во многих индустриально развитых странах сооружаются объекты подземного хранения водорода и водород-метановых смесей (ВМС). С учётом прогнозов экономического развития России и требований международного Парижского соглашения, направленного на регулирование мер по снижению содержания углекислого газа и других парниковых газов в атмосфере, возможно замещение поставок продукции с традиционного рынка углеводородной энергетики на водород и метано-водородные смеси [2-3].

Проведённые исследования базируются на анализе (1) динамики состава природных газов в процессе многолетней эксплуатации Щелковского, Калужского, Касимовского, Песчано-Уметского подземных хранилищ газа (ПХГ); (2) экспериментальных исследованиях по геобиологическим взаимодействиям породообразующих минералов, водорастворенных газов, микроорганизмов и пластовых вод, отобранных в перечисленных выше ПХГ в период 2020–2021 гг. с глубин 491–1154 м; (3) обобщении опубликованных и фондовых работ по исследованию закономерностей формирования состава свободных и водорастворённых газов осадочного чехла – метана, двуокиси углерода, сероводорода, азота, водорода, гелия и др. Впервые для пластовых вод Российских ПХГ был проведён молекулярно-генетический анализ, то есть определены качественно те бактерии, которые существовали в палеосреде бассейна осадконакопления.

Новизна проделанной работы заключается в детализации микробиологической природы взаимодействия водорода и метана в геологических резервуарах при совместном хранении. На материалах реальных промышленных объектов прогнозируется, что реакционные взаимодействия между минералами горных пород, органическими веществами и газами в подземных условиях будут происходить под прямым контролем микробных сообществ, что обусловлено фундаментальной ролью водорода как мощного источника энергии для микробиологических сообществ, инициирующих метаногенез, ацетогенез, сульфат- и железоредукцию. При использовании реагентов с повышенным содержанием водорода возможна активация процесса сульфатредукции, приводящая к коррозии стального оборудования. Следует провести районирование по преобладанию наиболее типичных микробиологических сообществ и анализ приуроченности скважин к разломным зонам. При совместном хранении водорода и

метана микробиологически обусловленные гидрохимические и геохимические процессы могут приводить к коррозии подземных инженерных конструкций и породообразующих минералов [4-6].

В результате проведенных исследований сделан ряд выводов, конкретизирующих геобиологические особенности сонахождения водорода и метана в едином подземном резервуаре. Риски снижения объемов закачанного в подземные хранилища водорода преимущественно связаны с его преобразованием в метан и сероводород. Сероводород также ухудшает свойство подземной части скважин и насосно-компрессорного оборудования, призабойная зона нагнетательных скважин забивается тонкодисперсным сульфидом железа и мёртвой биомассой бактерий. Это на 30–40% снижает проницаемость и серьёзно ухудшает показатели эксплуатации. Вероятны изменения фильтрационно-ёмкостных и геомеханических свойств пород-коллекторов и покрышек (рис. 1).

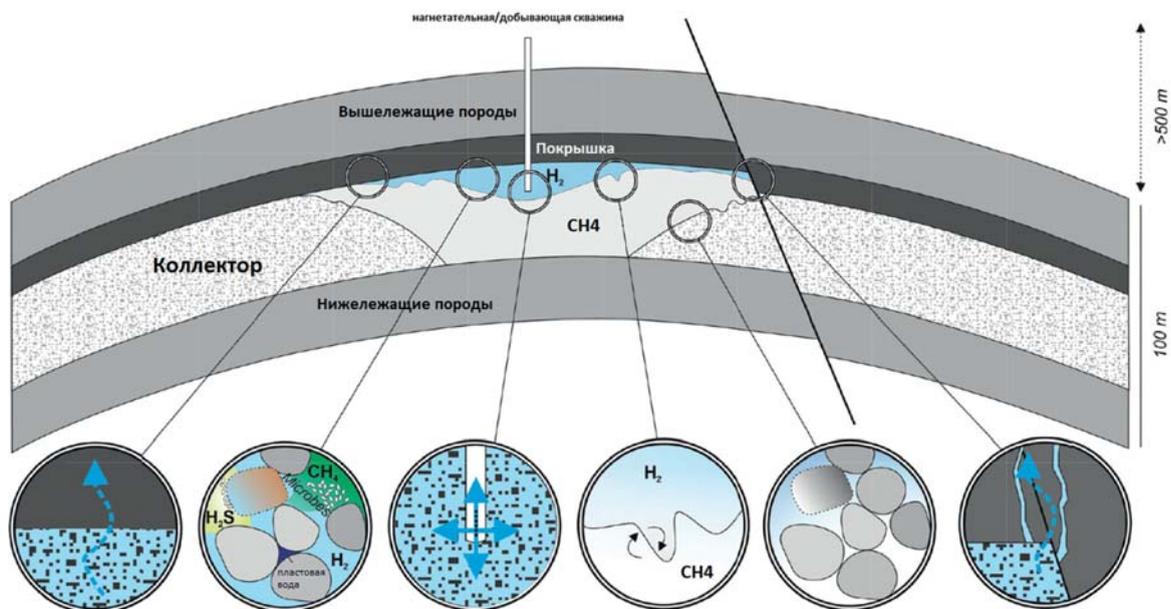


Рис. 1. Геологические неопределённости при хранении водорода в пористой среде.

Солёносные и терригенные формации являются наиболее оптимальной геологической средой для хранения водорода совместно с метаном; с геохимических позиций это объясняется низкими рисками развития сульфатной и углекислотной коррозии.

При выборе их совокупности истощённых газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений промысловых объектов для хранения водород-метановых смесей предпочтение должно отдаваться выработанным газовым месторождениям, поскольку в составе их пластовых вод существенно меньше органических веществ (прежде всего органических кислот), являющихся пищевой субстанцией для многих типов метаногенных микроорганизмов.

Независимо от литологического состава подземных хранилищ высокие концентрации водорода грозят охрупчиванием стальных конструкций подземного и наземного скважинного оборудования [7]. Водород обладает способностью к наводороживанию конструкционных материалов, в результате чего значительно снижаются механические свойства стали. Пластовые воды, которые являются сильными электролитами, интенсифицируют процесс наводороживания. Названные эффекты будут усилены при увеличении влагосодержания газа и доли конденсационных вод, преобладании в резервуаре маломинерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого типа с повышенными концентрациями CO_2 и органических кислот, развития специфических микробиологических сообществ, типичных для строго анаэробноза (водород является легко утилизируемым субстратом и используется как сульфатредуцирующими, так и метанобразующими микроорганизмами). Биопленки создают благоприятную среду для бактерий, продуцирующих сероводород, что вызывает коррозию металла и оказывает электрохимическое воздействие на сталь в пластовых условиях (рис. 2) [8].



Рис. 2. Результат бактериальной коррозии скважинного фильтра ФСК-89.

*При использовании реагентов с повышенным содержанием водорода высоковероятна активация процесса сульфатредукции, приводящая к коррозии стального оборудования.

При внедрении технологии хранения многокомпонентных газовых смесей необходимо проведение анализа возможных положительных и отрицательных изменений параметров рабочих процессов. Критерии выбора объекта хранения ВМС имеют решающее значение. Безопасность хранения будет определяться качеством покрышки, её составом и проницаемостью. Эксплуатация газотранспортной системы совместно с водородом приведёт к качественно новым показателям в работе энергетических систем и агрегатов. Вопрос использования существующей системы хранения и транспортировки газа для водород-метановых смесей требует контроля описанных рисков, в том числе за счёт регулирования расхода компонентного состава газа.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках государственного задания по тематике: «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа» Рег. номер учёта, присвоенный Минобрнаукой: FMME-2022-0007.

Литература

1. Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Романов К.В. Возможности метано-водородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике // Газовая промышленность, 2017. № 1 (750). – С. 82–85.
2. Гостин И.А., Вирясов А.Н., Семенова М.А. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов // Инженерный вестник. Дон. 2013. № 2.
3. Монакова А.С., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Столяров В.Е. Особенности автоматизации производства и хранения промышленного водорода // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021 – № 3 – С. 18–26. [http://doi.org/10.33285/0132-2222-2021-3\(572\)-18-26](http://doi.org/10.33285/0132-2222-2021-3(572)-18-26)
4. Назина Т.Н., Абукова Л.А., Турова Т.П., Бабич Т.Л., Биджиева С.Х., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. Микробное разнообразие и возможная активность в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа // Микробиология, 2021. Т. 90. № 5. – С. 589–600.
5. Сафарова Е.А., Столяров В.Е., Филиппова Д.С. Особенности мониторинга хранения метано-водородных смесей // SOCAR Proceedings Спецвыпуск № 2 (2021).
6. Сафарова Е.А., Столяров В.Е., Филиппова Д.С. Особенности эксплуатации объектов подземного хранения газа при совместном хранении метана и водорода // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 3.
7. СТО Газпром 2-2. 1-512-2010. Обеспечение системной надёжности транспорта газа и стабильности газоснабжения потребителей. Введение 2011-05-10. Москва: Газпром Экспо, 2011.
8. Филиппова Д.С., Сафарова Е.А., Лясников Д.А. Исследование микробиологической активности пластовых вод Щелковского ПХГ // Материалы конференции, Геомодель, 2021, сентябрь, 2021, Том 2021, стр. 1–5 <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157111>

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ГТУ

О.Р. Сафина, Р.В. Бикбулатов, А.Р. Хуснутдинов, А.А.Чаркин
ООО «РН-БашНИПИнефть», г.Уфа, safinaor1@bnipi.rosneft.ru

Интерес к улавливанию CO₂ обусловлен несколькими факторами: коммерческим рынком CO₂, возобновившимся интересом к увеличению нефтеотдачи и желанием сократить выбросы парниковых газов. Исследования в основном затрагивают угольные электростанции, но лишь в единичных исследованиях [1-4] рассматривается проблема улавливания CO₂ после сжигания в газовых турбинах, хотя во многих регионах месторождений РФ основным источником выбросов является ГТЭС. Также на территории РФ отсутствует опыт внедрения установок декарбонизации дымовых газов.

Первоначально для исследования процесса декарбонизации дымовых газов ГТУ, в связи отсутствием лабораторных анализов, были применены два метода определения состава:

1. Метод прямого окисления компонентов попутного нефтяного газа кислородом воздуха в ПО Aspen Hysys;
2. Методика расчёта в соответствии СТО Газпром 2-3.5-039-2005 «Каталог удельных выбросов вредных веществ газотурбинных газоперекачивающих агрегатов».

В качестве исходных данных был принят компонентный состав попутного нефтяного газа на входе ГТУ и паспортные характеристики ГТУ (расход топливного газа и расход продуктов сгорания). Результаты расчетов по двум методам показали одинаковые значения, в которых:

- содержание CO₂ в дымовых газах ГТУ составляет 4% мол., что недостаточно для проведения классической аминовой очистки и приводит к увеличению энергозатрат на стадии улавливания CO₂;
- содержание кислорода в дымовых газах ГТУ составляет 14% мол., что является критично высокой и его наличие способствует активной коррозии металлов (в частности углеродистой стали) и увеличению деградации абсорбента и, как следствие, приводит к потерям и необходимости частой замены абсорбента.

Для выбора технологии рассматривались различные методы улавливания CO₂ в зависимости от характе-

ристик сырья: физическая абсорбция, химическая абсорбция, адсорбция, мембранная технология. Но, для улавливания CO_2 из дымовых газов ГТУ с содержанием CO_2 4% мол. и атмосферным давлением подходит лишь метод химической абсорбции. При давлении ниже 0,7 МПа используют только первичные амины как МЭА, либо новые разработанные с добавками на их основе сорбентов.

На основе исходных данных по ГТЭС и по аналогу проекта Peter head компании Shell была разработана расчётно-технологическая модель установки с использованием ПО Aspen HYSYS.

В состав оборудования установки вошли:

- блок охлаждения;
- блок аминовой очистки;
- блок компримирования;
- блок адсорбционной осушки.

В таблице 2 приведены параметры контроля режима аминовой очистки на основе экспериментальных данных по проекту Peter head компании Shell и расчётных данных.

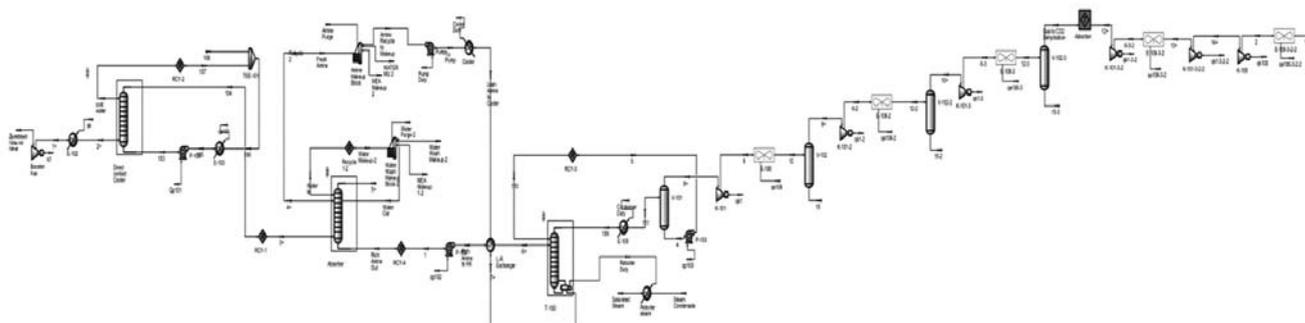


Рис. 1. Расчётно-технологическая модель процесса декарбонизации дымовых газов ГТУ.

Результаты моделирования аминовой очистки по аналогу проекта Peter head компании Shell показали, что для достижения 90% процентного извлечения CO_2 с использованием МЭА 30% требуется соблюдение режимных параметров и внесение надстроек относительно КПД по CO_2 или конструкции внутренних устройств абсорбера, что являются индивидуальными для каждой лицензионной технологии. В качестве внутренних контактных устройств рекомендуется применять структурированные регулярные насадки.

На основании выполненного обзора литературных источников, с учётом опыта внедрения технологий и стоимости улавливания, выделены лицензионные абсорбционные технологии, такие как: Cansolv, ShelCo; Advanced Capture Process, Aker Clean; PostcapTM, Siemens; Econamine FG Plus, Fluor; KM-7CDR^R, KERCOиMHI; BASFOASE^R, Blue Solven; DMXTM, IFP Energies Nouvelles.

Определено, что наиболее оптимальным является применение технологии Econamine FG Plus компании Fluor, исходя из промышленного опыта проведения аминовой очистки при низком парциальном давлении 0,003–0,004 МПа и повышенном содержании O_2 до 15% мол. (завод Bellingham, США, с 1991–2005 гг.). В технологии Econamine FG используется МЭА 30% с ингибитором, который служит как для пассивации металла (допускает не только присутствие NO_x , но и кислорода до 15% мол), так и для подавления разложения амина.

Также проведена оценка технологических рисков возникновения коррозии на опыте зарубежных технологий по улавливанию и закачке CO_2 , из которых были сделаны следующие выводы:

- технологическими рисками для оборудования являются деградация амина, потери амина и коррозия оборудования. Как показывает промышленный опыт завода Bellingham при использовании ингибированного 30% МЭА, разработанного компанией Fluor, допускается применение технологического оборудования из обычной углеродистой стали;
- технологическими рисками для трубопроводов являются коррозия металла и образование гидратов. Как показывает, промышленный опыт завода Petronova, после проведения адсорбционной осушки CO_2 от влаги до 50 ppm допускается применение трубопроводов из обычной углеродистой стали без ингибиторов;
- конструкция скважин для закачки CO_2 должна быть предусмотрена из коррозионностойких материалов, таких как нержавеющие и легированные стали. НКТ должны быть с внутренним покрытием и плакированные. По данным компании Chevron, срок службы НКТ, армированных стекловолокном составляет 50 месяцев, после чего выполняется КРС с заменой труб.

Для предварительной экономической оценки проекта улавливания и закачки CO_2 было выполнено:

1. Выбран объект ГТЭС с выбросами CO_2 в количестве 1,7 млн т/год;
2. Для уникальных объектов улавливания и закачки CO_2 разработана стоимостная модель объектов промышленного строительства в ПО QUESTOR;
3. Для типовых объектов использованы удельные капитальные вложения Компании.
4. В операционные затраты включены затраты на обслуживание скважин и объектов промышленного строительства, а также затраты на электроэнергию.

Параметры контроля режима аминовой очистки

Наименование параметров	Ед.изм.	Экспериментальные данные по проекту Peter head компании Shell	Расчетные
Температура на входе в абсорбер	°С	не более 30–45	33
Расход амина	л МЭА/ кг CO ₂	не более 15–18	18
Степень насыщения амина	моль/моль	не более 0,5	0,48
Остаточное содержание кислых газов в регенерированном амине	моль/моль	не более 0,26–0,36	0,32
Тепловая нагрузка конденсатора	ГДж/ч /тн CO ₂	не более 0,5–1,5	1,4
Температура низа десорбера	°С	не более 120	118
Тепловая нагрузка ребойлера	ГДж/ч /тн CO ₂	не более 3,5–4,2	3,7

Анализ достоверности полученных показателей капитальных и операционных затрат выполнен на основании данных отчёта компании Wood Mackenzie [4]. Приведённая стоимость проекта улавливания и закачки CO₂ из дымовых газов ГТУ соизмерима с результатами анализа аналогичных показателей, выполненного компанией Wood Mackenzie [4]. Также по результатам анализа выявлено, что 70% от общей стоимости проекта составляет стоимость установки улавливания CO₂ и только 30% выпадает на долю транспортировки и закачки CO₂, что говорит о важности решения задачи по выбору технологии.

По результатам оценки экономической эффективности очевидно, что без дополнительного источника компенсации затрат, либо без механизма продажи квот и штрафов за выбросы проект улавливания и закачки CO₂ экономически нецелесообразен.

В связи с отсутствием опыта внедрения технологии по улавливанию и хранению CO₂ на территории РФ, требуется проведение научно-исследовательских работ и экспертиз со стороны консультантов, специализирующихся по данному направлению (включая «Дегольер энд Мак Нотон», D&M), и со стороны экспертов в областях технологии, выбора амина, сертификатов ISO и состава наземной инфраструктуры по улавливанию и закачке CO₂.

Литература

1. Mofarahi M., Khojasteh Y., Khaledi H., Farahnak A., 2008. Design of CO₂ absorption plant for recovery of CO₂ from flue gases of gas turbine.
2. Griffin T., Вycker D., Pfeffer A., 2008. Technology options for gas turbine power generation with reduced CO₂ emission.
3. Sipucz N., Tobiesen F.A., 2012. Natural gas combined cycle power plants with CO₂ capture – opportunities to reduce cost.
4. Wood Mackenzie, 2021. Carbone capture and storage: how far can costs fall?
5. СТО Газпром 2-3.5-039-2005 «Каталог удельных выбросов вредных веществ газотурбинных газоперекачивающих агрегатов».

ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В СФЕРЕ ХРАНЕНИЯ (ЗАХОРОНЕНИЯ) CO₂ В НЕДРАХ. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

А.А. Гермаханов¹, Е.В. Танин¹, А.В. Осипов², А.С. Монакова², Д.В. Арцыбасова²

¹Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, г. Москва

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, osipov.a@gubkin.ru

Введение

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» и Стратегией социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р, в целях реализации Российской Федерацией Парижского соглашения от 12.12.2015 к 2030 году планируется обеспечить сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 года, в том числе, путём создания условий для реализации мер по сокращению и предотвращению выбросов парниковых газов, а также по увеличению поглощения таких газов.

Согласно общемировой практике, достижение указанных уровней сокращения объёмов эмиссии парниковых газов, и в первую очередь углекислого газа, возможно с применением технологий улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа (CCUS – Carbon Capture, Utilization and Storage).

В России промышленные проекты улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа к настоящему времени отсутствуют. И в мире подобных проектов не так много – всего 29 с суммарной мощностью порядка 40 млн т CO₂ в год, что позволяет осуществлять улавливание всего лишь немногим более 0,12% от глобальных выбросов диоксида углерода [1, 2].

Вместе с тем, возможности России в части утилизации и (или) захоронения диоксида углерода в недрах очень велики, значительно выше, чем у других стран. Наша страна обладает естественными конкурентными преимуществами в области транспорта и хранения углекислого газа, поскольку имеет развитую нефтегазовую отрасль, которая готова реализовывать подобные проекты, обеспечивая надёжность и безопасность для окружающей среды и человека.

В этой связи необходимость формирования в Российской Федерации законодательства, связанного с предоставлением недропользователям возможностей по осуществлению подземного хранения (захоронения) углекислого газа и его последующего использования при условии соблюдения требований в области охраны окружающей среды, является крайне актуальной и будет способствовать созданию и развитию промышленных проектов на территории государства.

Текущее состояние законодательной базы хранения (захоронения) CO₂ в недрах

Текущее законодательство Российской Федерации в сфере отношений недропользования обеспечивает правовое регулирование в части доступа заинтересованных компаний к недрам для хранения (захоронения) углекислого газа в недрах.

Так, принятым 30 апреля 2021 г. Федеральным законом № 123-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах», статью 1 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности» и признании утратившими силу постановления Верховного Совета Российской Федерации «О порядке введения в действие положения о порядке лицензирования пользования недрами» и отдельных положений законодательных актов Российской Федерации», внесшим масштабные изменения в Закон Российской Федерации «О недрах» и вступившим в силу с 1 января 2022 г., предусмотрена возможность размещения в пластах горных пород углекислого газа по самостоятельной лицензии в рамках вида пользования недрами – строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Кроме того, предусматривается возможность осуществления геологического изучения и оценки пригодности участка недр для последующего размещения углекислого газа (как и иных парниковых газов) по самостоятельной лицензии на пользование недрами. Для действующих недропользователей такая возможность предусматривается без получения дополнительных разрешений на основании утверждённой проектной документации в рамках ранее выданной лицензии на разведку и добычу полезных ископаемых или совмещённой лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых.

Принятой в реализацию Федерального закона № 123-ФЗ подзаконной нормативной правовой базой, также вступившей в силу с 1 января 2022 г., регламентирован порядок предоставления в пользование участков недр для оценки их пригодности и последующего размещения углекислого газа, а также такой оценки в рамках действующих лицензий, и для строительства и эксплуатации подземных сооружений для размещения углекислого газа.

С 01.03.2022 вступили в силу Правила подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 30.11.2021 № 2127, в которых уточнены

требования к строительству и эксплуатации подземных сооружений, в том числе предназначенных для размещения в пластах горных пород углекислого газа.

Перспективы совершенствования законодательной базы хранения (захоронения) CO₂ в недрах

К геологическим условиям и характеристикам резервуаров для строительства и эксплуатации подземных сооружений хранения углекислого газа должны предъявляться особые требования к обеспечению долгосрочного безопасного хранения CO₂.

Существующие к настоящему времени технологии позволяют захоронить углекислый газ в выработанные месторождения (по примеру подземных хранилищ природного горючего газа) и в высокоминерализованные водоносные горизонты.

В основе удержания углекислого газа в пласте лежат следующие механизмы (рис. 1) [2,3]:

- структурное улавливание, обусловленное наличием ловушки;
- гидродинамическое улавливание за счёт капиллярных сил;
- улавливание путём растворения в пластовых водах;
- минеральное улавливание за счёт взаимодействия с вмещающими горными породами.



Рис. 1. Вклад механизмов удержания CO₂ в недрах в зависимости от времени [2].

Таким образом, актуальными являются вопросы разработки единых требований к геологическим параметрам подземных хранилищ диоксида углерода, а также вопросы долгосрочной ответственности, связанные с осуществлением непрерывного геологического мониторинга возможных утечек CO₂ из хранилищ с последствиями для окружающей среды.

В этой связи, основной задачей дальнейшего совершенствования законодательства, связанного с подземным хранением диоксида углерода, определяется разработка методических рекомендаций по геологическому обоснованию выбора участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений для размещения парниковых газов, в том числе CO₂, а также правил их проектирования и эксплуатации.

В этом направлении работа ведётся в рамках созданной Минприроды России и Роснедрами рабочей группы по разработке комплекса мероприятий по созданию условий для формирования системы оборота углекислого газа в Российской Федерации, при участии специалистов Росприроднадзора, Ростехнадзора, иных заинтересованных федеральных органов исполнительной власти и представителей компаний-недропользователей.

Литература

1. Gordon O. Carbon capture: Where is it working? 2022. – www.power-technology.com/analysis/carbon-capture-where-is-it-working/
2. VYGON Consulting. CCUS: Монетизация выбросов CO₂. 2021. – 48 с.
3. Дымочкина М.Г., Самодуров М.С., Павлов В.А., Пенигин А.В., Урмаев О.С. Геологический потенциал улавливания и хранения диоксида углерода в Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. № 12, 2021. – С. 20–23. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-20-23.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ И РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CO₂ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова

ГБОУВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, guskova@agni-rt.ru

Согласно исследованиям Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО «Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России», тренд декарбонизации всё сильнее влияет на нефтегазовые компании. Этот тренд постоянно усиливается, к нему присоединяется все больше компаний со всего мира. Отмечается, что декарбонизация нефтегазовой отрасли и её отдельных предприятий – это комплексный и многоступенчатый процесс, и ни у одной компании в отрасли пока не наработаны комплексные компетенции в этой сфере, поэтому, чтобы достичь заявленных сокращений выбросов, каждая компания методом проб и ошибок ищет свой набор мер и инициатив [1]. При этом подчеркивается, что для осуществления декарбонизации вряд ли возможно найти универсальный подход, который будет оптимальным для всех компаний сектора и с точки зрения сокращения эмиссии, и по критерию экономической эффективности.

Важно, что использование CO₂ для увеличения нефтеизвлечения обеспечивает не только решение экологических проблем, но и получение дополнительной добычи нефти за счёт применения ранее не использованных ресурсов. Исследования, проведённые авторами [2] показали, для технологии увеличения нефтеизвлечения с использованием CO₂ могут не только снизить углеродный след добываемой нефти, но и сделать её «углеродно-отрицательной», когда объём CO₂, использованного в нефтяных технологических процессах, превышает выбросы от добычи и дальнейшего сжигания дополнительно добытой нефти в течение всего жизненного цикла.

В 1932 г. было опубликовано первое сообщение о лабораторных экспериментах по применению углекислого газа для увеличения нефтеотдачи пластов на образцах керна нефтесодержащего песчаника Пенсильванского месторождения [3]. В Китае лабораторные эксперименты по закачке CO₂ начали проводить в 1960-х годах [4, 5]. В Советском Союзе закачка CO₂ была начата в 1967 году на Александровской площади Туймазинского месторождения в рамках промыслового проекта [6], а в Соединенных Штатах – в 1971 году на месторождении Кели-Снайдер [4].

В настоящее время применение CO₂ для увеличения нефтеизвлечения – это проверенный процесс, и в мире действует более 166 проектов, производящих более 450 000 баррелей нефти в день. Ожидается, что эти цифры увеличатся до более чем 1,2 млн баррелей и 1,64 млн баррелей нефти в день в 2030 и 2040 годах соответственно [4].

Тем не менее, многие факторы играют роль в технологической и экономической эффективности применения CO₂ для увеличения нефтеизвлечения, в числе которых цены на нефть, стоимость и доступность CO₂.

Закачка CO₂ в пласт с целью увеличения нефтеизвлечения может быть реализована на основе различных технологий:

- применение карбонизированной воды (вода, насыщенная углекислым газом);
- закачка CO₂ в нагнетательные скважины для создания одной или нескольких оторочек;
- периодическая закачка CO₂ в добывающие скважины.

В основе применения CO₂ для увеличения вытеснения нефти лежит проявление ряда эффектов. Механизм и основные факторы, определяющие эффективность применения двуокиси углерода для вытеснения нефти, были подробно рассмотрены и представлены в работах [3, 6]. Известно, что углекислый газ растворяется в воде и нефти, представляет собой жидкую фазу при температуре ниже 31,2°C и давлении выше 7,2 МПа. При температуре выше 31°C двуокись углерода находится в газообразном состоянии при любом давлении. При давлении меньше 7,2 МПа двуокись углерода переходит в газообразное состояние. При растворении в воде вязкость воды несколько увеличивается, при этом образуется угольная кислота H₂CO₃. Метан и азот, содержащиеся в нефти, а также содержание в нефти парафиновых или ароматических углеводородов оказывают влияние на растворимость CO₂. Давление смеси зависит от давления насыщения, и при давлениях, меньших давления смеси, из нефти могут выпадать асфальтены [7] и парафины.

Таким образом, эффективность процесса вытеснения нефти с использованием CO₂ зависит от проявления ряда факторов:

- смешиваемости с нефтью;
- увеличения объёма нефти;
- снижения вязкости нефти;
- снижения межфазного натяжения.

Несмотря на очевидные преимущества, можно выделить ряд направлений исследований, определяющих успешное и эффективное применение метода.

Залогом успешной реализации закачки CO₂ является достижение полной смеси с нефтью. Основным параметром, определяющим достижение режима смешивающегося вытеснения нефти, является минимальное давление смеси (МДС). Учитывая, что на растворимость существенное влияние оказывает состав нефти, а также фракционный состав растворенного газа, определение минимального давления смеси индивидуально для потенциального объекта закачки и является важным направлением исследований.

В работе [8] представлена эмпирическая корреляция для расчёта МДС как для маловязкой нефти, так и для тяжёлой нефти, выраженная как функция пластовой температуры, молекулярной массы C₇₊ сырой нефти и мольных долей летучих компонентов (CH₄ и N₂) и промежуточные компоненты (CO₂, H₂S и C₂ ~ C₆) в сырой нефти. Ав-

торы [8] отмечают, что большинство эмпирических корреляций МДС предложено на основе экспериментальных исследований взаимодействия CO_2 с нефтью на установке с тонкой трубкой. Экспериментальная установка с тонкой трубкой, которая стала стандартным методом измерения МДС в нефтяной промышленности, представляет собой тонкую трубку из нержавеющей стали (длина 20 м, внутренний диаметр 4,4 мм и общий объём пор $92,75 \text{ см}^3$), заполненную кварцевым песком. Испытания проводятся на рекомбинированном пластовом флюиде при заданной пластовой температуре. Как только тонкая трубка насыщается образцом сырой нефти, вводят CO_2 для вытеснения нефти со скоростью нагнетания $0,125 \text{ см}^3/\text{мин}$. Эксперименты по вытеснению CO_2 проводятся при нескольких значениях давления, при этом температура поддерживается постоянной при температуре пласта. Для каждого испытательного давления записывают поровый объём закачанного CO_2 , объём добытой нефти и объём добытого газа. В результате экспериментальных исследований было определено, что МДС увеличивается при увеличении температуры, а также показано, что добыча нефти увеличивается с увеличением давления закачки и содержания CO_2 . Однако, проблемой является то, что результаты, полученные ранее проведёнными исследованиями, нельзя экстраполировать на другие нефтяные залежи, поскольку количество CO_2 , которое может раствориться в нефти, давление смеси и другие геолого-технические параметры будут определяться конкретными характеристиками объекта разработки.

Учитывая, что эффективность закачки CO_2 зависит от полноты смеси с нефтью в пластовых условиях, поиск и разработка технологий повышения смеси является актуальным направлением исследований. Основными задачами, решаемыми в данном направлении, являются повышение пластового давления закачкой воды или газа для достижения минимального давления смеси, а также поиск реагентов для изменения свойств нефти и CO_2 для достижения смешивающегося заводнения. В опубликованных исследованиях [8] отмечается, что основными факторами, влияющими на МДС, являются пластовая температура, состав закачиваемого газа, свойства нефти и растворимость CO_2 в нефти. Авторами [8] была поставлена цель поиска углеводородного агента для снижения поверхностного натяжения на границе раздела « CO_2 – нефть» и дальнейшего снижения минимального давления смеси. Эксперименты проводились с пробами нефти плотностью $0,8512 \text{ г/см}^3$, вязкостью – $9,8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Для определения межфазного натяжения использовался тензиометр высокого давления. Было обнаружено, что МДС на границе раздела « CO_2 – нефть» будет значительно снижено после добавления смешивающегося растворителя в сырую нефть. Смешиваемым растворителем могут быть некоторые легкие углеводородные растворители, включая монобутиловый эфир этиленгликоля, н-бутиловый спирт, петролейный эфир, н-пентан, н-гексан, изооктан. Авторами [8] отмечается, что алканы могут снижать межфазное натяжение на границе раздела « CO_2 – нефть». Так, при сопоставимом давлении 40 МПа поверхностное натяжение на границе раздела « CO_2 – нефть» без углеводородного агента составляло $1,563 \text{ мН/м}$, что примерно на $0,5 \text{ мН/м}$ выше, чем с добавлением алкана. Однако отмечается, что с увеличением числа атомов углерода в добавляемых алканах способность влиять на минимальное давление смеси уменьшилось. Анализируя влияние маслорастворимых ПАВ на снижение поверхностного натяжения на границе раздела « CO_2 – нефть» и МДС, авторы [8] отмечают, что существенного влияния ПАВ на МДС не оказали. Исследования влияния петролейного эфира с различными температурами кипения на МДС и поверхностное натяжение показали, что петролейный эфир с диапазоном кипения $30\text{--}60^\circ\text{C}$ приводит к снижению давления смеси на $6,19 \text{ МПа}$, или на $12,17\%$. Поскольку углеводородные агенты закачиваются в виде пробок перед заводнением CO_2 , была выполнена оценка их влияния на приёмистость скважин. В результате было выявлено, что петролейный эфир с температурой кипения $30\text{--}60^\circ\text{C}$ и массовой концентрацией $0,5\%$ оказывает минимальное влияние на приёмистость скважин. Представленные в работе [8] результаты свидетельствуют о том, что применение добавок углеводородных агентов, их тип и массовая концентрация оказывают заметное влияние на минимальное давление смеси и поверхностное натяжение системы « CO_2 – нефть». Проведение исследований по оценке влияния различных добавок на снижение межфазного натяжения, вязкость, минимальное давление смеси при различных массовых концентрациях и термодинамических условиях потенциального объекта применения закачки CO_2 позволит улучшить процесс реализации смешивающегося вытеснения и предотвратить возможные осложнения.

Одним из осложнений при закачке CO_2 в условиях неполной смеси является выпадение тяжелых фракций нефти в пласте. Авторами [11] были проведены комплексные экспериментальные исследования для изучения осаждения и последующего отложения асфальтенов при закачке CO_2 с учётом влияния давления, содержания асфальтенов и температуры. Эксперименты включали микроскопические исследования для оценки факторов, оказывающих влияние на осаждение асфальтенов в микромасштабе, статический эксперимент с ячейкой PVT, который позволил дополнительно оценить осаждение асфальтенов количественно, и динамический эксперимент на образцах керна, который учитывал влияние структуры пористой среды и множественных контактных процессов между CO_2 и нефтью. В результате проведённых исследований авторами было показано, что количество осаждённых асфальтенов увеличивается с повышением давления и достигает максимального значения около МДС. После того, как давление превысит МДС, осаждение асфальтенов уменьшается с увеличением давления. Повышение температуры также способствует увеличению интенсивности осаждения асфальтенов. Исследования влияния технологии закачки на отложение асфальтенов с использованием моделирования показали, что непрерывная закачка CO_2 по сравнению с закачкой карбонизированной воды приводит к более серьёзным отложениям асфальтенов. Результаты расчётов показали, что снижение нефтеотдачи, вызванное отложением асфальтенов при непрерывной закачке CO_2 и закачке карбонизированной воды составляет $2,7\%$ и $0,9\%$ соответственно.

В работе [12] представлены исследования по оценке влияния смачиваемости породы на эффективность извлечения нефти при закачке CO_2 . Показано, что для гидрофобных и гидрофильных образцов керна было извлечено соответственно 100% и 43% остаточной нефти.

Выводы

– Учитывая, что применение CO₂ является эффективным методом увеличения нефтеизвлечения в широком спектре геолого-физических характеристик залежей и при этом обеспечивает не только снижение углеродного следа, но и является «углеродно-отрицательной» технологией, изучение её теоретических и практических аспектов является одним из приоритетных направлений развития нефтяной науки. Проблемой является то, что результаты, полученные ранее проведёнными исследованиями, нельзя экстраполировать на другие нефтяные залежи, поскольку количество CO₂, которое может раствориться в нефти, давление смесимости и другие геолого-технические параметры технологии определяются конкретными характеристиками объекта разработки.

– Важным условием эффективной реализации процесса закачки CO₂ является достижение режима смешивающегося вытеснения нефти. Учитывая, что растворимость углекислого газа и минимальное давление смесимости (МДС) зависят от фракционного состава нефти, растворённого газа, коллекторских свойств и термодинамических параметров, а также добавок реагентов и ряда других факторов, необходимо проведение комплексных теоретических и экспериментальных исследований по определению МДС для каждого потенциального объекта закачки.

– Одним из наиболее значительных отрицательных эффектов применения CO₂ является снижение фильтрационных характеристик пласта из-за агрегации ассоциатов асфальтенов, которая усиливается в области давлений, соответствующих минимальному давлению смесимости. Агрегация и выпадение асфальтенов зависит от состава нефти и термодинамических условий, что предопределяет необходимость проведения лабораторных исследований процесса для каждого потенциального объекта, так как данная проблема варьируется в зависимости от вязкости и содержания в нефти смол и асфальтенов.

– При проектировании закачки CO₂ и выборе потенциального объекта необходимы предварительное исследование смачиваемости коллектора и оценка её влияния на количество извлекаемой из порового пространства нефти. Это обусловлено тем, что опубликованные результаты лабораторных исследований показали: полнота нефтеизвлечения при закачке CO₂ из гидрофобных смачиваемых нефтью образцов керна более чем в 2 раза превышает нефтеизвлечение из гидрофильных образцов.

– На эффективность закачки CO₂ существенное влияние оказывают добавки ПАВ и углеводородных растворителей. Учитывая, что опубликованы данные об увеличении коэффициента извлечения на 4–17% при применении соразтворителей и ПАВ, экспериментальные исследования в данном направлении для потенциальных объектов закачки также являются перспективным аспектом исследований.

Литература

1. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. «Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России», <https://www.skolkovo.ru/>
2. *Vanessa Nucez-Lypeza, Ramyn Gil-Eguia, Ana Gonzalez-Nicolasa, Susan Hovorkaa* Energy Procedia 114 (2017) 6597 – 6603 ScienceDirect 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Switzerland Carbon balance of CO₂-EOR for NCNO classification, <https://www.researchgate.net/publication/319194859>
3. В. Балитт, А. Бан, Ш. Долешал, П.И. Забродин, Я. Терек. Применение углекислого газа в добыче нефти. – М.: «Недра», 1977. – 240 с.
4. *Veerabhadra Denduluri, Ganesh Thakur*. Carbon Capture and CO₂ EOR/Storage—A Game Changer CCUS Technology, The Way Ahead, April 17, 2022, <https://jpt.spe.org/twa/>
5. *Taber J.J. and Martin F.D.* Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil, PaperSPE 12069 presented at the SPE Annual Technical Conf&Exhib., San Francisco, October 5–8.
6. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
7. *Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Романов Г.В., Барская Е.Е.* Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах / Т.Н. Юсупова, Ю.М. Ганеева, Г.В. Романов, Е.Е. Барская; Ин-т органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН. – М.: Наука, 2015. – 412 с.
8. *Hao Zhang, Dali Hou, Kai Li*, An Improved CO₂-Crude Oil Minimum Miscibility Pressure Correlation, Journal of Chemistry, vol. 2015, Article ID 175940, 10 pages, 2015. <https://doi.org/10.1155/2015/175940>
9. *L. Li, C. Wang, D. Li, J. Fu, Y. Su and Y. Lv*. Экспериментальное исследование извлечения сланцевой нефти из проб керна Цяньцзяна методом CO₂ huff-n-puff EOR, RSC Adv., 2019, 9, 28857 DOI: 10.1039/C9RA05347F.
10. *Junrong Liu, Lu Sun, Zunzhao Li, Xingru Wu*. Experimental Study on Reducing CO₂-Oil Minimum Miscibility Pressure with Hydrocarbon Agents. Energies 2019, 12(10), 1975; <https://doi.org/10.3390/en12101975> Received: 8 April 2019 / Revised: 28 April 2019 / Accepted: 21 May 2019 / Published: 23 May 2019.
11. *Li Rong-tao, Liao Xin-wei, Zou Jian-dong, Gao Chang-wang, Zhao Dong-feng, Zhang Yuan-dong, and Zhou Xing-ze*. Asphaltene Deposition during CO₂ Flooding in Ultralow Permeability Reservoirs: A Case Study from Changqing Oil Field Received, Hindawi Geofluids Volume 2021, Article ID 6626114, 14 pages, <https://doi.org/10.1155/2021/662611>.
12. *Prem Bikkina, Jiamin Wan, Yongman Kim, Timothy J. Kneafsey, Tetsu K. Tokunaga*. Influence of wettability and permeability heterogeneity on miscible CO₂ flooding efficiency, Fuel, Volume 166, 2016, Pages 219-226, ISSN 0016-2361, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.090>.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА УЧАСТКОВ НЕДР ПОД ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

В.Г. Базаревская¹, А.П. Бачков², С.Е. Войтович³

¹TatНИПИнефть ПАО Татнефть, г. Бузульма, bazarevskaya@tatnpi.ru,

²ПАО Татнефть, г. Альметьевск, ³ТГРУ ПАО Татнефть, г. Казань.

Особенность запасов месторождений Республики Татарстан в том, что даже учитывая приуроченность залежей к стратиграфическим горизонтам от шешминского горизонта уфимского яруса до воробьевского горизонта живетского яруса, выявлены 216 месторождений нефти и ни одной газовой или газоконденсатной залежи. Газосодержание в залежах незначительное и изменяется от 0,22 м³/т в башкирском ярусе до 87,5 м³/т в бобриковском горизонте; плотность нефти изменяется от 0,813 г/см³ (легкая) до 0,999 г/см³ (битуминозная), причем количество битуминозной нефти в остаточных извлекаемых запасах всех категорий (A+B1+B2+C1+C2) достигает 72%, легкая – составляет всего 2%; вязкость нефти изменяется от незначительной (1,95 мПа*с), содержание которой составляет 11,5% до сверхвязкой (363726 мПа*с)-24,2% от общих запасов ПАО «Татнефть» в республике. В Республике Татарстан за почти 80 лет изучения и освоения территории не выявлено газовых залежей. Однако потребление природного газа по итогам 2021 года составило на уровне 18 млрд куб. м. С 2000 по 2021 год в Татарстане потребление природного газа значительно возросло. На период до 2030 года основной рост потребления будет связан с развитием Камского промышленного кластера. К 2030 году прогнозируется рост потребления газа до 33 млрд куб. м ежегодно [1].

В Татарстане на сегодняшний день не создано функционирующих хранилищ газа, что объясняется достаточно разветвленной системой газопроводов-отводов, наличием двух мощных коридоров магистральных газопроводов «Уренгой – Помары – Ужгород», «Уренгой – Центральная Россия» и «Уренгой – Новопсков», отсутствием значительных по поровому объёму геологических структур с непроницаемой покрывкой на территории Республики, пригодных для создания ПХГ [2].

В мире насчитывается более 600 подземных хранилищ газа (ПХГ) с рабочим объёмом газа более 340 млрд м³, из них 200 млрд м³ от общего рабочего объёма газа находятся в Европе и Центральной Азии [3].

На территории Российской Федерации расположены 25 подземных хранилищ газа с суммарной активной ёмкостью 65,2 млрд м³.

В России эксплуатируются следующие ПХГ: Касимовское, Канчуринско-Мусинский комплекс, Северо-Ставропольские, Кущевское, Краснодарское, Гатчинское, Невское, Калужское, Щелковское, Увязовское, Карашурское, Самарские, Пунгинское, Совхозное, Саратовские [1].



Рис. 1. Схема газотранспортных коридоров Республики Татарстан (по данным «Газпром ВНИИГАЗ»).

Добыча газа в мире хоть и происходит постоянно, но в определённом темпе, а поскольку потребности в газе населения и промышленности в зимний и летний периоды различны, то с целью удовлетворения сезонного повышенного спроса создаются подземные хранилища газа. Создание подземных хранилищ природного газа является частью энергетической системы страны. В свете последних событий в мире создание хранилищ газа – вопрос актуальный, хотя довольно трудоёмкий и проблемный.

Практикой установлено, что при организации подземного хранения газа, геологические структуры должны удовлетворять следующим условиям:

- наличие антиклинальной структуры или тектонической, литологической ловушки со слабопроницаемой покрывкой;
- для герметичности хранилища толщина покрывки, состоящей из глин или плотных известняков и доломитов, должна составлять не менее 8–15 м с целью обеспечения гарантии от утечек газа;
- коллектор должен иметь достаточную пористость или двойную пористость – как правило, не менее 15% и проницаемость – 100–700 мД. Используются пласты и с меньшей пористостью. Породы пласта-коллектора подземного газохранилища должны характеризоваться относительной однородностью;
- максимальная глубина залегания пласта – коллектора может составлять 1000–2500 м. Подземные газохранилища создаются в соляных кавернах, в водоносных структурах, либо на базе истощённых газовых и нефтяных месторождений.

Вопрос необходимости создания в Республике Татарстан подземного хранилища газа возникает с определённой периодичностью с 1990-х годов до сегодняшнего дня. За этот период была рассмотрена и проанализирована возможность создания ПХГ в истощённых выработанных залежах нефти и в водоносных горизонтах на глубинах 1000–1800 м. Важной характеристикой ПХГ является способность или возможность ПХГ сохранять герметичность и удерживать газ, для этого в первую очередь необходимо наличие нерасчленённого или слабо расчленённого резервуара с высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами пород, с необходимым объёмом ёмкости ловушки, наличием непроницаемого флюидоупора-покрывки (соль, ангидрит, гипс, глина), способного удерживать объёмы газа при определённом давлении или перепадах давления и т.д.

С 2004 г. ООО «Газпром» обсуждала возможность создания ПХГ на Арбузовской структуре Республики Татарстан и в 2008 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработала технологический проект создания Арбузовского ПХГ в бобриковских отложениях, в котором было отмечено о необходимости проведения разведки структуры с целью снижения инвестиционных рисков. Критериями выбора Арбузовского поднятия под создание ПХГ выбраны: расстояние до газопровода должно не превышать 20 км; амплитуда поднятий должна превышать толщину пласта-коллектора и составлять не менее 20 м; общий объём ловушки должен превышать 500 млн.м³ по газу; разведочные скважины на перспективных структурах и нефтяных месторождениях должны быть обсажены колоннами. Общий объём Арбузовского ПХГ планировался равным 1260 млн м³, в т.ч. активный объём – 560 млн м³ и буферный – 700 млн м³ [4]. По литературным источникам Глава «Газпром ПХГ» утверждает, что «Газпром» в 2024 году приступит к строительству в Татарстане Арбузовского подземного хранилища газа. Первая очередь объекта будет введена в 2027 году [1].

Выбор и геологическое изучение участков недр, предназначенных для создания подземных газо- и нефтехранилищ (ПХГ и ПХН) выполняется согласно «Методическим рекомендациям по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых» и Приказу Ростехнадзора от 22.11.2013 № 561 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа». Требования настоящих Правил относятся к опасным производственным объектам подземных хранилищ газа (ОПО ПХГ), «предназначенным для хранения газа горючего природного, попутного нефтяного газа в пористых водоносных и истощённых пластах (одного или нескольких) газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений с газовым режимом (постоянный газонасыщенный поровый объём) и с водонапорным режимом (переменный газонасыщенный поровый объём):

- базисным – для обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности газопотребления, со стабильными режимами газопотребления в сезоне отбора газа;
- пиковым – для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующимся значительными изменениями суточной производительности в период отбора;
- газгольдерным – для обеспечения кратковременной (несколько суток) неравномерности газопотребления, характеризующимся кратковременными закачками газа в сезоне отбора;
- стратегическим – для образования долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях».

Основной проблемой при организации ПХГ является создание герметичного подземного резервуара. Критерием оценки герметичности подземного резервуара служит расчётное значение потери массы или объёма испытательного флюида за период испытаний, устанавливаемое для конкретного подземного резервуара. Подземный резервуар считается герметичным, если потеря испытательного флюида не превышает значения, установленного с учётом пожаровзрывоопасности, экологических последствий и экономического ущерба из-за возможных утечек хранимого продукта. Допустимые значения потерь испытательного флюида на подземных резервуарах, признаваемых герметичными, согласно документу «Правила безопасности подземных хранилищ газа» составляют: для газообразного испытательного флюида – 50 кг/сут; для жидкого испытательного флюида – 20 л/сут.

Ещё в 2009 г. специалисты ПАО «Татнефть» с целью выбора объектов под создание ПХГ проанализировали наличие выработанных залежей на месторождениях и подготовленных к бурению структур по результатам геологоразведочных работ, находящихся в непосредственной близости к магистральным газопроводам.

В первую очередь была изучена возможность создания ПХГ в районе Миннибаевского газоперерабатывающего завода, который расположен в пределах лицензионного участка Ромашкинского месторождения. Изучалась

возможность создания ПХГ в терригенных отложениях живецкого яруса среднего девона. Основным объектом разработки на Ромашкинском месторождении являются терригенные пашийские, кыновские отложения, карбонатные и терригенные коллекторы нижнекаменноугольных отложений.

Отложения живецкого яруса на Ромашкинском месторождении вскрыты 7209 скважинами, пробуренными в 1949–2020 гг.

Общая толщина пластов муллинского, ардатовского и воробьевского горизонтов по залежам изменяется от 10,1 до 120 м. Наиболее выдержанными по толщине пластами являются пласты ДII, ДIII и ДIV с суммарным объемом порового пространства в пределах только залежей равным 170 млн м³.

Флюидоупором для залежей служат плотные глины и аргиллиты муллинского и ардатовского горизонтов, залегающие в кровле горизонтов. На некоторых площадях, участках глинисто-аргиллитовая пачка размыта. На это указывают значительные колебания толщин глинистой пачки пород (от 2 до 43 м). Учитывая плотную разбуренность площади скважинами упрощенной конструкции (УКС) в 60–70 годы, рассматривать эти участки как потенциальный объект для создания ПХГ отказались.

В 2009 г. по заданию ПАО «Татнефть» с целью создания ПХГ были рассмотрены выработанные залежи на месторождениях западного склона Южно-Татарского свода: Архангельском, Аксаринском, Бастрькском, Бухарском, Березовском, Восточно-Макаровском, Екатерининском, Ерсубайкинском, Зычешбашском, Кадыровском, Красногорском, Ново-Суксинском, Сарайлинском, Сиреневском, Тюгеевском, Шегурчинском и Ямашинском месторождениях. Проведено ранжирование залежей по степени выработки, наличию региональных выдержанных покрышек-флюидоупоров, коллекторским характеристикам пород (породы с двойной пористостью).

Наличие пород с двойной пористостью, этому условию удовлетворяет большинство карбонатных коллекторов среднего, нижнего карбона и верхнего девона, характеризующиеся, в различной степени, порово-трещинным и порово-трещинно-кавернозным типом пористости. Терригенные коллекторы среднего, нижнего карбона, верхнего и среднего девона, в основном, характеризуются гранулярным типом пористости.

В разрезе осадочной толщи Татарстана к числу наиболее выдержанных и надежных покрышек, с которыми связаны основные залежи нефти, относятся кыновские глины, являющиеся покрышкой для залежей нефти в кыновском и пашийском горизонтах, глинистые отложения елховского и тульского горизонтов, которые служат покрышкой для залежей нефти, соответственно, в турнейском ярусе, бобриковском и тульском горизонтах. В отложениях среднего карбона таковыми являются глинисто-карбонатные отложения верейского горизонта и в верхнепермских отложениях – лингуловые глины толщиной 4–10 м, служащие покрышкой для залежей сверхвысоковязкой нефти шешминского горизонта. Последние по-нашему мнению не могут быть региональными надёжными покрышками, т.к. в шешминском горизонте сосредоточены тяжёлые сверхвязкие нефти, лёгкие фракции в которых отсутствуют и газосодержание в них равно нулю.

Покрышки локальных залежей нефти в карбонатных отложениях среднего, нижнего карбона и верхнего девона также являются локальными, осложнёнными как вертикальными, так и латеральными зонами разуплотнения и трещиноватости и не могут служить покрышками для ПХГ.

Потенциальными объектами для создания ПХГ могут служить карбонатные коллекторы башкирского яруса среднего карбона и турнейского яруса нижнего карбона с объемом порового пространства ловушки от 230 до 6133 тыс. м³. В целом же необходимо отметить, что надёжность покрышек выявленных залежей нефти для создания ПХГ является не изученной, поскольку подвижности нефти различных объектов и газа различаются на несколько порядков.

В качестве критерия истощённости залежей была принята степень выработки залежи от начальных извлекаемых запасов, превышающая 80%.

Необходимому условию по выработанности запасов удовлетворяют некоторые турнейские и башкирские залежи западного склона ЮТС (96 и 93%). При этом необходимо учесть, что целостность покрышки рассмотренных турнейской и башкирской залежей нарушена бурением 25–40 скважин, совершенно очевидно, что по всем скважинам необходимо выполнение детальных исследований по определению состояния сцепления цементного камня с породой и колонной и определение герметичности эксплуатационных колонн.

Анализ геолого-технических условий территорий месторождений свидетельствует, что создание газохранилища здесь невозможно. Причина заключается в высокой разбуренности территории глубокими скважинами и отсутствием гарантии полностью зацементированных их затрубных пространств. Мировой опыт создания подземных газохранилищ свидетельствует, что наиболее серьёзной проблемой являются утечки газа после его закачки. Наиболее часты случаи, когда утечки газа происходят в вышележащие горизонты, а затем выходят на поверхность. Именно такой случай описывается в литературе на примере опытного Рязанского подземного хранилища газа. Утечки газа привели к прекращению дальнейших работ по его созданию. Закачка газа здесь проводилась в бобриковский горизонт нижнекаменноугольных отложений. Минимальная толщина тульской покрышки в сводовой части поднятия составляла до 4–5 м. Основной вывод, к которому пришли исследователи сводился к следующему: утечки газа на Рязанском газохранилище обусловлены перетоками газа по негерметичным затрубным пространствам ряда скважин.

Анализ геологических условий территории месторождений Татарстана свидетельствует, что при относительно благоприятных геологических условиях в серпуховско-верейских и турнейских отложениях, нет гарантии,

что газ не сможет просочиться на поверхность через заколонное пространство. Эти опасения вызваны техническим состоянием скважин, так как в старых скважинах, пробурённых в пятидесятые – шестидесятые годы, цемент не поднят до необходимого уровня, что не обеспечивает полноты изоляции заколонного пространства.

Таким образом, в пределах высокоразбурённого глубокими скважинами месторождения, несмотря на наличие отдельных геологических условий, создавать газовое хранилище нельзя.

Принимая во внимание перечисленные факторы, поиск геологических объектов, приемлемых для использования в качестве газохранилища, следует, очевидно, вести в западной части территории Республики, которая на сегодняшний день является довольно слабо разбурённой.

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что в качестве хранилища, в первую очередь, целесообразно использовать объекты нижнекаменноугольных терригенных отложений, которые на западе территории вдоль трассы газопровода Альметьевск–Казань–Горький представлены, главным образом, песчаниками тульского или бобриковского горизонтов.

Были проанализированы 54 структуры, площадью 5,8–17,5 кв. км, выделенные по данным сейсморазведочных работ: из них 9 структур амплитудой до 10 м в терригенных девонских отложениях; 8 структур с амплитудой 10–15 м в каменноугольных отложениях; 30 структур в каменноугольных отложениях с амплитудой 20–40 м и 7 структур с амплитудой более 50 м. При анализе учитывалась расчленённость пластов коллекторов по скважинам, пробурённым в пределах структуры или вблизи её (0,1–3–4 км). В большинстве скважин разрез состоит из пропластков от одного до 16, толщины прослоев изменяются от 0,6 до 26 м. Были даны рекомендации по дальнейшему изучению структур, составлена программа геологоразведочных работ. Но исследования были остановлены до получения результатов по созданию Арбузовского ПХГ.

Очередной толчок к возможности создания в Республике подземных хранилищ газа пришелся на 2021 г., в свете проблемы сокращения выбросов парниковых газов и перехода к «зелёным» технологиям. В декабре 2021 г. Правительство РФ внесло в парламент законопроект о проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации, в марте 2022 г. закон 34-ФЗ опубликован.

После принятия закона ПАО «Татнефть» актуализировала стратегию развития компании с учётом декарбонизации, альтернативной энергетики, определила новые точки роста компании. ПАО «Татнефть» открыло проект по технологиям улавливания и захоронения углекислого газа на АО «ТАНЕКО» и ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

В рамках проекта были проведены исследования по возможности закачки углекислого газа в залежи с целью повышения КИН и исследования по поиску геологических структур-ловушек для создания хранилищ диоксида углерода.

Экспертно-техническим советом ГКЗ в марте 2022 г. проведено рассмотрение работы в области геологического изучения недр и разработки месторождений полезных ископаемых в части оценки методических подходов по геологическому изучению и выделению первоочередных объектов для создания подземных хранилищ диоксида углерода на территории участка недр ПАО «Татнефть».

ПАО «Татнефть» подала заявку на получение лицензии «на геологическое изучение и оценку пригодности участка недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых». Данный вид пользования недр позволит запланировать и провести на участке геологическое изучение по определению возможности размещения в пластах горных пород как отходов производства и потребления, так и диоксида углерода.

Также специалисты ПАО «Татнефть» участвуют на заседаниях Рабочей группы по развитию комплекса мероприятий по созданию условий для формирования системы оборота углекислого газа в РФ, где принято мнение о нецелесообразности отнесения углекислого газа к отходам производства. Подготовлены рекомендации по совершенствованию законодательства по реализации проектов по снижению углеродного следа в части геологического изучения и использования недр:

1. Предусмотреть меры государственной поддержки по выполняемым проектам (все направления из ментальной карты).
2. Внести в налоговый кодекс преференции для проектов, которые направлены на декарбонизацию.
3. Предусмотреть меры государственного стимулирования для работ, направленных на перевод объектов на «углеродную нейтральность».

Литература

1. Электронный ресурс Neftegaz.ru.
2. По данным «Газпром ВНИИГАЗ».
3. УДК: 622.691.553 Подземные хранилища газа, общая классификация. Ш.А. Арсан, А.К. Ягафаров, Ю.В. Ваганов. Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.
4. УДК: 622.691.2 (470.41) Перспективы и необходимость создания подземных хранилищ газа на территории Республики Татарстан. С.А. Хан¹, Р.О. Самсонов², Г.Н. Рубан², А.С. Гарайшин². ¹ОАО «ГАЗПРОМ», ²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва.

ЛАБОРАТОРНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОЕКТОВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ГАЗОВЫХ МУН

О.А. Морозюк, М.Ф. Серкин, И.В. Новосадова, А.В. Кобяшев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, omorozyuk@tnnc.rosneft.ru

В настоящее время среди приоритетных задач нефтегазодобывающих компаний и институтов, сопровождающих их деятельность, является повышение углеводородоотдачи на действующих объектах разработки и реализации проектов по декарбонизации. Газовые методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в последнее время, получили наибольшее распространение, поскольку их применение сопряжено с решением нескольких задач: повышение нефтеотдачи пластов на 5–15%, утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), и возможность применения метода в качестве базовой технологии при разработке низкопроницаемых залежей.

В работе на основании анализа научно-технической литературы и имеющегося опыта [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7] приводится описание методологии и лабораторно-методической базы для проведения комплексных экспериментальных исследований в рамках лабораторного сопровождения реализации проектов газовых МУН и декарбонизации.

Методология лабораторного изучения газовых МУН (закачка ПНГ, CO_2 , N_2 и др.) включает в себя следующий комплекс исследований: подготовка и определение свойств кернового материала и пластовых флюидов, стандартный комплекс PVT-исследований флюидов, оценка параметров взаимодействия пластовых флюидов и газовых агентов, фильтрационные исследования на керновом материале, оценка рисков и негативных факторов при реализации газовых МУН, численные экспресс-расчёты на линейных моделях пласта, определение оптимального варианта и дизайна реализации газовых МУН для дальнейшего моделирования и оценки эффективности в масштабе опытно-промышленного участка (ОПУ). Основная цель комплексных лабораторных исследований – предварительная оценка эффективности газовых МУН для конкретного объекта исследований и получение необходимых исходных данных для дальнейшего масштабирования и технико-экономической оценки проекта.

Стандартные PVT-исследования флюидов включают в себя различные варианты разгазирования нефти (стандартное, дифференциальное, ступенчатое) для оценки ключевых параметров системы (газосодержание, плотность и вязкость нефти и газа, компонентный состав нефти и газа и др.). Результаты этих исследований являются основой для создания уравнения состояния, используемого при гидродинамическом моделировании газовых МУН.

Специальные исследования по оценке параметров взаимодействия флюидов и закачиваемого газа (рис. 1) предусматривают проведение экспериментов методом тонкой трубки (Slimtubetest), исчезающего межфазного натяжения (VIT – Vanishing Interfacial Test), и экспериментов на набухаемость (Swellingtest). Основная цель этих исследований – определение параметров смесимости и режима вытеснения нефти газом, а также исходных данных для композиционного моделирования.

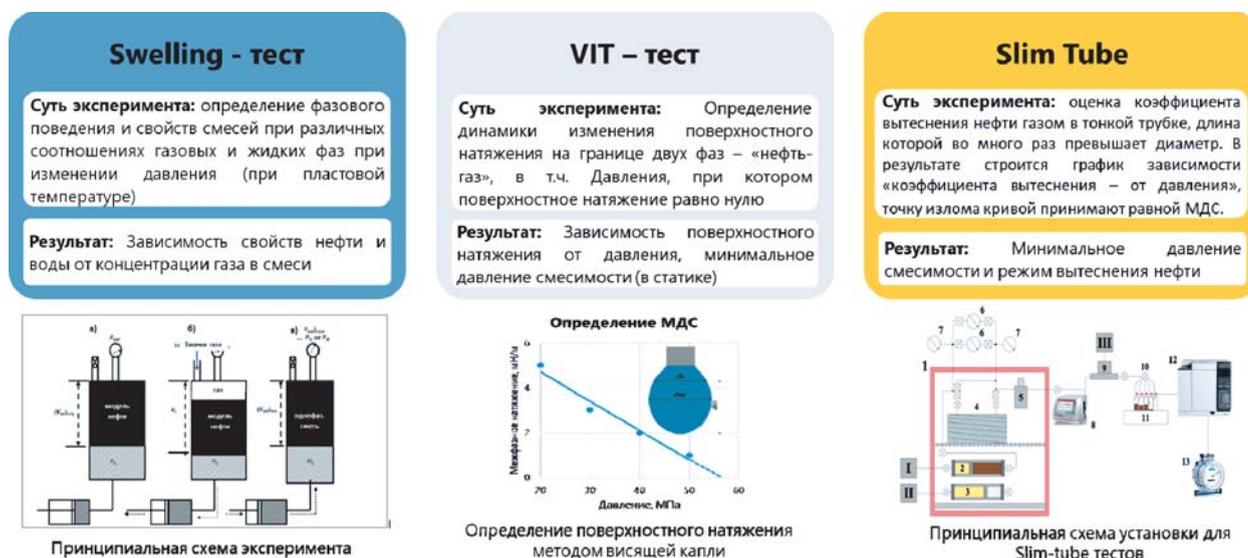


Рис. 1. Экспериментальная оценка параметров взаимодействия флюидов и закачиваемого газа.

В рамках фильтрационных исследований проводятся эксперименты на керновых моделях пласта по вытеснению нефти газовым агентом в термобарических условиях, максимально приближённых к пластовым (потенциального объекта). В ходе фильтрационных экспериментов осуществляется периодический отбор проб флюидов, извлекаемых из керновой модели, что позволяет оценить динамику изменения их состава и свойств. По результатам исследований оценивается эффективность газовых МУН, определяются оптимальные реагенты и схемы воздействия на пласт, получают необходимую фильтрационную характеристику пласта для создания и адаптации гидродинамической модели ОПУ. Далее (при необходимости), с использованием специализированных программ-

ных продуктов создаются цифровые керновые модели со свойствами, аналогичными тем, которые использовались в экспериментах. Осуществляется настройка и адаптация цифровых моделей на результаты лабораторных исследований. После этого выполняется серия численных расчётов по моделированию различных схем и условий закачки газа (кроме вариантов, смоделированных на естественном керне) с целью определения оптимального варианта, с точки зрения максимальной технологической эффективности. Затем этот вариант (или несколько альтернативных вариантов) используется в качестве приоритетного варианта для трёхмерного моделирования и дальнейшей технико-экономической оценки проекта.

Для успешной реализации газовых МУН с использованием CO₂ в составе/качестве газового агента необходимо оценить риски и возможные негативные факторы при его закачке в пласт. В рамках лабораторного сопровождения следует выполнить исследования по определению условий выпадения АСПО при взаимодействии нефти с газом (в пластовых условиях), а также оценку коррозионной активности водных растворов CO₂ при контакте с нефтепромысловым оборудованием (в т.ч. при использовании различных ингибиторов коррозии и защитных покрытий).

Перечень необходимых исследований и оборудования для лабораторного сопровождения проектов газовых МУН представлен в таблице 1.

Таблица 1

Перечень исследований и лабораторного оборудования

№	Вид исследований	Цель исследований	Необходимое оборудование
1	PVT-исследования	Определение физико-химических свойств пластовых флюидов при различных термобарических условиях, определение свойств пластовых флюидов с целью создания уравнения состояния	Установка для изучения фазового равновесия углеводородных систем (PVT установка)
2	Оценка параметров взаимодействия пластовых флюидов и газовых агентов	Определение свойств нефти и воды при смешении с газовым агентом в различных пропорциях	Установка для изучения фазового равновесия углеводородных систем (PVT установка)
		Определение динамики изменения поверхностного натяжения в системе «пластовая нефть-газ»	Тензиометр IFT
		Определение минимального давления смесимости методом «тонкой трубки», определение режима вытеснения нефти газом	Фильтрационная установка со «SlimTube» системой, хроматографический комплекс для определения состава нефти и газа
3	Фильтрационные исследования на керновом материале	Оценка эффективности вытеснения нефти газовым агентом в ТБУ, определение оптимальной схемы/условий/концентраций, определение фильтрационной характеристики пласта при закачке газового агента	Двухфазные или трёхфазные фильтрационные установки с системой контроля изменения насыщенности (гамма или рентгеновское сканирование, методом УЭС), хроматографический комплекс для определения состава нефти и газа
4	Оценка рисков/негативных факторов при закачке газовых агентов	Определение условий выпадения АСПО при взаимодействии нефти с газом в пластовых условиях, оценка коррозионной активности водных растворов CO ₂ при контакте с нефтепромысловым оборудованием (в том числе при использовании различных ингибиторов и защитных покрытий)	Система определения условий выпадения АСПО в термобарических условиях, лабораторная установка с реактором высокого давления в коррозионностойком исполнении
5	Численные расчёты на цифровых (линейных) моделях пласта	Выполнить расчёты на гидродинамических моделях, адаптированных по результатам ЛИ, различных вариантов закачки газа и определить оптимальный дизайн (или несколько) технологии для дальнейшего масштабирования на 3D ГДМ	Специализированное программное обеспечение с возможностью композиционного моделирования (композиционный гидродинамический симулятор)

Проекты декарбонизации предусматривают использование CO₂ как для увеличения нефтеотдачи пластов (газовые МУН), так и для хранения его в природных ловушках. Наиболее приоритетными ловушками для CO₂ в нефтегазовой отрасли являются водоносные пласты или истощённые месторождения нефти и газа.

Методология лабораторного сопровождения проектов по хранению CO₂ предусматривает выполнение исследований керна и флюидов, которые направлены на доизучение перспективных пластов-ловушек для хранения CO₂ и перекрывающих их глинистых покрышек. Они включают в себя: петрофизические исследования керна пластов-ловушек и покрышек (до/после насыщения CO₂), литолого-минералогические исследования (до/после насыще-

ния CO₂), геомеханические (до/после насыщения CO₂) и потоковые исследования, изучение растворимости горных пород, изучение физико-химических свойств флюидов с/без CO₂, изучение растворимости в пластовой воде. В настоящее время специалистами Центра исследований ядра ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ЦИК ТННЦ) осуществляется формирование типовой программы лабораторных испытаний и проработка требований к лабораторно-методической базе для проведения необходимых исследований в рамках сопровождения проектов по хранению CO₂.

На базе ЦИК ТННЦ создано направление, которое осуществляет лабораторное сопровождение проектов по реализации газовых МУН и декарбонизации в периметре Компании «Роснефть». На данный момент сформирован перечень, порядок и методики проведения лабораторных исследований, а также осуществляется формирование лабораторной базы. За последние 2 года выполнен ряд исследований в рамках оценки эффективности реализации газовых МУН на месторождениях Компании.

Литература

1. Морозюк О.А., Барковский Н.Н., Калинин С.А., Бондаренко А.В., Андреев Д.В. Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксида углерода из карбонатных пород. Журнал – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 6. – С. 51–56.
2. Калинин С.А., Морозюк О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода: Анализ мирового опыта. Журнал – Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. – Т. 19. – № 4. – С. 373–387.
3. Калинин С.А., Морозюк О.А. Лабораторные исследования карбонатных коллекторов месторождений высоковязкой нефти с использованием диоксида углерода. Журнал – Недропользование. 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 369–385.
4. Калинин С.А., Морозюк О.А., Костерин К.С., Подойницын С.П. Результаты лабораторных исследований влияния диоксида углерода на разработку пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Журнал. – Недропользование. 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 28–35.
5. Морозюк О.А., Калинин С.А., Калинин С.А., Скворцов А.С., Мелехин С.В., Стенькин А.В., Мардамышин Р.Р., Усачев Г.А., Метт Д.А. Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения. Журнал – Недропользование. 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 42–48.
6. Мардамышин Р.Р., Стенькин А.В., Калинин С.А., Морозюк О.А., Калинин С.А., Скворцов А.С., Усачев Г.А., Метт Д.А. Лабораторные исследования применения попутного нефтяного газа с высоким содержанием CO₂ для закачки на Толумском месторождении. Журнал. – Недропользование. 2021. – Т. 21. – № 4. – С. 163–170.
7. Мардамышин Р.Р., Яскин С.А., Стенькин А.В., Морозюк О.А., Кордик К.Е. Определение оптимальной схемы обустройства Толумского месторождения с использованием закачки CO₂.

ВАРИАНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПОДГОТОВКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ

А.Н. Шаталов, Ф.Р. Губайдуллин, В.В. Соловьев, А.А. Ануфриев

Институт ТамНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бузульма, shatalov@tatnipi.ru

Кардинальным направлением утилизации извлечённого из дымовых газов диоксида углерода является его захоронение в водоносных или выработанных нефтяных пластах, обладающих свойствами подземного монолитного хранилища с плотной непроницаемой крышкой. В специальной литературе достаточно подробно представлены вопросы особенностей захоронения CO_2 , однако информация по подготовке его для захоронения практически отсутствует. Основными исходными данными при разработке технологических схем и выборе параметров технологии подготовки и закачки диоксида углерода в пласт с целью захоронения или увеличения нефтеотдачи пластов являются термобарические параметры потока CO_2 и его объём после ступени десорбции в варианте извлечения его из дымового газа на аминовой установке, как наиболее распространённого и проверенного способа улавливания CO_2 , а также величина пластового давления и приемистость скважин, предусмотренных под закачку для захоронения. Как правило, давление после ступени десорбции диоксида углерода при его извлечении из дымового газа является небольшим и составляет до 0,1–0,2 МПа (ати), при этом объёмы CO_2 могут быть достаточно велики, а пластовое давление – достигать 20,0 МПа и более. Поэтому для подготовки и закачки CO_2 на захоронение требуется высокопроизводительное оборудование с высоким давлением нагнетания.

Технология подготовки CO_2 для захоронения включает ряд технологических операций, основными из которых являются компримирование, осушка, ожижение и нагнетание в пласт под высоким давлением. Применительно к источникам максимальных объёмов CO_2 в составе дымовых газов с объектов АО «ТАНЕКО» и Нижнекамской ТЭЦ рассматривались два варианта технологических схем подготовки CO_2 для захоронения при пластовом давлении порядка 25,0 МПа: 1 – с высоким давлением компримирования и водяным охлаждением, 2 – с умеренным компримированием и глубоким охлаждением.

Согласно первому варианту схемы (рисунок 1) извлеченный диоксид углерода с малой концентрацией аргона и азота и мольной долей воды около 10% после узла десорбции CO_2 аминовой установки поступает на узел компримирования, состоящий из четырехступенчатой компрессорной установки с промежуточным охлаждением сжимаемого продукта между ступенями и отделением конденсата в сепараторах.

После последней ступени компримирования охлажденный CO_2 с давлением 10 МПа и температурой 40°C поступает на узел осушки в составе ёмкостей-адсорберов, где осуществляется поглощение остаточной влаги адсорбентом (силикогель или цеолиты). После установки осушки газообразный CO_2 охлаждается в трубчатом теплообменнике пресной водой до температуры 30°C. При этих условиях происходит сжижение CO_2 , который накапливается в ёмкостях, откуда жидкий диоксид углерода винтовыми насосами под давлением 20 МПа транспортируется по трубопроводу и закачивается в скважины для захоронения. Для снижения затрат на осушку CO_2 прорабатывается возможность размещения этого узла после второй ступени компримирования.

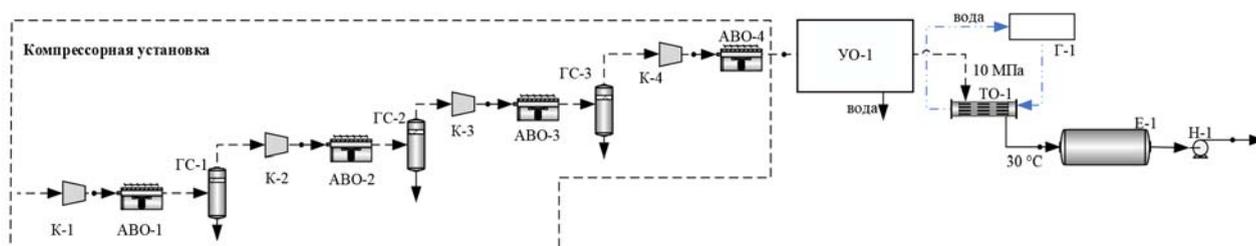


Рис. 1. Схема закачки CO_2 с высоким давлением компримирования 10 МПа и водяным охлаждением до 30°C.

К-1, К-2, К-3, К-4 – ступень компримирования; АВО-1, АВО-2, АВО-3, АВО-4 – ступень воздушного охлаждения скомпримированного газа; ГС-1, ГС-2, ГС-3 – газосепараторы улавливания жидкости; VO-1 – установка осушки газа; TO-1 – водяной теплообменник; Г-1 – градирня; E-1 – ёмкость хранения жидкого CO_2 ; Н-1 – винтовые насосы.

Второй вариант технологической схемы подготовки CO_2 представлен на рисунке 2.

В соответствии со схемой газообразный CO_2 после аминовой установки проходит трёхступенчатое компримирование до умеренного давления 2,0 МПа, осушку и охлаждение в теплообменнике обратным потоком холодного жидкого диоксида углерода до температуры 10°C, полученного в результате последующего более глубокого охлаждения в холодильной машине до температуры минус 20°C. После теплообменника CO_2 в сжиженном состоянии поступает в накопительные ёмкости, из которых откачивается насосными агрегатами с давлением 20 МПа по трубопроводу для закачки в скважины, предназначенные для захоронения.

Оценка затрат по обоим вариантам (рис. 3) показала, что эксплуатационные затраты в вариантах подготовки и закачки CO_2 близки, но несколько меньшие затраты имеет схема компримирования до высокого давления 10 МПа после извлечения CO_2 и водяного охлаждения до температуры 30°C, при этом основную долю составляют энерге-

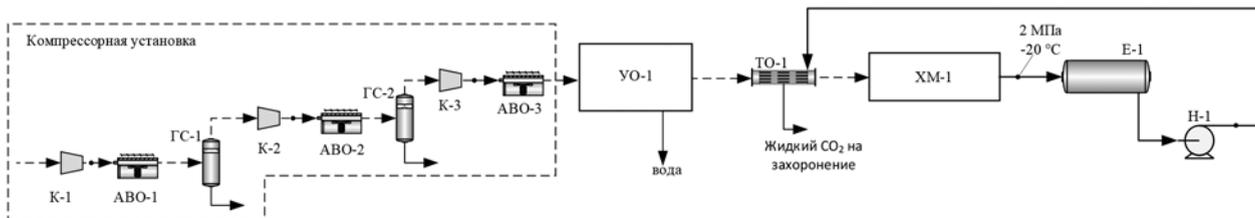


Рис. 2. Схема заправки CO_2 с умеренным компримированием и охлаждением жидким диоксидом углерода.

К-1, К-2, К-3 – ступень компримирования; АВО-1, АВО-2, АВО-3 – ступень воздушного охлаждения скомпримированного газа; ГС-1, ГС-2 – газоделители улавливания жидкости; YO-1 – установка осушки газа; TO-1 – теплообменник «газ-жидкость» CO_2 ; XM-1 – холодильная машина; E-1 – ёмкость хранения жидкого CO_2 ; Н-1 – винтовые насосы.

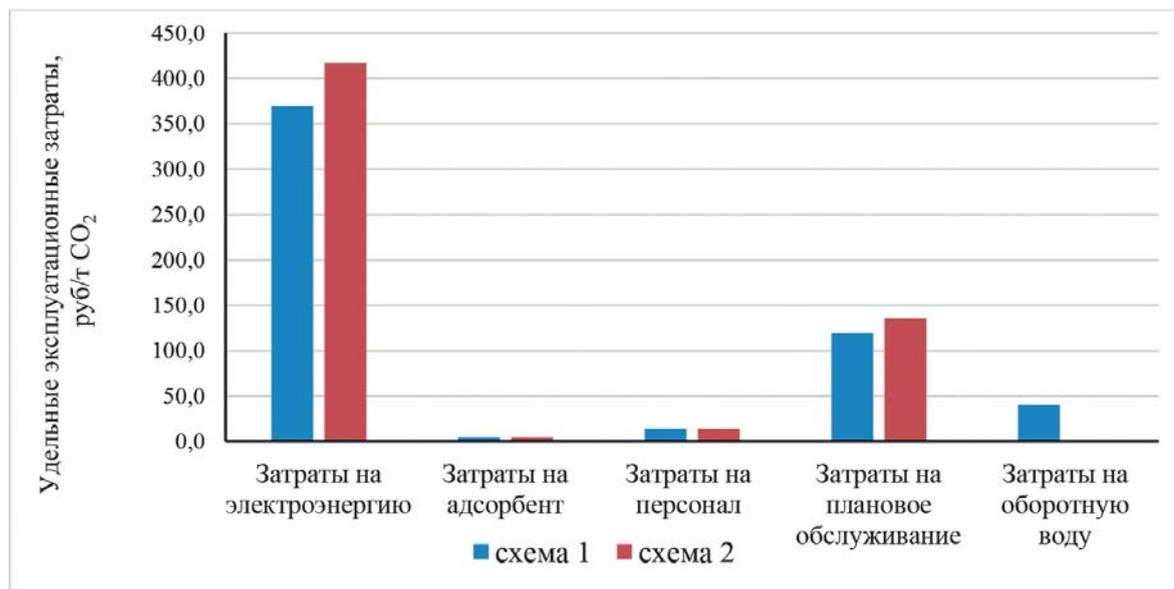


Рис. 3. Удельные эксплуатационные затраты на подготовку CO_2 для захоронения.

тические затраты, которые имеют наибольшую величину по схеме заправки CO_2 , характеризующейся умеренными параметрами по компримированию – до 2 МПа и охлаждением CO_2 до температуры минус 20°C.

Соответственно эта схема обладает и большей величиной вторичных выбросов CO_2 , образующихся в процессе эксплуатации оборудования. С точки зрения основных капитальных вложений меньшую стоимость имеет состав оборудования по первому варианту схемы (по удельной стоимости 4,0 руб/т по сравнению со вторым вариантом 4,5 руб/т), предусматривающему компримирование до высокого давления и умеренное водяное охлаждение.

В целом же все совокупные затраты по представленным схемам близки и в зависимости от условий захоронения любая из них может оказаться более предпочтительной. На выбор конкретной технологии подготовки и заправки CO_2 может оказать решающее влияние надёжность, количество, простота обслуживания и ассортимент выпускаемого промышленностью оборудования, в первую очередь отечественного, требуемых параметров.

ОСВОЕНИЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРУПНОТОННАЖНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

А.В. Радаев¹, А.Н. Сабирзянов²

¹ *Институт прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан, radaev_neftianik@mail.ru*

² *Казанский национальный исследовательский технологический университет*

Введение

В настоящее время основная доля нефтей в России относится к категории трудноизвлекаемых. Применение для их освоения вторичных методов увеличения нефтеотдачи затруднительно, так как вторичные методы (физико-химические, газовые методы увеличения нефтеотдачи (МУН), закачка в пласт воды и загущающих агентов) имеют пороговые ограничения по вязкости пластовой нефти (менее 30 мПа*с), проницаемости пористой среды (более 0,05 мкм²) и степени её водонасыщенности (более 60%) [1]. Затруднение применения вторичных МУН увеличиваются, если действуют несколько пороговых ограничений. Так, например, применение газовых вытесняющих агентов малоэффективно на низкопроницаемых пористых средах, насыщенных вязкой нефтью. Имеются ограничения на применение так же для загущающих воду композиций, гелей, ПАВов по термобарическим условиям, проницаемости пористой среды, при определённых значениях которых наблюдается деструкция этих композиций. Кроме того, применение химических реагентов требует комплекса мер по снижению негативного воздействия их на окружающую среду.

Таким образом, требуется разработка новых третичных МУН, позволяющих преодолеть пороговые ограничения вторичных. К такого рода третичным методам относится применение сверхкритических флюидных систем, прежде всего, сверхкритического CO₂. Его применение в сверхкритическом состоянии позволяет преодолеть пороговые ограничения вторичных МУН, удовлетворить новым лицензионным требованиям ЦКР «Роснедра» по КИН (КИН более 25%), утилизировать крупнотоннажные выбросы углекислого газа, он может применяться на любой стадии освоения месторождения, в том числе на высоководных, на которых применение вторичных МУН сопряжено так же с высокими материальными затратами.

Сверхкритический флюид представляет собой форму вещества, которая, с одной стороны, всё ещё обладает существенной растворяющей способностью, подобно жидкостям, а с другой – обладает транспортными характеристиками, больше характерными для газов – низкой вязкостью, легко варьированной плотностью, высокими коэффициентами диффузии [2]. Плотностью и растворяющей способностью сверхкритического флюида легко управлять, изменяя давление или температуру, поэтому при его использовании в качестве растворителя появляется нехарактерная для жидкостей возможность настраивать растворяющую способность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии, как растворителя под конкретную задачу. Это означает, что для освоения значительного количества нефтяных (и газовых) месторождений в России можно подобрать такие режимы закачки вытесняющего агента, которые позволят обеспечить на фронте вытеснения (углекислый газ-нефть) существование однофазной области, в которой будет отсутствовать граница раздела фаз между углекислым газом и нефтью, что обеспечить смешивающийся (поршневой) режим вытеснения, что наиболее актуально для освоения нефтей высокой вязкости. Кроме того, низкая кинематическая вязкость позволяет осуществлять закачку в низкопроницаемые пласты, недоступные для вторичных МУН.

Таким образом, основной задачей при проведении экспериментальных исследований процесса вытеснения нефти с использованием сверхкритических флюидных систем является поиск термодинамических параметров процесса закачки (давление, температура), обеспечивающих осуществление процесса вытеснения нефти в смешивающемся режиме.

Экспериментальная установка для физического моделирования процесса вытеснения нефти с использованием сверхкритических флюидных систем приведена на рисунке 1. Экспериментальный стенд позволяет проводить исследования процесса вытеснения нефти из однородной насыпной и составной модели пласта различной степени обводнённости с помощью сверхкритических флюидных систем при давлениях до 20 МПа и температурах до 500 К. Экспериментальная установка состоит из следующих систем и узлов: физическая модель насыпного однородного нефтяного пласта, система термостатирования модели пласта, система регулирования давления в модели пласта, система отбора проб и анализа, система противодавления модели пласта, система насыщения модели пласта нефтью, система вытеснения нефти водой, система закачки углекислого газа в модель пласта.

Физическая модель насыпного однородного нефтяного пласта представляет собой сосуд высокого давления (кернодержатель), заполняемый моделью пористой среды и насыщаемый модельной или реальной нефтью и заполнен по требованиям [3], предъявляемым к сосудам высокого давления. Корпус аппарата (1) выполнен из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т, в виде трубы длиной 700 мм, наружным диаметром 0,52 м и стенкой толщиной 12 мм. Для исключения байпасирования диоксида углерода по стенкам кернодержателя на внутренней его поверхности нарезана резьба различного направления и шага. В корпусе кернодержателя предусмотрены отверстия под нержавеющий штуцер, в который вводится термопара типа «хромель – алюмель», привариваемая к корпусу штуцера. Ввод термопары осуществляется с помощью ниппеля, который подсоединен к штуцеру посредством накидной гайки, образуя разъемное соединение шар – конус.

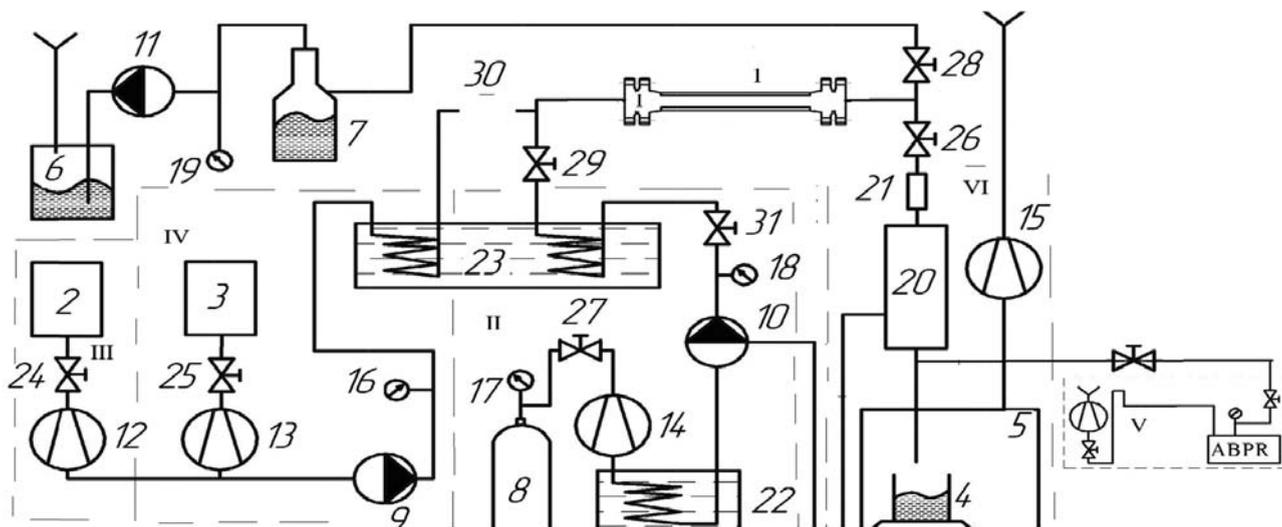


Рис. 1. Схема экспериментального стенда для физического моделирования процесса вытеснения нефти с использованием сверхкритических флюидных систем: 1 – модель пласта; 2 – бак питательный с водой; 3 – бак питательный с нефтью; 4 – сборник нефти и эмульсий; 5 – приёмная ёмкость газов; 6 – приёмная ёмкость масла; 7 – колба Бунзена; 8 – баллон с газом; 9 – насос высокого давления для закачки воды или нефти; 10 – насос высокого давления для закачки жидкого диоксида углерода; 11 – вакуумный насос; 12 – расходомер воды; 13 – расходомер нефти; 14, 15 – CO_2 -расходомеры; 16–19 – манометры; 20 – сепаратор; 21 – фильтр; 22 – криотермостат; 23 – термостат нагревающий; 24–31 – вентили запорные. Системы и узлы: I – модель пласта, II – система закачки CO_2 в модель пласта, III – система заводнения модели пласта, IV – система насыщения пласта нефтью, V – система противодействия, VI – система отбора проб и анализа.

Разработана методика проведения исследования, которая позволяет получать термодинамически согласованные результаты по растворимости CO_2 в нефти и коэффициента вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 из однородной модели пласта.

На рис. 2 представлены результаты измерения растворимости CO_2 в трансформаторном масле и в нефти, а на рис. 3 и 4 – соответственно приведены значения коэффициента вытеснения трансформаторного масла и нефти сверхкритическим CO_2 .

Выявлено, что увеличение вязкости вытесняемой нефти приводит к значительному снижению КВН. Как видно из рис. 3, 4 коэффициент вытеснения нефти снизился на 20–25% по сравнению с вытеснением модельной вязкой нефти. Однако и в этом случае он оказался существенно выше, чем при применении вторичных МУН и выше порогового значения по КИН для вторичных МУН. Это связано с тем, что растворимость сверхкритического CO_2 в нефти при температуре 313 К остается высокой, не смотря на наличие в ней асфальтенов, парафинов и смол.

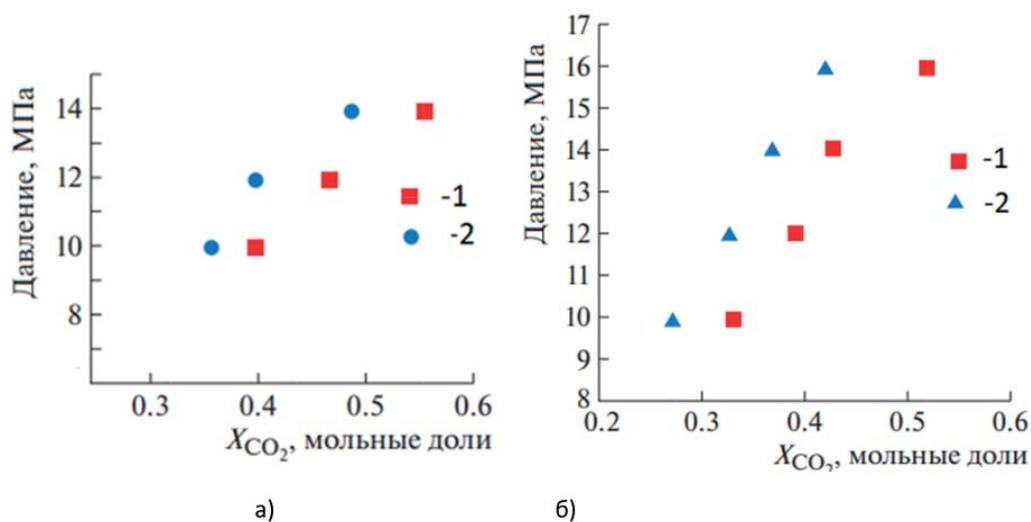


Рис. 2. Растворимость CO_2 в а) трансформаторном масле; б) нефти Степноозёрского месторождения Республики Татарстан и Марьинского месторождения Самарской области:

1 – 313 К, 2 – 333 К.

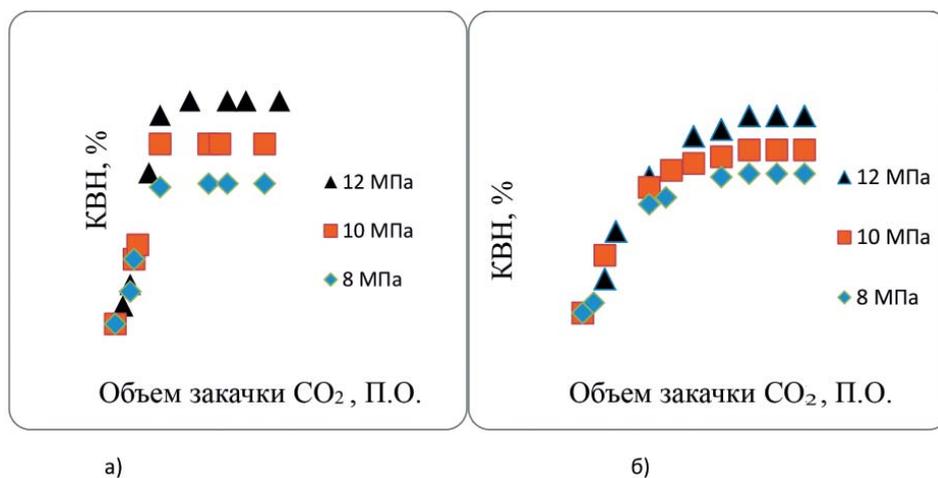


Рис. 3. Коэффициент вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 из однородной насыпной модели пласта сверхкритическим CO_2 на изотермах: а) 313 К, б) 333 К.

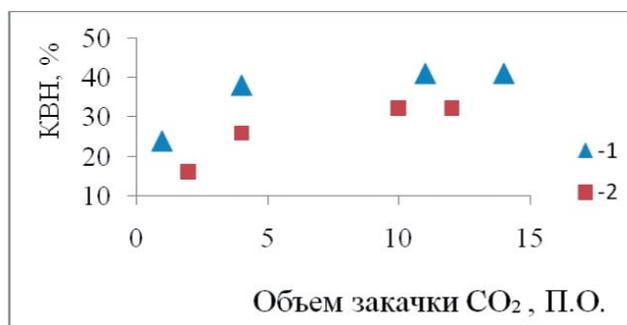


Рис. 4. Результаты измерения коэффициента вытеснения нефти 1 – Степноозерского месторождения Республики Татарстан; 2 – Марьинского месторождения Самарской области при давлении 12 МПа на изотерме 313 К.

Вместе с тем, обращает на себя внимание коренное отличие экспериментальных значений КВН сверхкритическим CO_2 в опытах с трансформаторным маслом и реальной нефтью во всем исследованном интервале температур. Опыты показали, что, во-первых, прорыв газа при давлениях выше критического происходит ещё до выхода экспериментальной кривой на плато.

Литература

1. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. 2010. – 325 с.
2. Гумеров Ф.М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов // Вести газовой науки. 2011. № 2 (7).
3. ГОСТ 14249-89. Сосуды и аппараты высокого давления. Нормы и методы расчёта на прочность.

АППАРАТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА КОРРЕКЦИИ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОФОНА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ЗАДАЧАХ МОНИТОРИНГА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Л.Р. Гилязов^{1,2}, М.Э. Сибгатуллин^{1,2}, И.Н. Плотникова¹, М.Х. Салахов¹

¹Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, lgilyazo@gmail.com

²ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань

Введение

Одной из актуальных задач в настоящее время является сбор выбросов углекислого газа, с последующей закачкой и хранением в подземных геологических структурах (ПХГ) [1]. Одним из способов наблюдения и контроля состояния ПХГ является сейсмический мониторинг [2], при котором на поверхности земли над ПХГ размещается группа сеймоприёмников, которая непрерывно регистрирует изменения состояния геологической среды в течении длительного времени [3]. При поверхностном мониторинге серьёзную проблему представляют техногенные помехи, приводящие к ухудшению соотношения сигнал/шум в регистрируемых данных. Одним из наиболее эффективных методов, позволяющих существенно увеличить соотношение сигнал/шум, является группирование сейсмических датчиков [4]. При этом формируется малоапертурная сейсмическая антенна, размеры которой не превышают нескольких километров. Для контроля территории ПХГ, достигающих нескольких десятков квадратных километров, может понадобиться несколько подобных сейсмических антенн, и количество сейсмических датчиков может достигать нескольких сотен единиц. Как правило, в сетях пассивного сейсмологического мониторинга в качестве сейсмических датчиков применяют широкополосные сейсмометры, позволяющие работать в частотном диапазоне от 0,5 Гц до 250 Гц. Организация постоянно работающей малоапертурной группы в этом случае является экономически нецелесообразной и сложной в обустройстве и обслуживании. Применение современных геофонов совместно с методами увеличения их частотного диапазона позволяют создать сейсмический датчик, покрывающий необходимый рабочий диапазон частот в области низких частот, при этом верхняя граница частотного диапазона ограничена 1 кГц, что позволит комплексировать методы пассивного и активного сейсмического мониторинга.

В данной работе реализовано расширение чувствительности геофона и полосы частот регистрируемых сигналов путём применения аппаратной схемы низкочастотной корректировки.

Аппаратная реализация метода коррекции частотной характеристики

Известно, что исходный сейсмический сигнал в процессе измерения при помощи сейсмических датчиков будет искажаться прибором. Степень искажения формы сигнала характеризуется функцией, принятой называть аппаратной функцией, устанавливающей связь измеренного сигнала на выходе устройства с истинным значением этого сигнала на его входе. Необходимо восстановить исходный сигнал, не искаженный аппаратной функцией. Сигнал, искаженный аппаратной функцией и при наличии шумов измерений можно представить в виде линейного интегрального уравнения

$$f(x) = \int_a^b h(x' - x) s(x) dx + n(x)$$

где $f(x)$ – зарегистрированный прибором сигнал, $h(x)$ – аппаратная функция, $s(x)$ – истинный сигнал, $n(x)$ – шум измерения.

Для восстановления частотных характеристик сейсмических датчиков могут быть использованы специальные методы коррекции, как самих датчиков (аппаратная коррекция), так и измеренных сигналов (программная коррекция). При аппаратной коррекции применяют такие методы, как введение большого затухания через нагружение катушки сейсмометра отрицательным сопротивлением [5], схемы интегратора с дифференцирующей цепочкой в петле обратной связи [6] и т.д. Наиболее простым и удобным способом расширения частотной характеристики датчика является применение обратного фильтра [5]. Передаточная функция таких фильтров может быть представлена с определенной точностью, как обратная передаточная функция сейсмического датчика.

В настоящей работе проведена разработка и реализация схемотехнического решения для расширения частотной характеристики и чувствительности широко применяемого в сейсморазведке геофона GS-20DX-10 с частотным диапазоном 10–1000 Гц. Полная техническая документация данного геофона доступна по ссылке [7].

Частотная зависимость (1–1000 Гц) величины чувствительности вертикального геофона GS-20DX представлена на рисунке 1а. Из график можно определить, что в диапазоне 1–10 Гц чувствительность геофона падает в 12 дБ на октаву.

Проведено моделирование электрической схемы, позволяющей повысить чувствительность геофона, корректировать спад амплитудно-частотной характеристики в области 1–10 Гц и согласовать уровни сигнала с сигма-дельта аналого-цифровым преобразователем (рис. 2). Моделирование схемы проводилось в программном пакете, включающем в себя SPICE – симулятор LTspice.

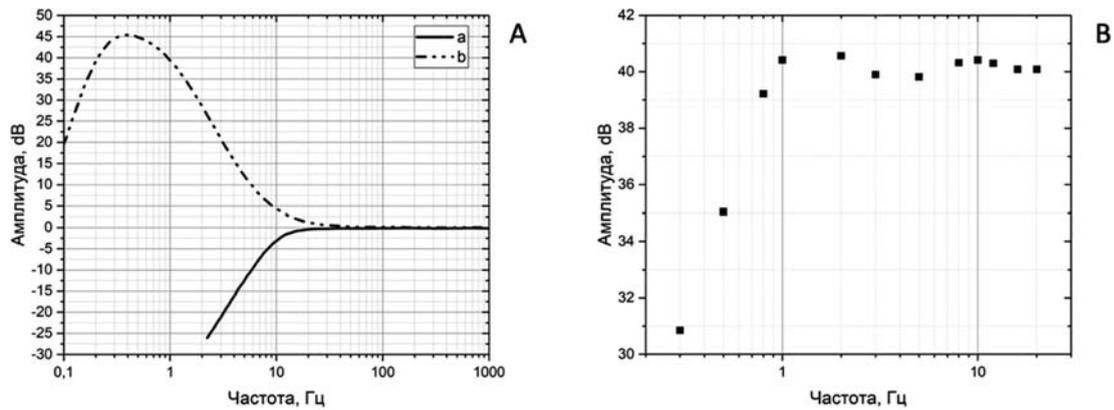


Рис. 1. А (а) – АЧХ геофона GS-20DX, А (б) – АЧХ схема коррекции частотной характеристики геофона, В – АЧХ откорректированного геофона GS-20DX

Поскольку основным ограничением аппаратной корректировки частотной характеристики геофона является наличие аппаратного шума, прежде всего шума операционных усилителей, были выбраны малощумящие прецизионные операционные усилители от компании Texas Instruments OPA2211 со спектральной плотностью мощности шума 1,1 нВ/Гц. Данный усилитель имеет сверхнизкие значения температурного дрейфа и низкое электропотребление, что является важным в автономных системах сейсмологического мониторинга. Плата работала от постоянного источника тока с напряжением 12 В, с последующим применением импульсного преобразователя, что позволило получить +/-12 В. Чтобы исключить из схемы влияние импульсных помех, применялась схема фильтрации и стабилизаторы напряжения, которые в свою очередь на выходе выдавали +/-5 В. Однако использование длинных линий электропитания в цепи может создавать паразитные индуктивности, что делает схему нестабильной. Поэтому фильтрация выполнялась в два этапа, в начале и в конце каждой дорожки питания. Далее отфильтрованная шина питания разделялась на изолированные линии путём включения скоростных диодов шоттки в каждую линию питания и через буферные конденсаторы подавалось на входы питания операционных усилителей. Поскольку чувствительность данного геофона (27 В/м/с) является недостаточной в системах контроля разработки месторождений углеводородов, сигнал с геофона усиливался на 40 дБ (рис. 2А).

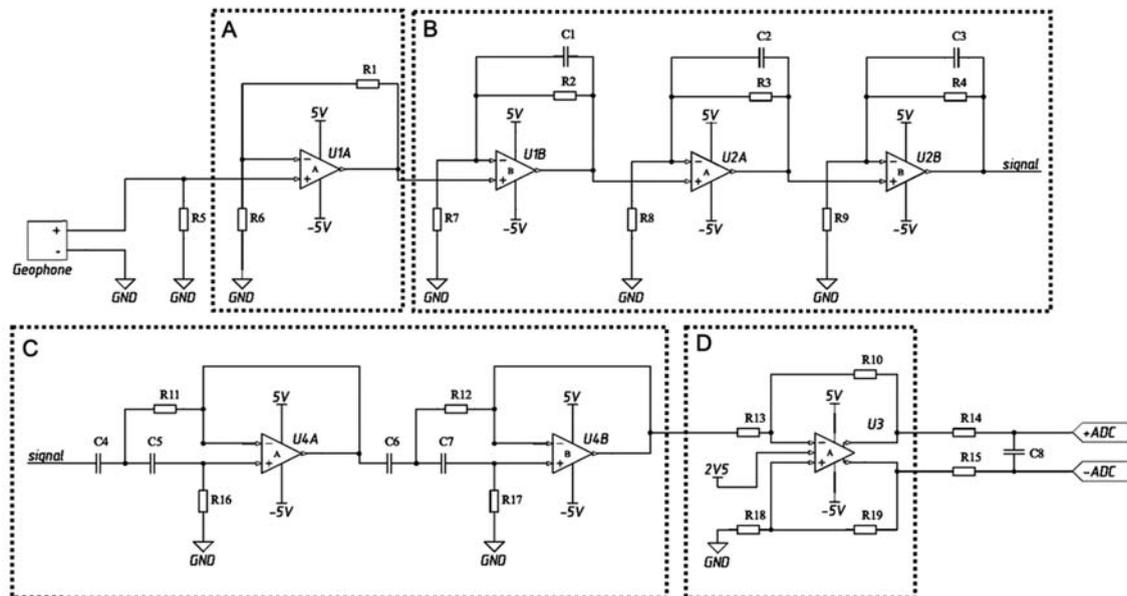


Рис. 2. Схема усиления и корректировки частотной характеристики геофона GS-20DX, А – усилитель с коэффициентом усиления 40 дБ, В – обратный фильтр, С – ФВЧ Баттерворта 2-го порядка, Д – преобразователь несимметричного сигнала в симметричный.

В результате общая чувствительность составила 2700 В/м/с, что сопоставимо с сейсмометрами, используемыми в сетях сейсмологического наблюдения. Для расширения частотного диапазона геофона в области 0,5–10 Гц, применялась схема коррекции на основе обратного фильтра (рис. 2В). Необходимо отметить, что передаточная функция корректирующего фильтра имеет полюс на нулевой частоте. По этой причине необходимо ограничить нижнюю граничную частоту для обеспечения устойчивости работы схемы коррекции. Данная проблема решалась путём применения фильтра высоких частот Баттерворта 2-го порядка (рис. 2С), которая подавляла все частоты

ниже 0,2 Гц. Для передачи сигнала в тракт аналого-цифрового преобразователя был использован прецизионный драйвер АЦП со сверхнизкими искажениями LMP8350, который преобразовывал несимметричный сигнал в симметричный (рис. 2D), поскольку несимметричный сигнал более подвержен помехам разного рода. Для данной схемы коррекции на основе обратного фильтра и ФВЧ Баттерворта 2-го порядка было проведено численное моделирование в программе LTSpice, в результате которого была получена амплитудно частотная характеристика данной схемы (рис. 1b). Показано, что частотная характеристика схемы коррекции в области 1–10 Гц с определенной точностью повторяет обратную частотную характеристику геофона GS-20DX и в области частот ниже 0,2 Гц имеет подавление 40 дБ/окт.

Далее была исследована частотная характеристика геофона в лабораторных условиях. Для этого на вибростенде была снята АЧХ откорректированного геофона GS-20DX, результаты которой представлены на рис. 1B. Согласно данному результату можно сделать вывод, что предложенный метод коррекции даёт адекватные результаты и позволяет восстановить низкочастотную составляющую сигнала измеряемых геофоном GS-20DX. При этом нижняя граничная частота по уровню – 3 дБ составила 0,6 Гц.

Для апробации метода аппаратной коррекции была проведена серия экспериментов по регистрации микросейсмического фона. Для сравнительного анализа качества записанных сейсмограмм и их спектров были выбраны следующие сейсмометры: СМЕ-3 и СПВ-3К. Поскольку предлагаемые на рынке регистраторы сейсмического сигнала в основном имеют разрядность оцифровки 24 бита, а для измерения слабого сейсмического фона желательно иметь больший динамический диапазон, в качестве устройства измерения была собрана макетная схема содержащая 32 битный сигма-дельта аналого-цифровой преобразователь ads1281ipw с динамическим диапазоном 130 дБ, цифровой изолятор шин данных и микроконтроллер stm32f030c8t. Запись измеренных данных производилась на карту памяти micro SD, подключённую к микроконтроллеру. Считывание измеренных данных с карты памяти осуществлялось через usb интерфейс при помощи компьютера. Блок-схема экспериментальной установки представлена на рис. 3.

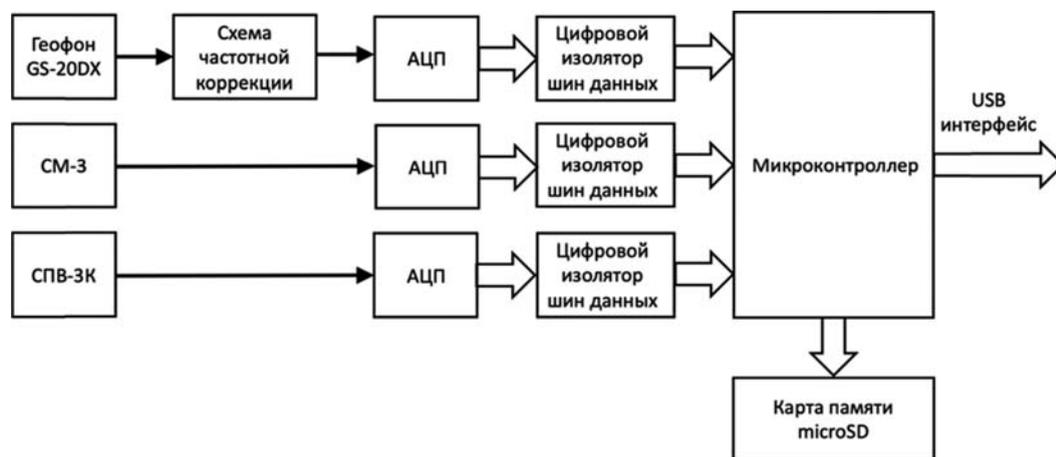


Рис. 3. Блок-схема экспериментальной установки для измерения сейсмограмм.

Сейсмограммы и соответствующие спектры измеренных данных, которые были отфильтрованы в области частот 1–10 Гц, приведены на рис. 4. Как видно из рисунка, происходит восстановление низкочастотной составляющей сигнала геофона, которая была подавлена до коррекции частотной характеристики.

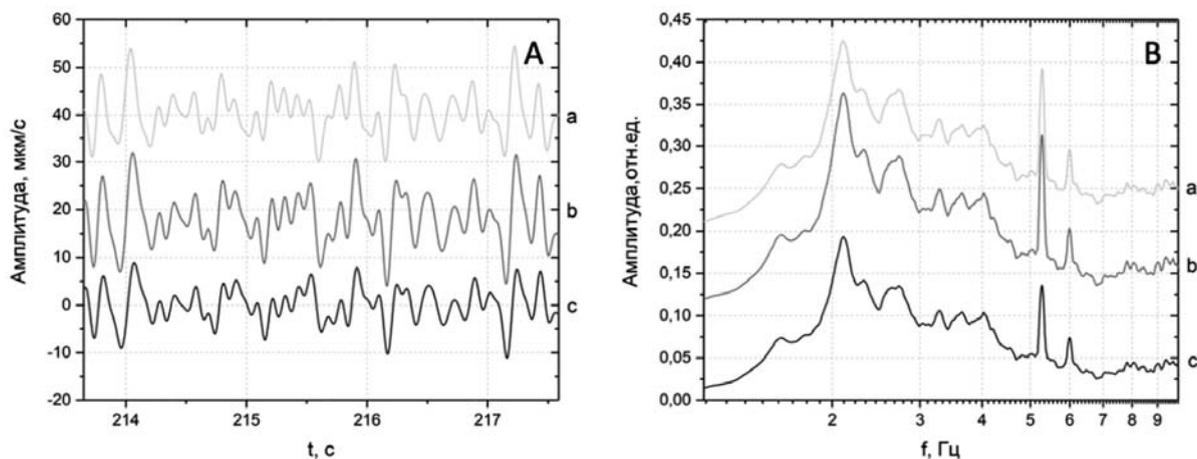


Рис. 4. А – сигналы и В – соответствующие спектры в частотном диапазоне 1–10 Гц записанные: а – скорректированным геофоном GS-20DX, b – сейсμοприемником СПВ-3К и с – сейсμοприемником СМЕ-3.

Заключение

Реализована аппаратная коррекция частотной характеристики геофона GS-20DX в сторону низких частот до 0,6 Гц. Это позволяет применять сейсмометры на его основе в задачах контроля состояния ПХГ методами пассивной сейсмометрии. Данная разработка может быть применена при проведении пассивной сейсмометрии для мониторинга операции гидроразрыва пласта, поиска и разработки месторождений углеводородов, мониторинга внутрипластового горения.

* Данная работа поддержана в рамках реализации программы «Старт 1» Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

Литература

1. Переверзева С.А., Коносовский П.К., Тудвачев А.В., Хархордин И.Л. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры // Вестник Санкт-Петербургского университета, 2014. Вып. № 1. С. 5–21.
2. Pevzner R. et al., 4D surface seismic tracks small supercritical CO₂ injection into the subsurface: CO₂CRC Otway Project // International Journal of Greenhouse Gas Control. V. 63, pp. 150–157
3. Verdon J.P., Kendall J.M., White D.J., Angus D.A., Fisher Q.J., and Urbancic T., «Passive seismic monitoring of carbon dioxide storage at Weyburn,» The Leading Edge, vol. 29, no. 2, pp. 200–206, 2010
4. Кострыгин Ю.П., Кострыгина А.А. Группирование сейсмоприемников и сейсмических излучателей // Учеб. пособие. Краснодар: Кубанский гос. ун-т, 2018. 57 с.
5. Havskov, J., & Alguacil, G. Seismic sensors. In Instrumentation in Earthquake Seismology. Springer, Cham., 2016, pp. 13–100.
6. Al-Alaoui M.A. Low-frequency differentiators and integrators for biomedical and seismic signals // Circuits and systems I: fundamental theory and applications, IEEE Transactions on. – 2001. – V. 48. N 8. – P. 1006–1011.
7. GS-20DX geophone specifications. [Online]. Available: <https://www.geospace.com/products/sensors/gS-20dx/>

ЦИФРОВОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ ПАТЕНТНЫХ САНКЦИЙ

Г. Ф. Якубова, М. Г. Смирнов, У.И. Зубрицкая

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, smirnov.m@gubkin.ru

В условиях усиления политического и экономического давления на Россию вопросы защиты интеллектуальной собственности приобретают особую актуальность. Не имея возможности напрямую применить вооружённые силы, страны Запада используют механизмы запрета экономических отношений, экспорта и импорта товаров, услуг и капиталов. Среди возможных направлений запрещения – запрет интеллектуальной собственности, в том числе программного обеспечения.

Следует отметить, что на отечественном рынке программного обеспечения (далее – ПО) проблема может стать системной. Так, значительное количество промышленного оборудования, особенно в специализированных сферах, таких как, например, нефте- и газодобыча, транспортировка и переработка, привязывается к специализированному программному обеспечению, зачастую того же производителя. Поэтому производитель во многих случаях не нуждается в физическом запрете экспорта оборудования: ему достаточно запретить использование ПО. В случае, если ПО постоянно привязано к серверу разработчика, такой запрет приводит к мгновенному отключению возможностей промышленного оборудования. В качестве альтернативы владелец оборудования имеет единственную возможность продолжить работу: использование пиратского ПО, различные нелегальные способы обхода запретов на оригинальное ПО. То есть сами компании-владельцы ПО подталкивают собственников оборудования к интеллектуальному пиратству.

Нечто похожее можно было наблюдать у владельцев операционных систем Windows, когда пользователи в целях экономии скачивают различные программы-взломщики, легализуют программное обеспечение по фальшивым ключам и используют иные нелегальные способы для обеспечения возможностей работы на компьютере.

Разумеется, в исключительных случаях государство может пойти на масштабную «интеллектуальную амнистию», запрет использования судебных механизмов иностранными компаниями, «враждебными» государствами (с соответствующим списком). Однако существуют и более простые способы защиты отечественных разработчиков ПО. Давайте рассмотрим некоторые из них.

Современное программное обеспечение с правовой точки зрения защищается следующим образом: в большинстве стран мира действует Бернская конвенция «Об охране литературных и художественных произведений» 1861 года (в редакции 1971 года) [1]. Программа в данном случае предстаёт как авторский текст, написанный определённым компьютерным языком. Аналогичное разъяснение делается в Соглашении по торговым аспектам прав интеллектуальной собственности (ТРИПС – англ. Agreement on Trade-Related Aspects of Intellectual Property Rights) 1994 года, ставшем обязательным для государств-участников ВТО [2]. Гражданский кодекс РФ, соответствующий международным стандартам, также защищает ПО в статье 1280 «Право пользователя программы для ЭВМ и базы данных» [3]. Итак, разберём основные возможности обхода зарубежных требований:

1. Статья 1280 устанавливает возможность владельцев программ на их доработку с целью улучшения качества оборудования. При этом пользователь вправе делать такую модернизацию «без разрешения автора» и «без выплаты дополнительного вознаграждения». Следовательно, доработанные программы не подлежат штрафным санкциям и не нуждаются в обновлении со стороны первоначального правообладателя.

2. Схожим средством обхода санкций будет исследование и использование ПО в рамках испытаний с целью определения наилучших условий функционирования и взаимодействия с конкретным промышленным оборудованием. Следовательно, если владелец оборудования примет соответствующую Программу исследований, а оборудование включит в список Экспериментального, то использование ПО в дальнейшем будет правомерным.

3. Более радикальным способом обхода санкционного давления будет декомпиляция исходного кода с правомерными задачами по совершенствованию собственной программы в целях улучшения качества работы ЭВМ, на которой установлена такая программа.

Все вышеперечисленные способы коррелируются с ГК РФ и, разумеется, не гарантируют судебное преследование со стороны иностранных владельцев ПО. Однако, учитывая общее право владельца на усовершенствование ПО, вероятность защитить ПО от санкционного преследования высока.

Дополнительными средствами защиты могут быть следующие:

1. Перевод части ПО из авторского в патентное с выдачей соответствующих патентов. Данный опыт уже имеется в законодательстве США, которые активно используют термины «software patent» и более сложный «computational idea patents» [4]. В нашем случае ПО будет выступать как идея, процесс, решающий вычислительные задачи в определённом сегменте промышленности. Здесь можно и воспользоваться правом преждепользования и

т.н. «параллельным» изобретением, и патентованием полезной модели, основанной на новой сфере применения. Также патентную защиту допускает 27 статья ТРИПС.

2. Перевод ПО в систему коммерческой тайны или ноу-хау. Для этого нужно использовать легальность модернизации ПО, раскрытую в статье 1280 ГК РФ, с последующим переводом программного обеспечения в категорию, представляющего экономическую ценность, как реальную, так и потенциальную. И с режимом закрытого доступа, т.е. невозможности использования такого ПО широким кругом лиц. При этом попытки судебного преследования такой компании-владельца ПО со стороны иностранного лица будут требовать раскрытия режима коммерческой тайны, что усложнит возможности предполагаемого истца.

Для борьбы в иностранных юрисдикциях потребуются дополнительные возможности, однако механизм авторских, и тем более, патентных войн, чрезвычайно многообразен. В США авторские права регистрируются в Библиотеке Конгресса, в Бюро по авторским правам, а патентные – Ведомством по патентам и товарным знакам (USPTO) [5]. В странах ЕС за патентные права отвечает Европейское патентное ведомство, а зарегистрировать авторские права можно через соответствующие общества или агентства [6].

Среди положительных примеров в Российской Федерации следует назвать отечественную компанию-работчика ПО для промышленности ООО «Цифра», которая создала Программный комплект «Геонафт», используемый в настоящее время при инженерном сопровождении и обеспечении бурения скважин. За счёт использования междисциплинарных команд единый программный алгоритм позволяет построить детальные геологические модели и сопровождать все этапы строительства скважин: предбуровом, в процессе бурения, на этапе анализа результатов и подготовки финальной модели месторождения [7].

Кроме того, для оптимизации процессов нефте- и газодобычи используются ещё 8 продуктов, объединяющих множество аспектов деятельности: логистику и сервис, промбезопасность и ремонтные работы, цифровизацию производства и машинное обучение, оценку добычи и автоматизацию процесса производства. Все эти продукты объединяются под термином «Zyfra» и представляют собой эффективные доработки иностранных продуктов. Например, на Московском и Омском НПЗ «Газпром нефти» заменялись готовые импортные решения на базе систем Oracle, использовались отечественные решения для замены ПО на серверах компании Huawei. По заявлениям главы «Цифры», применение т.н. модульного подхода, когда импортное ПО совершенствуется под нужды оборудования заказчика, позволит перейти с почти 90% зависимости промышленного сектора от иностранного ПО к 30% в течение года [8]. Всего на рынке промышленного ПО находятся порядка 15 иностранных компонентов, обслуживающих текущие потребности более чем 300 предприятий. Следует признать, что единственным полноценным выходом из санкционного кризиса на рынке ПО будет перевод отечественных предприятий на полностью собственные стандарты с одновременным удержанием позиций легальности и патентной/авторской защищённости.

Литература

1. <https://rospatent.gov.ru/ru/documents/bernskaya-konvenciya-ob-ohrane-literaturnyh-i-hudozhestvennyh-proizvedeniy> (полный текст Бернской конвенции 1861 года, официальный сайт Роспатента, дата обращения 22.06.22).

2. <https://www.wipo.int/export/sites/www/treaties/en/agreement/pdf/trips.pdf> (полный текст соглашения РИПС, официальный сайт Всемирной организации интеллектуальной собственности, дата обращения 22.06.22).

3. Л.А. Трахтенгерц «Комментарий к гражданскому кодексу Российской Федерации (части четвертой)» (постатейный) В 2 т. Т. 1 и 2» Горленко С.А., Калятин В.О., Кирий Л.Л., Козырь О.М., Корчагин А.Д., Орлова В.В., Павлова Е.А., Синельникова В.Н., Степанов П.В., Трахтенгерц Л.А., Шиловост О.Ю. 2016. Издательство «Инфра-М»

4. <https://copyright.gov/title17/> (официальный сайт Бюро по авторским правам Библиотеки Конгресса США, дата обращения 22.06.22).

5. <https://www.uspto.gov/> (официальный сайт Ведомства по патентным и товарным знакам США, дата обращения 22.06.22).

6. <https://www.epo.org/> (официальный сайт Европейского патентного агентства, дата обращения 22.06.22).

7. <https://www.zyfra.com/ru/industries/upstream/> (цифровизация нефтегазового комплекса, официальный сайт ООО «Цифра», дата обращения 22.06.22).

8. Глава ГК «Цифра»: иллюзий быть не должно – иностранные вендоры не будут работать с компаниями под санкциями // [электронный ресурс: <https://www.interfax.ru/interview/833644>] дата обращения 22.06.22.

ЦИФРОВАЯ ПЛАТФОРМА СМПО (СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ) КАК ИНСТРУМЕНТ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМИ ПРОЕКТАМИ

Р.С. Гупалов, К.А. Фролова

Gazprom EP International B.V., г. Санкт-Петербург,

r.gupalov@gazprom-international.com

Ни для кого не секрет, что сегодня человечество становится свидетелем неуклонного и последовательно-го движения к цифровизации всех отраслей жизни – от элементарной покупки продуктов до передовых научных исследований. Деятельность человека постоянно усложняется, вследствие чего сопровождается выработкой колоссального количества информации, обработка которой, в свою очередь, является решением множества технологических проблем. Не удивительно, что процесс цифровизации очень глубоко проник и в нефтегазовую промышленность, традиционно связанную как с большими массивами данных, так и с постоянно усложняющимися задачами. В процессе развития нефтегазовой промышленности чётко обозначилась тенденция движения от минимального контроля за производственными процессами до всеобъемлющего и детального мониторинга. Высокий уровень неопределённости, связанный с отсутствием возможности напрямую следить за происходящими в скважинах операциями, планомерно уменьшается путём создания виртуальных моделей и симуляторов. Это явление было обеспечено развитием электронно-вычислительных машин и внедрением их в промышленность, появилась возможность сбора, хранения и обработки гигантских массивов данных, неуклонно растущих по мере научно-технического прогресса. Появилась концепция «цифрового месторождения», которая позволяет человеку симулировать процессы в программных продуктах для их дальнейшей реализации на реальных месторождениях, тем самым сокращая временные, технологические, операционные, финансовые риски и затраты.

Компания «Газпром ЭП Интернэшнл» видит огромный потенциал в развитии и продвижении цифровизации нефтегазовой промышленности. В сотрудничестве с российской компанией «Технос-К» она разрабатывает собственный продукт – СМПО (Систему мониторинга производственных объектов). Стоит отметить, что СМПО является полностью отечественной разработкой и на момент публикации проходит процесс патентования. СМПО – это цифровая платформа, позволяющая собирать, структурировать и использовать в режиме «единого окна» всю производственную информацию, которая генерируется на протяжении жизненного цикла скважины – от строительства до ликвидации. Она обеспечивает унифицированный доступ к историческим данным для всех участников нефтегазового проекта соответственно ролевой модели, а также позволяет на основе массива полученных данных проводить ретроспективный анализ для получения более эффективных управленческих решений. По сути, СМПО является элементом «цифрового месторождения» – цифровым двойником скважины, используемым для поиска оптимизационных и рационализаторских решений. При разработке СМПО авторы преследовали следующие цели:

1) Создание унифицированной интерактивной базы данных с единым корпоративным стандартом хранения и обработки информации.

2) Разработка методов обработки накопленных данных для дальнейшей аналитики проектов с использованием бизнес-аналитики и машинного обучения.

3) Автоматизация процессов ввода и вывода необходимой информации.

Их достижение повысит уровень эффективности управления нефтегазовыми проектами, так как выполняются следующие прикладные задачи:

1) Сбор и структурирование данных со всех проектов с предоставлением к ним доступа согласно ролевой модели.

2) Оценка технической и экономической эффективности проектной деятельности;

3) Упрощение разработки стратегии реализации проекта и плана работ.

4) Своевременное и непрерывное обеспечение информацией участников проекта независимо от их местонахождения.

На данный момент разработаны два блока – блок строительства скважин и блок добычи углеводородов. Для этих блоков также разработана структура СМПО, которая представляет собой цикл взаимосвязанных модулей – процессов, сопровождающих реализацию любого нефтегазового проекта, а именно, планирование, выполнение, мониторинг и контроль и аналитика.

Этот функционал осуществляется для каждой скважины, внесённой в «дерево проектов», которое, в свою очередь, представляет собой удобный инструмент для ориентирования в активах компании. «Дерево проектов» включает в себя несколько элементов: страна, актив, лицензионный участок, оператор, месторождение скважины. Каждый элемент «дерева проектов» содержит собственный набор аналитических графиков, предназначенных для различных уровней менеджмента. О них будет сказано далее при обзоре аналитического блока.

Модуль планирования включает в себя определение порядка, последовательности, сроков, технологий и стоимости работ по строительству скважин. Помимо этого, к вносимой плановой информации также относятся паспорт скважины, индекс сложности и проектная документация. Касательно блока добычи углеводородов – в модуле планирования вносятся плановые объёмы добычи разных видов углеводородов (УВ), а также плановые параметры эксплуатации скважин.

Модуль выполнения представляет собой реализацию принятых решений по порядку, последовательности,

срокам, технологиям и стоимости работ с полным документированием всех работ, и операций, проводимых на объекте. Иными словами, использование модуля выполнения представляет собой внесение в систему фактических данных по строительству скважин и добыче УВ сотрудниками, находящимися на объекте, в форме ежедневных отчётов. Существует несколько отчётов (отчёт по бурению, отчёт геолога, отчёт инженера по растворам и т.д.), каждый из которых ведётся отдельной службой согласно ролевой модели.

Модуль мониторинга и контроля включает в себя сбор, обработку и анализ фактических данных по выполнению (реализации принятых решений) с целью принятия управленческих решений на операционном, оперативном и стратегическом уровнях. Мониторинг и контроль осуществляются путём рассылки ежедневных отчётов заинтересованным лицам и решений, которые принимаются после анализа данных отчётов. Существует возможность самостоятельной настройки отчётов для консолидации необходимой фактической информации и отсеивания лишней.

Модуль аналитики подразумевает обеспечение возможности сравнения проектных и фактических данных по заданным критериям (технологическим, геологическим, операционным, финансовым и т.п.). Как было сказано ранее, различные уровни «дерева проектов» содержат различные аналитические графики. На примере блока строительства скважин: уровень скважины содержит такие графики, как «Конструкция и график глубина-день (ГГД)» (рис. 1), «Диаграмма сравнения непроизводительного времени (НПВ) и технической скорости» (рис. 2), «Разбивка НПВ по видам» (рис. 3) и другие. Все они позволяют комплексно отобразить актуальное состояние процесса строительства, а также оценить его эффективность. В то же время более высокие уровни, например, куст и месторождение, содержат аналитический график «Ковёр бурения», который содержит информацию по срокам строительства всех скважин на общей временной шкале. Свои аналитические графики также есть и у блока добычи углеводородов, например, «Суточная добыча газа» и «Накопленная добыча газа» с указанием отклонений от плана.

Как уже упоминалось, совокупность модулей представляет собой цикл, что подразумевает непрерывную последовательность использования данных модулей. Логично, что выполнение следует после планирования, мониторинг – после выполнения, аналитика – после мониторинга. Но также логично и то, что после проведения тщательного и детального анализа необходимо учесть его результаты в последующем планировании, например, строительства новых скважин. Таким образом, происходит постоянная оптимизация и усовершенствование управления производством, накопление опыта и его применение в рамках одной цифровой платформы.

На сегодняшний день во многих нефтегазовых компаниях сохраняется традиционная схема ввода и передачи данных, заключающаяся в заполнении отчётов в Microsoft Excel, их дальнейшей передаче и хранении. После описания основной концепции СМПО стоит остановиться на основных преимуществах системы по сравнению с традиционной схемой:

- 1) Снижение времени поиска информации в силу хранения всех данных в одной базе и использования поисковой строки в «дереве проектов»;
- 2) Автоматический контроль полноты проектной документации – подсвечивание отсутствующих документов в общем списке, если они не были загружены;
- 3) Обеспечение высокого уровня безопасности данных;
- 4) Ограничение доступа к данным согласно ролевой модели проекта;
- 5) Консолидация и структуризация всего массива данных в режиме «единого окна»;
- 6) Автоматический контроль качества и полноты внесённых данных – незаполненные графы подсвечиваются, отчёты с отсутствующей информацией также помечаются. Кроме того, в СМПО применяется система справочников, то есть заполнение некоторых граф может происходить только с использованием списка ранее внесённой нормативно-справочной информации. Этот список может быть отредактирован только обладателем специального доступа. Таким образом, обеспечивается качество вносимой информации;
- 7) Сокращение цепи передачи данных от скважины до руководства;
- 8) Унификация отчётности по единому для всех участников проекта образцу;
- 9) Возможность выгрузки и автоматической рассылки отчётов с выбранной периодичностью группе адресатов;
- 10) Индикация превышения норм производительного времени проведения операций или других отклонений от плановых значений;
- 11) Детальный анализ непроизводительного времени по категориям и видам;
- 12) Качественная оценка метража и продолжительности ведения работ;
- 13) Мониторинг количества людей на объекте по компаниям;
- 14) Мониторинг материалов и оборудования на объекте;
- 15) Мониторинг качества соблюдения правил промышленной безопасности;
- 16) Проведение план-факторного анализа по балансу времени для формирования плана композиционной скважины;
- 17) Возможность просмотра предварительно настроенных аналитических отчётов на всех уровнях сразу после ввода информации на объектах;
- 18) Сопоставление технико-экономических показателей бурения по секциям, скважинам;

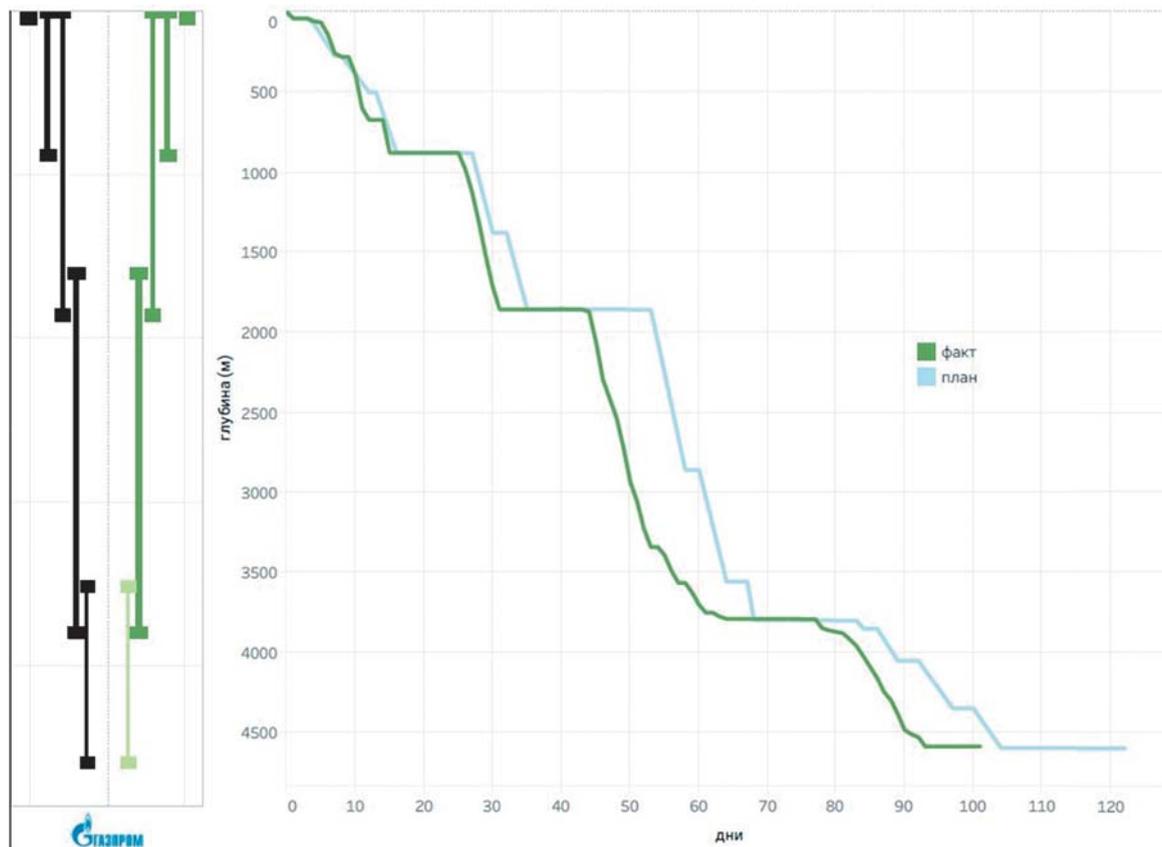


Рис. 1. Аналитический график «Конструкция скважины и график глубина-день».

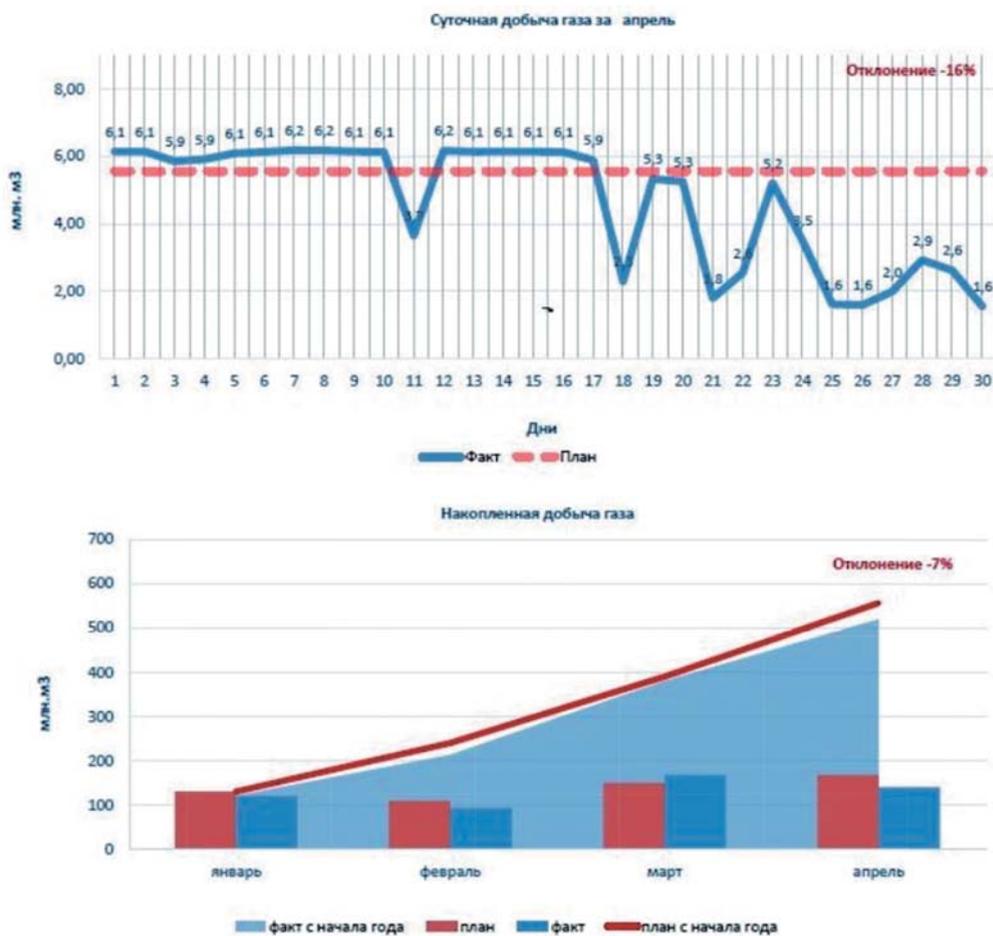


Рис. 2. Аналитические графики блока добычи углеводородов.

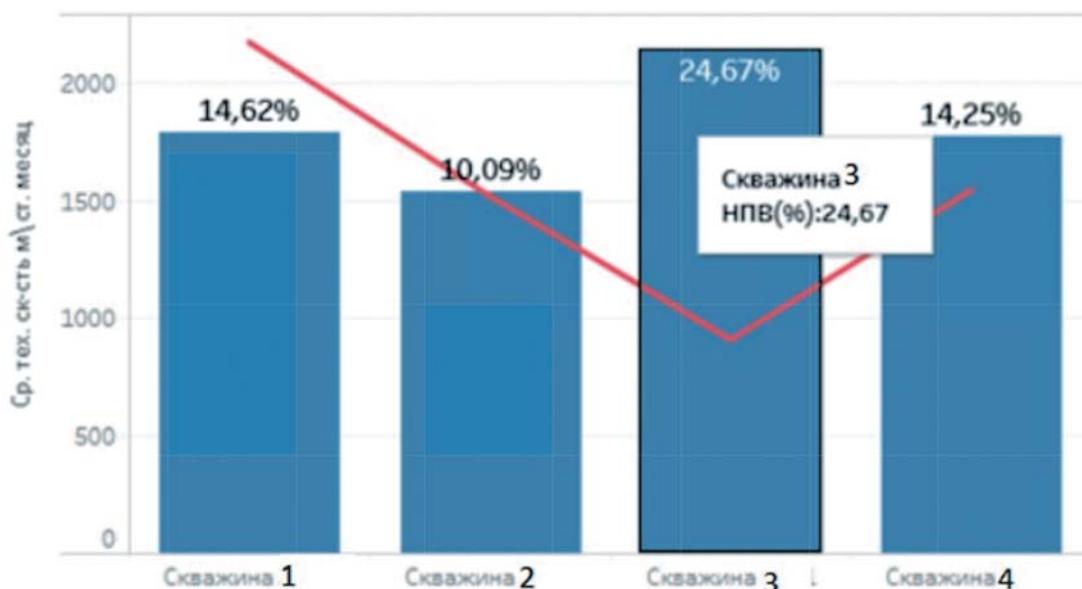


Рис. 3. Аналитический график «Диаграмма сравнения НПВ и технической скорости».

19) Автоматический расчёт времени отставания-опережения, а также расчёт отклонения по объёмам добычи;

20) Возможность автоматического формирования итоговых отчётов.

Особенно чётко данные преимущества обозначились при проведении пилотного проекта по внедрению СМПО на одном из месторождений ПАО «Газпром». Пилотный проект включал в себя:

- 1) Внесение исторических данных по пяти ранее пробуренным скважинам данного месторождения;
- 2) Обучение персонала компаний-участников проекта по работе с СМПО онлайн и на местах;
- 3) Установка оборудования связи на двух новых скважинах;
- 4) Ежесуточный контроль и сопровождение заполнения отчётности на двух новых скважинах;
- 5) Реализация предварительно настроенных аналитических диаграмм и таблиц на уровнях «Скважина», «Куст», «Месторождение»;

- 6) Получение отзывов и рекомендаций от компаний-участников проекта и персонала на объектах;
- 7) Анализ и проработка недочётов.

Уже намечены основные векторы дальнейшего развития СМПО, которые значительно расширят функционал СМПО, а именно, позволят получать данные в реальном времени, вести на базе хранилища данных любые технологические расчёты и затем применять их результаты для дальнейшего планирования, оптимизировать производственные параметры, выражать производственные показатели в экономических показателях, тем самым упрощая принятие решений на высших уровнях руководства.

Таким образом, СМПО играет роль простой в использовании информационной среды, делающей возможным отслеживание и контроль за строительством скважин, их испытанием, капитальным ремонтом, эксплуатацией и ликвидацией. Доступ к наиболее полной базе исторических данных, встроенные документооборот и система аналитики позволяют всем участникам нефтегазового проекта – инженерам по бурению, геологам, инженерам по промышленной безопасности, логистам, руководителям проектов – тратить меньше времени на рутинные процессы и больше внимания уделять сложным технологическим задачам. Особенно актуальна данная проблема для оффшорных и арктических проектов, чей уровень сложности крайне высок и требует всесторонней детальной проработки с целью минимизации вероятных рисков.

ИНФОРМАЦИОННО-ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, ubgt@mail.ru

Современные средства прикладного гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений углеводородов (Shlumberger, Landmark, Roxar, Questor и др.) [1, 2] в большинстве случаев имеют специальные модули для технико-экономической оценки эффективности. Однако, они, как правило, имеют существенные недостатки, связанные с неполным учётом экономических и технологических показателей.

В связи с этим для проведения комплексной технико-экономической оценки разработки месторождений углеводородов актуальной проблемой является создание современных средств информационно-программного обеспечения, которые охватывают широкий спектр вопросов от подготовки данных до анализа и интерпретации результатов. В качестве дополнительного программного инструментария была разработана интеллектуально-логическая система «ГРАФ», содержащая базы знаний расчётных технико-экономических показателей и налоговых моделей стран-недропользователей, а также базы данных [3]. Ядром вычислительного процесса является использование сетевой (графовой) формы представления расчётных технико-экономических моделей, которые обеспечивают структуризацию предметной области и позволяют синтезировать расчётные алгоритмы [4, 5].

В состав интеллектуально-логической системы «ГРАФ» входят два метода оценки технико-экономической эффективности:

- экспресс-метод оценки, который используется в основном для оперативной технико-экономической оценки эффективности освоения запасов углеводородов;
- метод динамического моделирования, который учитывает основные технико-экономические показатели эффективности.

Базы знаний разрабатывались в течение последних двух десятков лет в ИПНГ РАН и основаны на опыте технико-экономической оценки освоения месторождений нефти и газа как у нас в стране, так и за рубежом [6-8 и др.]. Интеллектуально-логическая система «ГРАФ» позволяет осуществлять прогноз технико-экономических показателей изучения и освоения углеводородных объектов с учётом различных налоговых механизмов, а также оценку экономических рисков инвестиционных прогнозов с применением нечётких методов. Она обеспечивает оперативное и качественное проведение технико-экономических расчётов по многочисленным вариантам с выбором оптимального решения, определяющего стратегию и прогноз развития добычи нефти и газа. Эти технологии основаны на применении прикладных баз знаний, связанных с технологическими и экономическими базами данных (БД) [3]. Базы данных включают в себя нормативные экономические и прогнозные технологические показатели разработки:

- БД прогнозных технологических показателей разработки месторождений;
- БД нормативных показателей для геолого-экономической оценки освоения запасов по экспресс-методу;
- БД нормативных показателей по разработке месторождений по динамическому методу;
- БД поправочных коэффициентов к нормативам для различных систем разработки месторождений с учётом различных сеток скважин.

В БД прогнозных технологических показателей включаются варианты разработки месторождений, отличающиеся:

- плотностью сетки скважин;
- порядком и темпами разбуривания месторождения;
- методами воздействия на залежь;
- уровнями добываемой нефти и жидкости;
- вводом из бурения в эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин;
- объёмом закачиваемой воды, газа, реагентов;
- способами эксплуатации и др.

Структура технологической БД включает информацию по следующим показателям:

- ввод скважин из бурения по годам (добывающих, нагнетательных, разведочных, резервных, газонагнетательных) с учётом их типов;
- годовой фонд действующих добывающих и нагнетательных скважин;
- годовые показатели закачки рабочего агента (воды, газа, водогазовых смесей, полимера и др.);
- годовая добыча углеводородного сырья (нефти, попутного и природного газа, жидкости, газоконденсата).

Пример такой БД представлен на рис. 1.

При проведении технико-экономической оценки освоения запасов по экспресс-методу основные показатели и нормативы используются в укрупнённом виде. БД содержит алгоритмы и программные средства, которые позволяют проводить такие процедуры.

ЭКОНОМИКА

Расч. пред. запасов | Нормативы | **Технология** | Коэффициенты

oilhp1 | пласт1 [Взять] [Очистить] [Положить]

⏪ ⏩ + - ▲ ✓ ✕ ↻

Добыча нефти, тыс.т.	Добыча жидкости, тыс.т	Добыча газа, млн.м3.	Ввод скваж из бурения					
			добыв-их верт. накл. гор.			нагнет-ых верт. накл. гор.		
T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
5,409	9,732	1,871514	1			0		
8,22	13,483	2,47422	0			0		
10,348	16,104	2,628392	2			2		
14,486	21,283	3,056546	1			1		
18,303	26,707	2,965086	1			0		
20,374	30,685	3,300588	0			0		
19,982	31,657	3,237084	0			0		
18,431	31,398	2,985822	0			0		
17,405	30,9	2,81961	0			0		
16,401	30,384	2,656962	0			0		
15,533	27,667	2,516346	0			0		
14,805	26,481	2,39841	0			0		

Рис. 1. БД прогнозных технологических показателей разработки.

БД нормативных показателей по разработке месторождений по динамическому методу, представлена на рисунке 2. Исходная информация формируется с помощью опросных электронных шаблонов, заполняемых числовыми данными, выраженными в скалярном или векторном представлении, и заносимых в базу данных исходных технико-экономических показателей.

В состав БД по динамическому методу входят удельные нормативы для расчёта удельных капитальных вложений (УКВ) промышленно-производственного назначения по трём основным направлениям затрат: бурение скважин, нефтепромысловое обустройство и оборудование, не входящее в сметы строек, а также удельные нормативы для расчёта по трём направлениям эксплуатационных затрат: условно-постоянных, условно-переменных, налогов [6]. Структура этих нормативов представлена на рисунках 3, 4.

Фрагмент БД поправочных коэффициентов для нормативов при различных системах разработки месторождений приведен в таблице 1.

Таблица 1

Поправочные коэффициенты для нормативов удельных капитальных вложений в обустройство в зависимости от систем разработки

Направление обустройства	Система разработки		
	Трёхрядная девятиточечная (соотношение скважин 3:1)	Семиточечная (соотношение скважин 2:1)	Однорядная пятиточечная (соотношение скважин 1:1)
Сбор, подготовка и транспорт. нефти и газа	1	1,04	1,27
Поддержание пластового давления	1	0,91	0,64
Электроснабжение	1	1,06	1,46
Базы	1	1,06	1,33
Автодороги	1	1,06	1,46
Прочие	1	1,07	1,41

Научная новизна проведённых исследований заключается в создании комплексного информационного подхода к технико-экономической оценке эффективности разработки месторождений углеводородов с применением современных компьютерных технологий.

Microsoft Excel - шаблон последней версии

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка

Arial Cyr 10 Ж К Ч

Q23

ИСХОДНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ		
Название месторождения		
Название показателя		
Для расчета капитальных вложений		
1	2	3
1. Стоимость бурения вертикальной добывающей скв., тыс.руб/скв.	HB1	70217,00
2. Стоимость бурения наклонной добывающей скв., тыс.руб/скв.	HB2	0,00
3. Стоимость бурения горизонтальной добывающей скв., тыс.руб/скв.	HB3	
4. Стоимость бурения нагнетательной скв., тыс.руб/скв.	HB	44360,00
5. Стоимость бурения разведочной (резервной) скв., тыс.руб/скв.	HBR	70217,00
6. Стоимость бурения газонагнетательной скв., тыс.руб/скв.	HBRG	0,00
7. Расходы на сейсморазведку, тыс.руб.	HSS	0,00
9. Норматив затрат в оборудовании фонтанных скважины под эксплуатацию, тыс.руб/скв.	HFS	2110,04
10. Норматив затрат в оборудовании насосных скважины под эксплуатацию, тыс.руб/скв.	HNS	
11. Норматив затрат в оборудовании газлифтных скважины под эксплуатацию, тыс.руб/скв.	HGS	
12. Норматив затрат в компл сбора и трансп. нефти и газа, тыс.руб/скв.	HST	10872,52
13. Норматив затрат на подготовку нефти, тыс.руб/т.	HP	4725,11
14. Норматив затрат на очистку сточных вод, руб/т	HSV	
15. Норматив затрат на закачку воды, тыс.руб/скв.	HZ	4005,62
16. Норматив затрат на закачку воды и газа в пласт, руб/м3	HZG	0,00
17. Норматив затрат на закачку горячей воды, руб/т	HZV	0,00
18. Норматив затрат на закачку пара, руб/м3	HZP	0,00
19. Норматив затрат на закачку щелочи, руб/т	HZS	0,00
20. Норматив затрат на закачку полимера или ПАВ, тыс.руб/скв.наг.	HZPL	0,00
21. Норматив затрат на закачку CO2, руб/м3.	HZDR	0,00

Нормативы / Технология / Расчеты / Диаграмма2 / Дт

Запустить ABBYY FineReader 11

Готово NUM

Рис. 2. Шаблон для ввода технико-экономических нормативов.

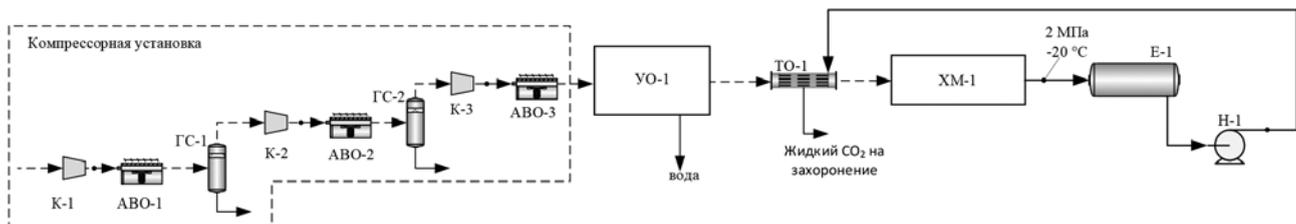


Рис. 3. Структура БД по капитальным вложениям.

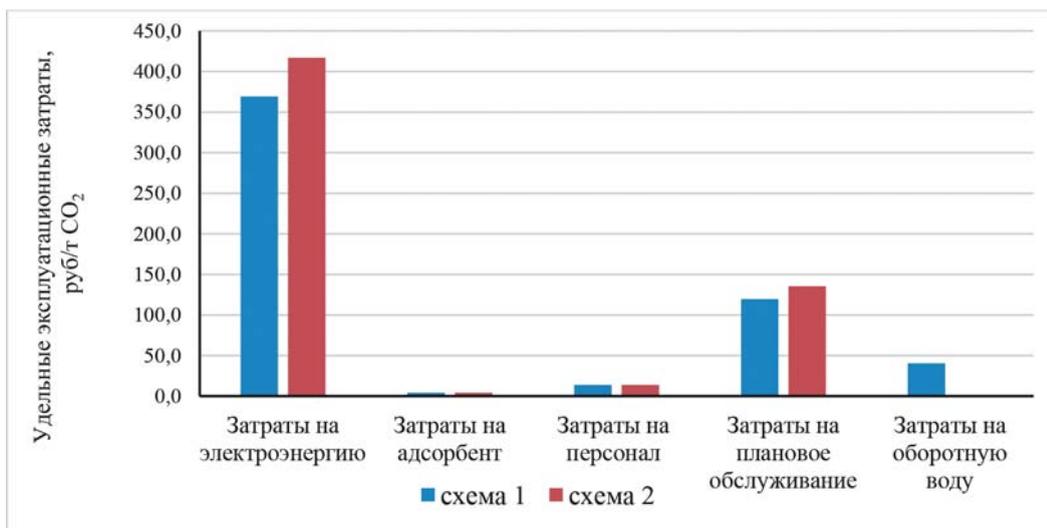


Рис. 4. Структура БД по эксплуатационным затратам.

Литература

1. Ямпольский В.З., Захарова М.А., Иванов М.А., Чернова О.С. Анализ программного обеспечения для трёхмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа //Известия Томского политехнического университета, 2006, Т. 309, № 7. – С. 50–56.
2. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2008. – 272 с.
3. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
4. Поспелов Г.С. Искусственный интеллект – основа новой информационной технологии. / М: Наука, 1988. – 280 с.
5. Вагин В.Н. Дедукция и обобщение в системах принятия решений./ М.: Наука, 1988. – 384 с.
6. Калянов Г.Н. CASE: Структурный системный анализ./М.: Лори, 1996. – 242 с.
7. Пономарева. И.А, Богаткина Ю.Г. Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений //Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 1. – С. 6–9.
8. Богаткина Ю.Г. Проблемы применения информационных технологий для проведения экономического моделирования в нефтегазовых инвестиционных проектах //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 1(558). – С. 14–18.

**«КЛИМАТИЧЕСКАЯ ПОВЕСТКА» ЗАПАДА – ОДИН ИЗ ЭФФЕКТИВНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ
СДЕРЖИВАНИЯ РАЗВИТИЯ РОССИИ**

Р.Х. Муслимов,

*доктор геолого-минералогических наук, Академик АН РТ, РАЕН и АГН Академия наук Республики Татарстан,
ул. Баумана, 20, Казань, Респ. Татарстан, 420111, e-mail: davkaeva@mail.ru*

Аннотация. Так называемая «климатическая повестка», настойчиво навязываемая всему миру Западом, основанная на Парижских соглашениях (2015 г.) по климату, это чудовищный фейк, призванный перераспределить первичные углеродсодержащие ресурсы и доходы от их использования в пользу элиты Западного мира (США и частично ЕС). Стержнем программы является декарбонизация отраслей ТЭК с целью достижения амбициозной ложной цели – углеродной нейтральности. По замыслу авторов это должно привести к резкому снижению добычи углеродсодержащих топливно-энергетических ресурсов, возместить потерю которых должны возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Это должно автоматически привести к так называемому энергопереходу от более надёжной, дешёвой комфортной в использовании традиционных ТЭР к ненадёжным, дорогим, сложным в использовании ВИЭ. Результатом может быть безудержное обогащение одних и обнищание других, а для основной массы людей планеты – энергоколлапс. Эта тенденция чётко обозначилась зимой 2020–2021 и 2022 гг.

Для удовлетворения растущих потребностей растущего населения мира потребуется полное использование всех видов ПЭР (от дров и угля до водородной энергетики). Но наиболее эффективными и удобными для использования на ближайшие столетия останутся углеродсодержащие ресурсы. Нужно только в необходимых случаях модернизировать технологию производства ТЭР.

Ключевые слова: ресурсы и запасы нефти, газа, угля, топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), традиционные и нетрадиционные ресурсы углеводородов (УВ), возобновляемые источники энергии (ВИЭ), выбросы газов, флюидов, углеводородный след, декарбонизация, углеводородный налог, кристаллический фундамент (КФ), нефтегазовый сектор (НГС), трансграничное углеводородное регулирование (ТУР).

Придуманная Западом и навязанная миру Парижскими соглашениями 2015 г., так называемая «климатическая повестка» – это договор не по климату, а по распределению мирового богатства. Это план экспроприации стран, богатых запасами угля, нефти, природного газа» [1].

Начало внедрения «климатической повестки» позволяет сделать уже определённые выводы о её несостоятельности и вредности для населения.

Фундамент программы декарбонизации НГС – теория глобального потепления. Но вся беда в том, что эта теория основана на глобальном незнании климатических проблем, причин и механизмов изменения климата, масштабов этих изменений, периодичности смены потепления и похолодания, влияния их на экосистемы, роли и степени влияния человека на эти процессы [2].

По замыслу авторов «климатической повестки» всё должно происходить через механизм декарбонизации, цель которой – достижение нулевой углеродной нейтральности при снижении углеродсодержащего топлива.

Понятие углеродная нейтральность в стратегии западных политиков весьма расплывчато. Говорят: полная углеродная нейтральность, абсолютная углеродная нейтральность, абсолютно полная углеродная нейтральность. Чем они отличаются друг от друга – не ясно. Наверное, это одно и то же, и лучше говорить просто: углеродная нейтральность. Но что понимать под этим термином?

Разработчики «климатической повестки» очень узко и странно трактуют это понятие. Они считают, что сколько человек в результате своей деятельности выбрасывает так называемые парниковые газы (при этом почему то учитывают только CO₂), столько же должно утилизироваться.

Ортодоксы под нулевой нейтральностью понимают отсутствие каких-либо выбросов вообще.

К сожалению, это невозможно. Любая деятельность человека в этом направлении приводит к выбросу различных газов. Чтобы их вообще не было, нужно прекратить добычу и использование углеродсодержащих ресурсов. Тогда будет достигнута полная нейтральность. Это абсурд.

Для выполнения такой задачи должны быть остановлены добыча угля, нефти и газа. При этом не учитывается огромная поглощающая способность природной среды, которая наблюдалась во всех геологических периодах. Её значения значительно менялись в зависимости от климата на Земле.

Достижение реально необходимой для сохранения природной среды нулевой нейтральности нужно учитывать не только выбросы парниковых газов в результате деятельности человека по сжиганию первичных энергоресурсов, но другие естественные выбросы (животного и растительного мира, глубинной дегазации недр, водных объектов, включая моря и океаны в результате любого потепления). Естественные выбросы по различным оценкам составляют 92–99% всех выбросов планеты.

Исходя из общих целей «климатической повестки» – это, когда человек не ухудшает экологию в результате своей деятельности, что возможно, когда выбросы всех парниковых газов в результате человеческой деятельности (мы измеряем это в тоннах и знаем) равны поглощающей способности территорий (к сожалению, этого мы в тоннах точно не знаем). Поглощающую способность всей среды (а не только лесов) ещё предстоит узнать, для этого требуется провести многочисленные исследования и измерения. Когда выбросы газов и поглощающая способность природной среды сравняются – тогда и будет достигнута углеродная нейтральность. Если же выбросов всех (с учётом естественных природных) будет больше, то для достижения углеродной нейтральности нужно будет соответственно сократить добычу УВ. При таком подходе вряд ли все 197 стран-подписантов Парижских соглашений оставили бы свои подписи под документом, кроме тех, которые добывают УВ меньше своих потребностей.

Углекислый газ в первую очередь нужен для самой жизни на нашей планете (для её животного и растительного мира).

Растения трансформируют энергию Солнца и накапливают её в том виде, в котором человек и животные могут её использовать. Этот механизм называется фотосинтезом.

Этот механизм приводится в священном Коране, данном человечеству 1400 лет назад и открытом учёными только в самом начале 18 века [3].

Исследования доказали, что поглощение углекислого газа растениями было бы достаточным для уничтожения всего запаса углекислого газа на Земле. Но Творец соразмерил всё так, что другие живые организмы выделяют углекислый газ. В то же время мёртвые организмы в процессе распада выделяют углекислый газ. Он выделяется также во время других процессов.

Выделение углекислого газа, равно как его уничтожение не бесконтрольный процесс. Соотношение углекислого газа в атмосфере постоянно держится в пределах 3–4/10000. Это соотношение неизменно, не при каких явлениях.

Излишек углекислого газа (если в какие-то времена он появляется) консервируется в процессе растворения в водах морей, океанов, озёр и т.д.). По мере необходимости (скажем, бурном росте растительности при потеплении климата) он расходуется для нужд самой планеты. Но причина увеличения CO_2 для потребления самой планетой не выбросы при сжигании ископаемого топлива (как это представляют авторы «климатической повестки»), а совершенно другие процессы, приводящие к потеплению климата [4].

Также консервируется нерасходуемый метан, в виде так называемых газогидратов (или метаногидратов), в зоне низких температур на дне морей, океанов и в вечномёрзлых водах Земли. Накопленные ресурсы газогидратов на три порядка больше запасов традиционной нефти (в нефтяном эквиваленте).

Природный механизм использования и утилизации парниковых газов, созданный Творцом, работает чётко и без каких-либо сбоев. Сказать, что человек как-то существенно может его изменить нет никаких оснований.

Роль же человека в объёмах выбросов CO_2 учёные оценивают в 1–8%. Но всё поглощается планетарными процессами. Здесь всё рассчитано и соразмерено Всевышним. В священном Коране большое внимание уделено вопросам геологии, которые изложены в более чем 110 аятах (из общего числа 461 аята, посвящённого описанию Земного шара и его функционированию). Здесь полная гармония во всём. Это удивило величайшего учёного Альберта Эйнштейна, который написал: «Априори (идя от причины к следствию) следовало бы ожидать, что в мире царят закон и порядок только в той степени, в какой мы (люди) вторгаемся в него с нашим рациональным мышлением... Но вместо этого мы находим в объективном мире такой высокий порядок, который априори не было никаких оснований ожидать. Это есть чудо, которое кажется все более и более необыкновенным по мере углубления нашего знания» [3].

Таким образом, обоснование причин глобального потепления на Земле за счёт выбросов парниковых газов при сжигании углеродсодержащих ресурсов и существенной роли человека в этих процессах является очередным фейком Запада.

Всяких выбросов в атмосферу достаточно много вокруг городов миллионников и различных угле-нефтегазоперерабатывающих и химических комплексов. Но это не повод реализовывать «климатическую повестку», а обратить внимание на исследования и составления балансов выбросов и поглощений, на основе которых совершенствовать технологии производства для уменьшения различных выбросов (особенно вредных для человека).

Что касается так называемого «углеродного следа», который служит авторам «климатической повестки» для хотя бы липового обоснования введения грабительского ТУР, то это надуманная проблема. Если и можно будет как-то установить в продукции углеродный след, то только под электронным микроскопом.

Поэтому декарбонизация в целом нашей планете не нужна и если в каких-либо странах её будут осуществлять в широких масштабах (как это предусмотрено в «климатической повестке») это неизбежно приведёт к экономическому упадку и создаст большие проблемы в энергообеспечении. Но дурить властям не запретишь. Только при этом они должны понимать, что работают на благо англо-саксов за счёт своего народа. Но ни одна суверенная страна в мире не должна работать на процветание США и ЕС за счёт своих национальных богатств – природных ресурсов.

Человек и природа, Вселенная созданы Творцом, и в основе всего сущего лежит энергия. Одним из удобных и комфортных её источников являются углеводороды. Бог в Коране сказал, что он обеспечит человека всем необходимым для его жизни. Одним из наиболее эффективных для жизни людей являются углеводородные источники

энергии. Главный вывод нашего рассмотрения обеспеченности потребностей населения Земного шара в источниках энергии и, прежде всего, наиболее привычных и экономичных его видах – углеводородах, состоит в том, что полное истощение потенциала ни в ближайшей перспективе, ни в более отдалённом будущем (сотни, а может и тысячи лет), нашей планете не грозит [4].

Широкое использование углеводородов (угля, нефти, газа) и достижения науки и техники во многом решили эту проблему. В то же время в массовое сознание всё активнее внедряется «версия» о неизбежном и скором истощении углеводородного сырья, одновременно подогреваются опасения у населения планеты лишиться наиболее комфортных для человека топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Ситуацию усугубляла геологическая закономерность неравномерного распределения УВ на планете как по разрезу осадочного чехла (стратиграфический комплекс), так и по площади планеты, в результате более половины стран не имели достаточных ресурсов УВ или не имели их вообще, что создавало объективные условия для активной международной торговли нефтью и газом. И если ранее в торговле наблюдалась сравнительно честная конкуренция, то за последние десятилетия всё изменилось кардинально – биржевая торговля «нефтяными фантиками», реальные и информационные торговые войны (санкции). Весь этот комплекс современных условий обязательно нужно учитывать в практической деятельности, особенно нефтедобывающим странам.

Но Запад никогда честно не торговал, а изобретал разные схемы обдуривания стран богатых природными ресурсами. Создавал колониальные, неколониальные схемы, вёл торговые войны, менял правительства, создавал смуту и хаос, и как вершина махинаций – предложил «климатическую повестку». Стержнем этой повестки является энергопереход.

Что же такое энергопереход?

Переход от одного, устаревшего уклада к новому, более прогрессивному? Но получается, что нам предлагают перейти от отработанного и проверенного временем способа использования более эффективной, надёжной, дешёвой углеводородной энергетики к менее эффективной, менее калорийной, рассредоточенной и ненадежной, и, наконец, более дорогой – к «зелёной энергетике».

На рис. 1 приведена классификация природных источников энергии.

В общем любой источник энергии, кроме своих плюсов, обязательно имеет свои минусы. О сегодняшней «зелёной» энергетике мы говорили, о минусах традиционной УВ-энергетики ежедневно трубят зелёные. Даже такие виды как АЭС имеют проблемы с утилизацией отходов и безопасности, а ГЭС на равнинных реках изымает, исключая из сельхоз и другого оборота огромные плодородные земли. Потребляя энергию человек, вольно или невольно, нарушает природную экосистему, но без этого жить нельзя.



Рис. 1. Основные природные источники энергии.

Из этих видов энергии наиболее комфортными и экономичными являются углеводородные источники (нефть, газ, уголь) как в традиционном, так и нетрадиционном видах (рис. 2) [5].

В течение 160 лет в мире были накоплены уникальные знания и технологии поисков, разведки, добычи, переработки, подготовлены огромные запасы этих полезных ископаемых, на десятилетия обеспечивающих потребности землян, оценены дальнейшие перспективы и направления поисков УВ, созданы мощности по добыче около 5 млрд твг нефти. Все это надёжно, комфортно для жизни человека и естественно никуда не денется. В добыче особую роль играли УВ (рис. 3) [6].

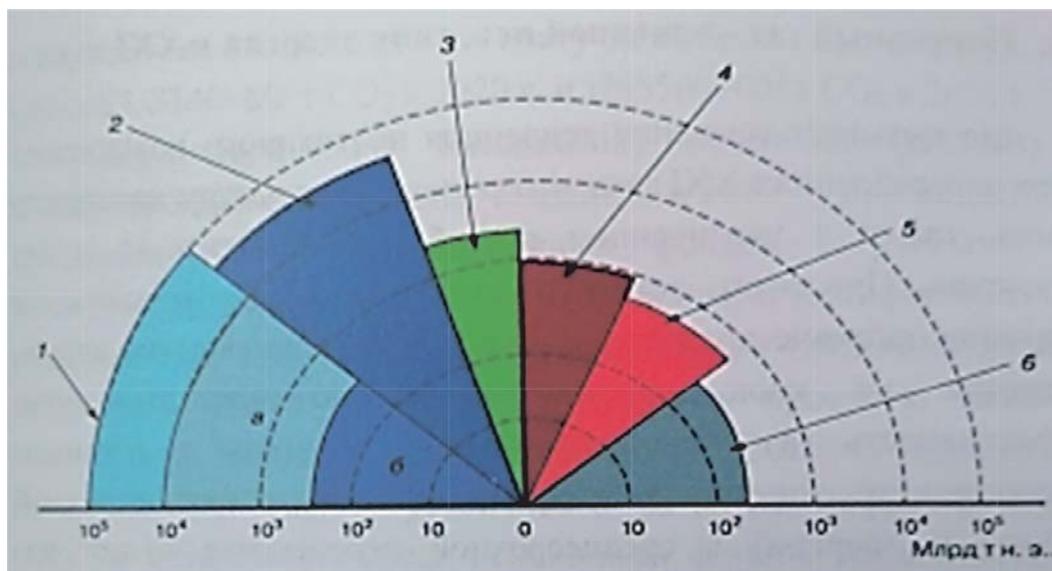


Рис. 2. Геологические ресурсы углеводородов: 1 – газовые гидраты, 2 – водорастворимые газы, 3 – сланцевый газ и газы плотных пород, 4 – тяжёлые нефти и битумы, 5 – традиционные углеводородные ресурсы, 6 – газ угольных пластов.

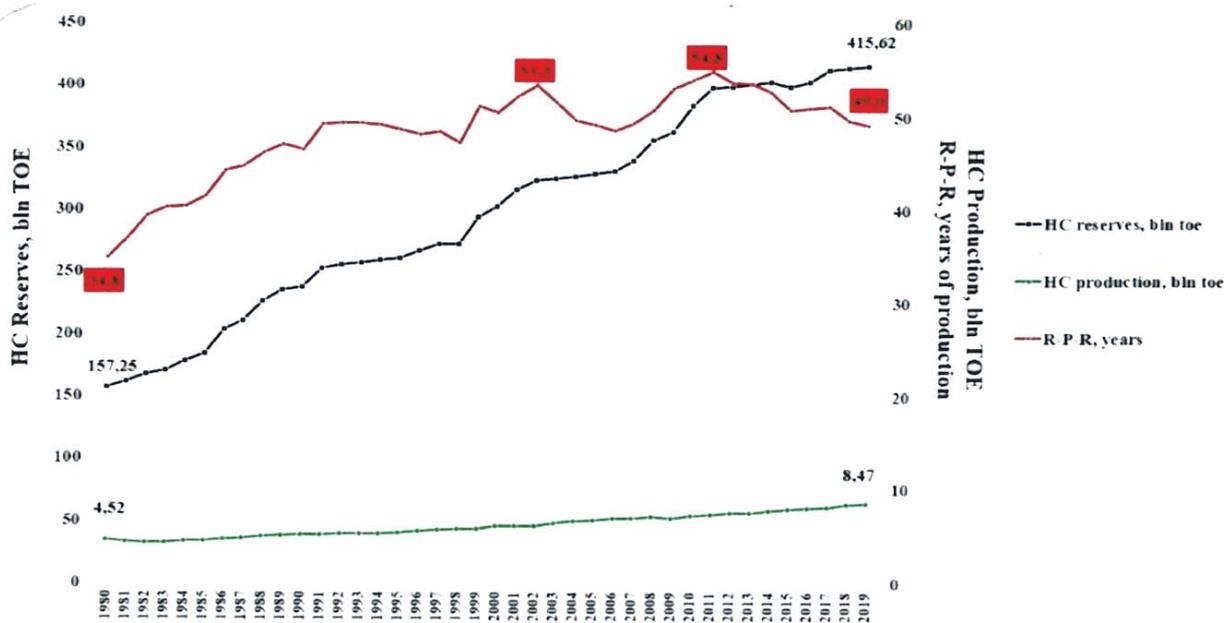


Рис. 3. Динамика доказанных запасов и производства УВС (млрд т н.э.), а также показателя обеспеченности добычи сырья запасами (годы добычи) в мире 1980–2019 гг.

Прирост запасов углеводородов за 1980–2019 гг. составил 258,4 млрд т н.э. или 164,3%, а прирост добычи за тот же период составил 3,95 млрд т н.э. или 87,4%. Таким образом темпы прироста запасов почти в 2 раза выше темпов прироста добычи.

Всему этому ищут замену в зелёной энергетике, которая совершенно неконкурентна, ненадёжна, капризна и отбрасывает нас в доуглеродный период.

1. Она ненадёжна, некомфортна и требует дублинга из традиционной углеводородной энергетике.
2. Она малоэффективная и дорогая.

3. По оценкам крупнейшей финансовой корпорации «Морган Стенли» на программу декарбонизации до 2050 г. потребуется 50 трлн, по другим оценкам 1,13 трлн долларов.

Так называемая зелёная энергетика, как и другие виды энергии, имеет свои положительные и отрицательные стороны и не может служить заменой традиционных видов энергии. Она является одним из не лучших видов энергии и может занять какую-либо свою нишу в мировой энергии. Ничего здесь прогрессивного и необычного нет. Каждая страна в зависимости от природно-климатических условий, устоявшихся традиций должна определять какие виды энергии использовать на своей территории. К чему приводит навязанное Англии сокращение добычи угля мы сегодня хорошо видим, но сами англичане ещё более ощущают его результаты.

Сторонники этого перехода говорят, что тем самым мы спасаем нашу планету от якобы глобального потепления, основной причиной которого является человек, использующий для своих нужд сжигание УВ. При этом инициаторы перехода не зная причин, механизмов, масштабов глобального потепления бездоказательно относят его к деятельности человека, сжигающего углеводороды. Уберите это и всё будет о'кей?

Нет, не будет. Почему?

Потому что, построенные на глобальном незнании причин глобального потепления климата на Земле стратегии (или как туманно называют их – «климатическая повестка») становятся ошибочными в корне, ненужными и вредными для функционирования самой планеты и её обитателей.

Во-первых, не карбонизация приводит к глобальному потеплению, а другие, досель неизвестные человеку причины. Скорее всего наоборот, потепление является основной причиной как карбонизации нашей планеты (усиливаются процессы биосинтеза УВ), так и частичной декарбонизации (процессы разрушения залежей жидких и газообразных УВ) (доклады Р.Х. Муслимова).

Во-вторых – система веками приспособлена для утилизации выбросов газов в огромных объёмах. Так что роль человека здесь мизерна.

В третьих, в настоящее время возникает объективная необходимость существенного увеличения энергопотребления на Земле. Причины этого следующие:

– вопреки желанию крайне правых идеологию Запада сократить население планеты приближается к 8 млрд человек, до 1,5–2 млрд человек продолжается его рост (рис. 4). Видимо это будет продолжаться и дальше до максимальных значений прошлых прогнозов в 10–12 млрд человек. Население Земли к 2050 году увеличится до 9 млрд человек. Чтобы прокормить такое количество людей, понадобится вдвое больше белка, заявил РИА Новости профессор Сколковского института науки и технологий, глава Цифровой агролаборатории Лоран Генццитель.

– Непрерывные военные действия и конфликты требуют дополнительного энергетического обеспечения.

– Необходимо как-то компенсировать хроническую нехватку энергии в ряде стран планеты. Сегодня целый ряд стран Африки, АТР повседневно испытывает нужду в энергии (её дают по несколько часов в сутки), другие имеют периодические перебои в энергоснабжении.

World population by region

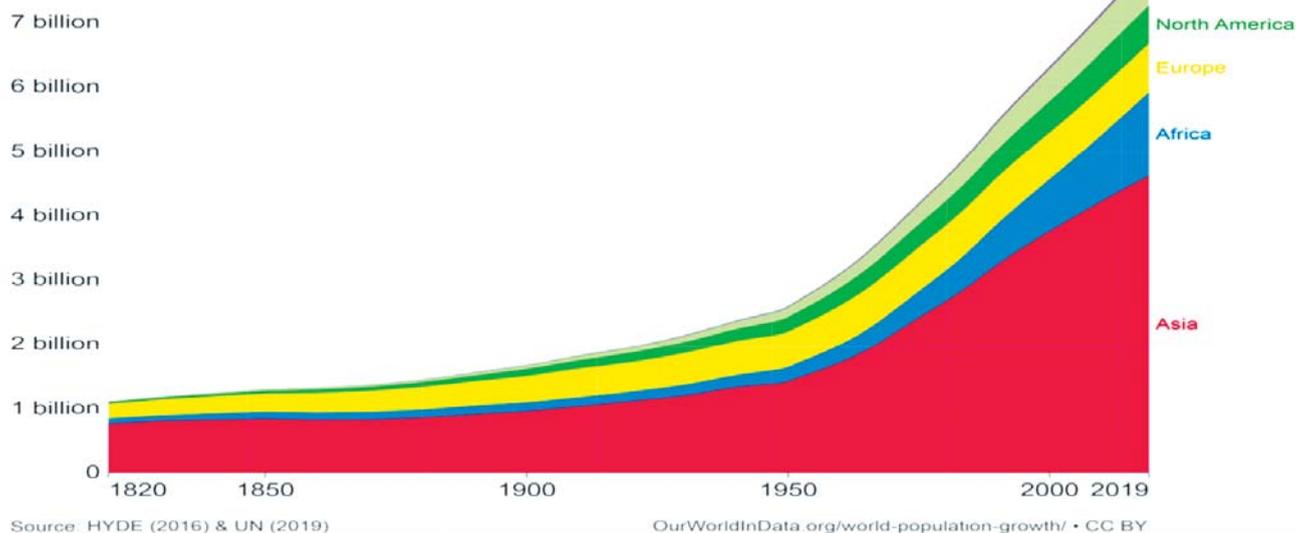


Рис. 4. Прирост населения по регионам, 1820–2019 гг. В 1950 году в мире проживало 2 миллиарда человек. В 2021 году в мире будет почти 8 миллиардов человек.

Миллионы людей на планете голодают или недоедают. «Климатическая повестка» не снижает, а увеличивает грань между богатыми и бедными странами. Первые продолжают богатеть, вторые – беднеть.

Естественно, никакого энергоперехода не будет, так как при росте населения и его потребностей в энергии её просто не будет хватать. И тогда «зелёная энергетика» займет полагающееся ей место вслед за традиционными УВ, ГЭС, АЭС. Но и этого будет мало. Понадобится энергия будущего (не сегодняшняя «зелёная энергетика» и не

водород, который, очевидно, будет производиться из УВ, а принципиально что-то другое). А пока структура ПЭР видимо будет близка к прогнозируемой ОПЕК (нефть – 27%, газ – 25%, уголь – 20%, атомная энергия – 5%, ВИЭ – 23%). Но для этого в современной, сложившейся вокруг декарбонизации обстановке, надо будет пройти очень сложный путь [7].

Прогноз МЭА исходит из полного выполнения положений «климатической повестки». Он абсолютно нереальный из-за невозможности такого развития ВИЭ. Это показал годичный опыт использования этих видов энергии. И если сократить использование традиционных видов энергии до приведённых на рисунке 5 значений, то, наверное, хватит половине сегодняшнего населения Земли. Второй сценарий (рис. 6) ближе к реальности, но и он не направлен на наиболее полное удовлетворение потребностей населения в энергии. Опять это будет возможно за счёт увеличения доли нефти [7].

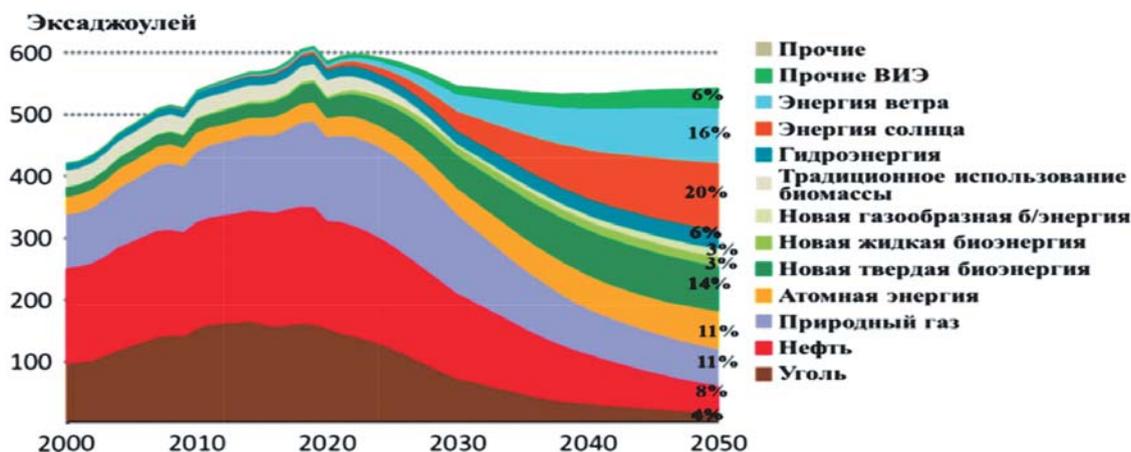


Рис. 5. Общее энергоснабжение в мире в сценарии NZE исследования МЭА «NetZero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector». Поданным (Net Zero by 2050..., 2021).

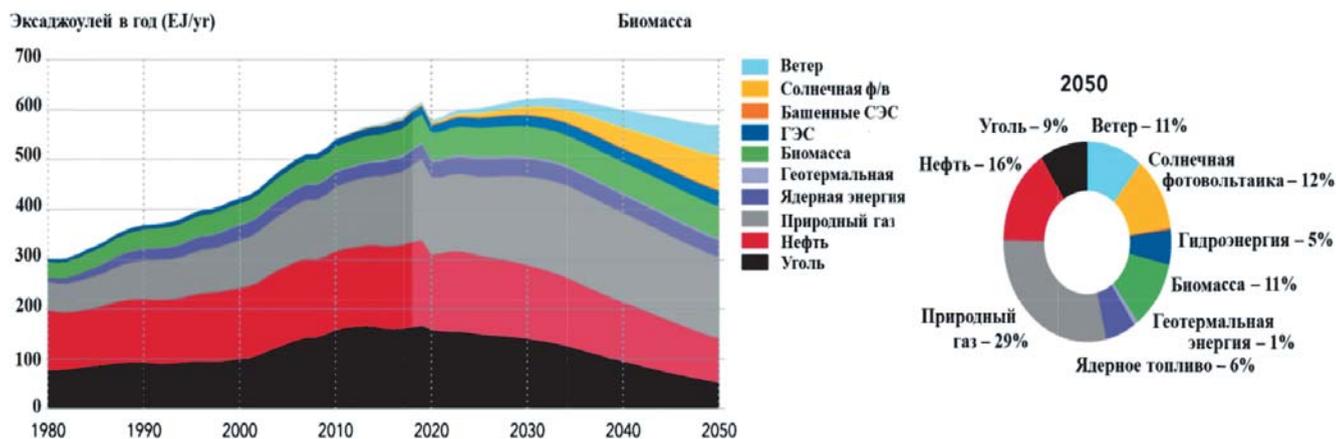


Рис. 6. Динамика и структура мирового потребления первичных энергоресурсов – прогноз компании DNV. Источник: (EnergyTransitionOutlook..., 2020).

Если же всё пойдет по заготовленной Западом «климатической повестке», то как прогнозируют ряд видных учёных (М. Деягин, В. Иноземцев, В. Катасонов и др.), наступит энергетический коллапс. Такие катаклизмы кончаются глобальными длительными мировыми кризисами, а в нынешних условиях крайне неустойчивого мира могут спровоцировать и более серьёзные тектонические сдвиги, крах доллара и модернизацию современной ортодоксальной капиталистической системы, в фундаменте которой – прибыль [8, 9].

Таким образом о декарбонизации и энергопереходе нужно забыть как о страшном сне (как и в целом о «климатической повестке»). Пусть каждая страна сама определяет свою политику в энергосбережении и несёт ответственность перед своим народом. Но поисками закономерностей, механизмов изменения климата и путей минимизации потерь от этих изменений нужно заниматься в приоритетном порядке.

Вся история развития планеты Земля после её формирования говорит о цикличности развития, чередовании потеплений и похолоданий. Закон климатической цикличности на Земле является фундаментальным, самой высшей категории. Это форма существования самой планеты. Цикличность подтверждается как геологической историей планеты, так и общечеловеческой.

Об этой цикличности было известно давно. В своей сунне посланник Аллаха Мухаммад 1400 лет назад сказал: «Не наступит Судный День, пока земля арабов снова не станет садами и реками» [3].

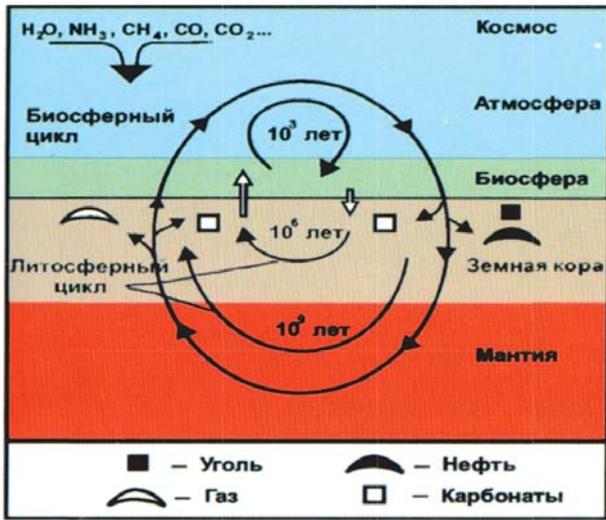


Рис. 7. Схема глобального круговорота углерода на Земле.

Наука доказала существование ледниковых и межледниковых периодов потепления климата.

Ранее на аравийском полуострове было заметно холодно. В то время аравийский полуостров был землей, самой обильной дождями и реками в Мире. Уровень дождей и рек в современной Саудовской Аравии с уровнем дождей в северной Европе сейчас.

Наука неоднократно доказывала, что предсказания в Коране непременно сбываются.

Но что известно науке сейчас о причинах изменения климата. Эти причины связаны как с самой планетой, так и с космосом.

Жизнь планеты Земля определяют в известной мере процессы дегазации её недр, с одной стороны, и перенос различными флюидами газов и минеральных компонентов вглубь Земли метеогенными водами, с другой. Происходит круговорот их в природе. При этом в глубину недр Земли поступает окислённый углерод, а возвращается восстановленный. Последний поступает в уже имеющиеся залежи или участвует в восстановлении запасов эксплуатируемых месторождений (рис. 7) [10].

По другим исследованиям [11] реальной причиной современных климатических изменений являются:

– усиление планетарного процесса водородной дегазации, которая порождает комплекс физико-химических эффектов, выделяющих тепло (рис. 8).

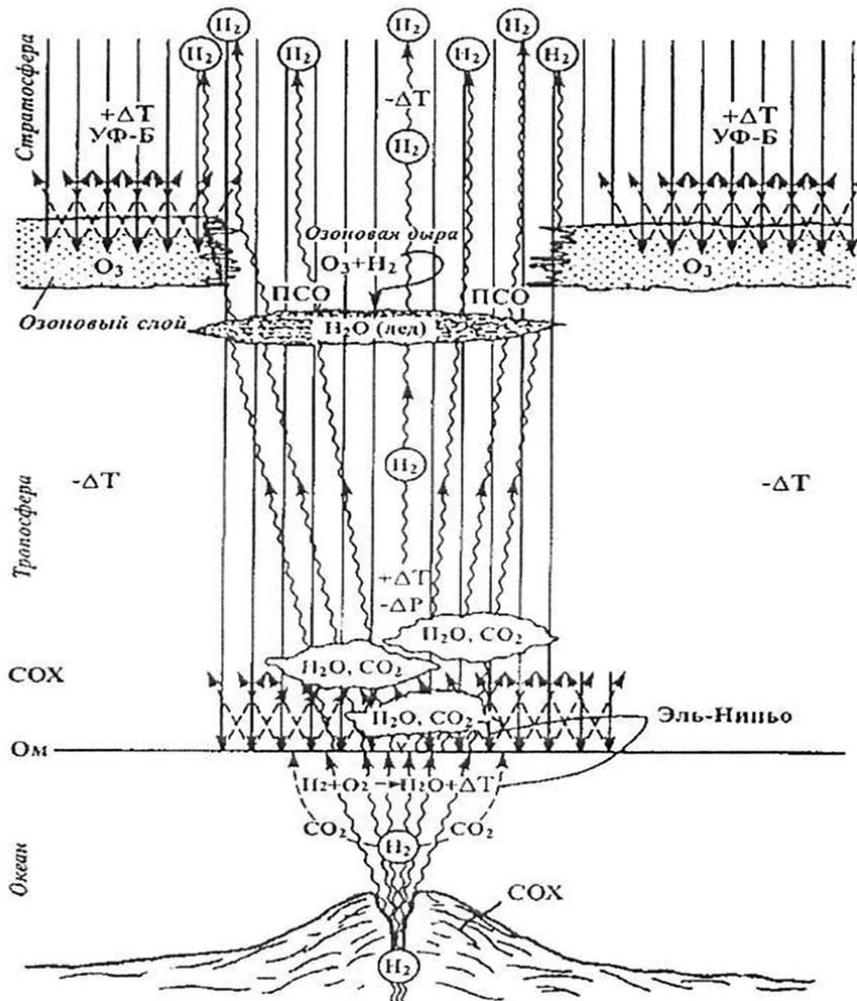


Рис. 8. Феноменологическая модель воздействия глубинной дегазации на поверхностные слои океана и атмосферы.

- отрицательный дроссельный эффект, т.е. сам выход водорода на дневную поверхность приводит к нагреву приземного воздуха.
- экзотермическое окисление водорода и метана в атмосфере.
- ионизация воздуха радиоактивными газами, выделяющимися из-под земли вместе с водородом, приводит к конденсации паров воды с выделением тепла.
- разрушение озонового слоя вызывает увеличение потока ультрафиолета к поверхности земли, который запускает здесь озonoобразующие реакции. Распад молекул приземного озона происходит с выделением теплового излучения.

Исследования специалистов ГРУ (СССР), США уже 40–50 лет назад в полной мере (один к одному) предсказали происходящие сегодня на планете климатические катаклизмы. По их исследованиям, Земля на рубеже 20–21 веков должна входить в определённую зону нашей галактики – новую эволюционную эпоху. Учёные Санкт-Петербургского института Арктики и Антарктиды также подтвердили связь климатических изменений на Земле с космосом. Это – направления дальнейших исследований человечества и первая задача для реальной климатической повестки.

Сегодня мы приходим к тому же, не карбонизация приводит к глобальному потеплению, а другие, пока неизвестные нам причины. Наоборот, потепление является основной причиной как карбонизации нашей планеты (усиливаются процессы биосинтеза УВ), так и частичной декарбонизации (процессы разрушения залежей жидких и газообразных УВ).

Литература

1. *Катасонов В.* Перераспределяем мировое богатство с помощью климатической политики. Истинная цель пропаганды «глобального потепления» – уничтожение углеводородной энергетики//Аргументы недели. – № 13(757). 2021. – С. 11.
2. *Муслимов Р.Х.* К чему приведёт предлагаемая Западом «климатическая повестка» по декарбонизации и глобальному энергопереходу//Бурение и нефть. № 1. 2022. – С. 18–26.
3. Энциклопедия научных открытий на основе Священного Корана и Сунны пророка. – Казань: Академия познания. 2005. – 317 с.
4. *Муслимов Р.Х.* Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009. – 727 с.
5. *Валяев Б.М., Титков Г.А., Чудетский М.Ю.* О генезисе изотопнолегкого метана нефтегазовых месторождений//Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 108–134.
6. *Мартынов В.Г., Бессель В.В., Кучеров В.Г., Лопатин А.С., Мингалеева Р.Д.* Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики: Монография – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 173 с.
7. *Мастепанов А.М.* От ковидного «сегодня» к низкоуглеродному «завтра»: анализ зарубежных прогнозов развития мировой энергетики // Георесурсы. Т. 23. № 3. 2021. – С. 42–52.
8. *Делягин М.* Чистые против чумазых //Аргументы недели. № 29(779). 2021. – С. 10.
9. *Чуйков А.* «Зелёный петух» клюнул? Лобби низкоуглеродной экономики душит Россию в объётах //Аргументы недели. № 12(756). 2021. – С. 8–9.
10. *Баренбаум А.А.* Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы. – М., 2007. – С. 41.
11. *Сывороткин В.Л.* Глубинная дегазация земли как фактор температурного воздействия на атмосферу//Нефтяная провинция. – DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.33-48>.

НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЬ ПРОЕКТОВ ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ДЛЯ СДЕРЖИВАНИЯ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ В СВЕТЕ НАРАСТАЮЩЕЙ ЭНДОГЕННОЙ АКТИВНОСТИ ПЛАНЕТЫ

Е.В. Хромова, И.Ю. Хромова, Н.П. Механтьева

Международный проект «Созидательное общество»

В последние 40 лет глобальные климатические изменения на планете приобрели беспрецедентный характер. Причинами этих изменений Межправительственной группой экспертов ООН по изменению климата (МГЭИК) рассматривает только антропогенный фактор, то есть увеличение парникового эффекта вследствие эмиссии парниковых газов в ходе индустриальной деятельности человека. Наибольшая роль отводится выбросам углекислого газа, для снижения которых предлагается сокращение производства углеводородного сырья и переход к так называемой «зелёной» энергетике. Благодаря широкой пропаганде данной теории МГЭИК в средствах массовой информации, природные, геологические и астрономические факторы изменения климата полностью игнорируются, в то время, когда на планете кроме роста глобальных температур наблюдается непредсказуемый рост эндогенной активности.

Антропогенная теория изменения климата не выдерживает никакой критики, базируясь на предположении, о том, что чем больше CO_2 в атмосфере, тем больше растёт температура. Данный вывод базируется только на теоретическом предположении, не доказанном экспериментально наукой. Рассмотрим наиболее очевидные «дыры» в теории глобального потепления в результате антропогенных выбросов CO_2 .

Углекислый газ – прозрачный газ без запаха и вкуса, который представляет собой микрокомпонент – его концентрации в атмосфере критически малы. По официальным данным, собранным в обсерватории на вулкане Мауна-Лоа, сейчас концентрации CO_2 составляют 419 ppm (измерения мая 2021 года), то есть 0,0419% атмосферы. 419 ppm – parts per million – миллионная часть в единице объёма воздуха, то есть содержание CO_2 составляет 4 молекулы на каждые 10 000 других молекул атмосферы. Предполагается, что именно эти 4 молекулы должны создать парниковый эффект, то есть задержать и передать тепло для остальных 10 000 молекул. Одно это уже должно вызывать вопросы у здравомыслящих людей.

Известно, что с 1958 года концентрация CO_2 с 315 ppm (0,0315%) выросла до 400 ppm в 2015 году, то есть за это время добавилась всего 1 молекула на 10 000 молекул атмосферы. Однако больший объём этого CO_2 был выброшен естественными источниками, такими, как океаны, вулканы, деревья и болота. Количество двуокиси углерода, выброшенное человечеством с 1750 года, за всю индустриальную эпоху, оценивается разными исследователями от 1 до 12%, то есть, от 0,0004% до 0,0048% общего содержания в атмосфере по объёму [1]. То есть человек за всё время добавил от 4 до 48 молекул на миллион других молекул атмосферы. Очевидно, что такой небольшой рост CO_2 , созданный человеком, не способен вызвать никаких климатических изменений и глобальных катаклизмов на планете. Содержание других парниковых газов в атмосфере еще на три порядка меньше, чем углекислого газа. Метан составляет всего несколько миллиардных частей в единице объёма воздуха (0,00018%), что в 220 раз меньше общего содержания CO_2 .

Природными источниками углекислого газа в атмосфере являются растения и разложение органических веществ, лесные пожары, извержения вулканов и океан. Крупнейшим резервуаром CO_2 является именно океан, в его глубинных водах растворено около 95% всего земного углекислого газа (МГЭИК, 1996). Океан является главным арбитром содержания CO_2 в атмосфере Земли. При нагревании Мирового океана даже на полградуса происходит мощнейший выброс этого газа в атмосферу. А когда океан охлаждается, он лучше поглощает CO_2 , и его концентрация в атмосфере снижается. В то время, как от некомпетентных людей можно услышать, что океан нагревается из-за повышения парникового эффекта в результате нарушенного человеком хрупкого равновесия, всё происходит полностью наоборот.

Сначала нагреваются воды океана, и только через 11–12 месяцев в атмосфере повышается концентрация CO_2 (рис. 1) [2].

На графике синим показан нагрев поверхности океана, который имеет достаточно устойчивый тренд и не нагревается сверх нормы, красным – нагрев поверхности суши с отставанием, и после с задержкой на 11–12 месяцев – рост и закономерное падение концентрации CO_2 . Поверхность океана, которая составляет 70% поверхности Земли, сезонно нагревается от солнечной энергии, а нагрев глубоких вод происходит по причине аномальной магматических процессов на дне в наши дни (зафиксированы многочисленные факты нагрева океана на глубине более 4 км, где температуры обычно постоянны и близки к нулю градусов Цельсия). Потепление океана увеличилось на 450% за последние 30 лет [3], а средние глубины океана за последние 60 лет нагрелись в 15 раз быстрее, чем за предыдущие 10 000 лет [4]. Именно по причине аномального нагрева глубинных вод сейчас на планете растёт температура океана, количество водяных паров (рис. 2, [5]) и концентрация CO_2 . Лучистая энергия солнца способна прогреть только верхние 200 метров толщи мирового океана.

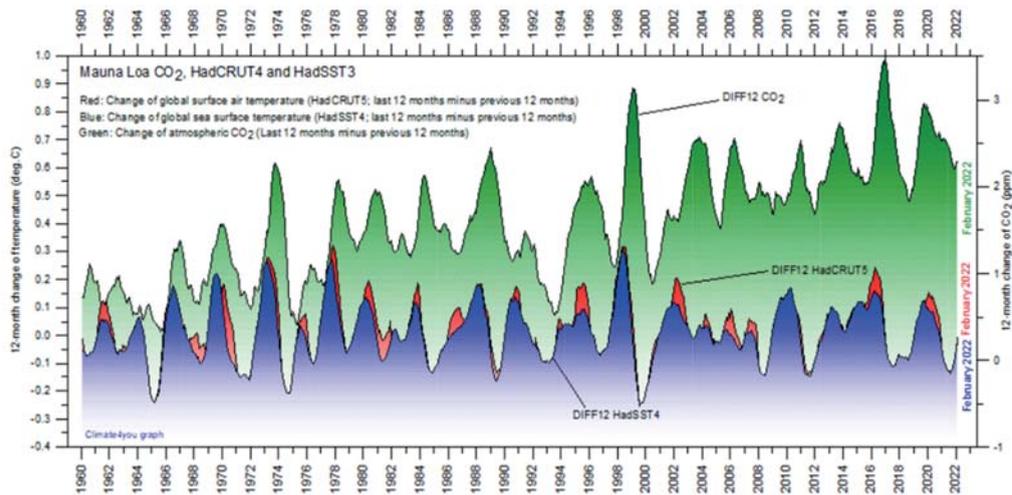


Рис. 1. Месячные изменения глобальной концентрации CO₂ в атмосфере (Мауна Лоа; зелёный), глобальной температуры поверхности моря (HadSST4; синий) и глобальной температуры воздуха у поверхности (HadCRUT5; красный пунктир). <http://www.climate4you.com/GreenhouseGasses.htm>

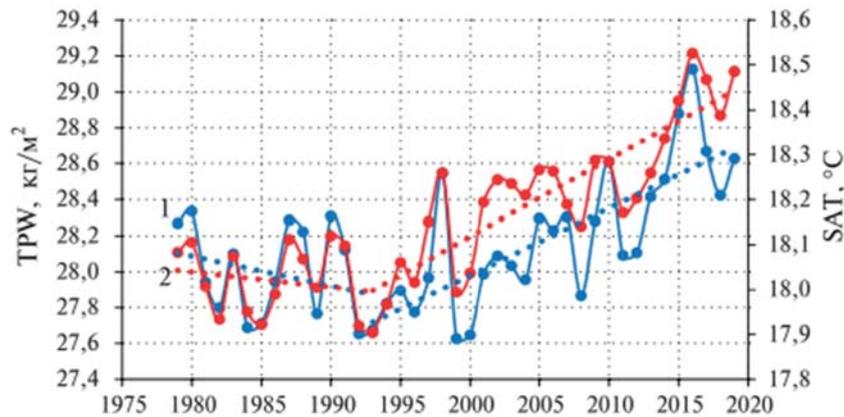


Рис. 2. Межгодовой ход годовых значений влагосодержания атмосферы (1) (кг/м²) и температура воздуха (2) (°C), над Мировым океаном в течение 1979–2019 гг [5].

И именно водяной пар является основным парниковым газом на Земле. Его содержание в среднем составляет около 2% и может достигать 4% в единице объёма воздуха, то есть в 50, а иногда и в 100 раз больше концентрации CO₂, и в 5000 раз больше выбросов антропогенного углекислого газа.

Водяной пар удерживает приблизительно 76–80% длинноволновой радиации, именно таков его вклад в парниковый эффект. В то время как вклад CO₂ (суммарно природного и антропогенного происхождения) в парниковый эффект составляет не более 3–4%. А общий вклад человека в парниковый эффект выбросами углекислого газа составляет 0,117% (таблица 1).

Anthropogenic (man-made) Contribution to the "Greenhouse Effect," expressed as % of Total (water vapor INCLUDED)

Based on concentrations (ppb) adjusted for heat retention characteristics	% of Greenhouse Effect	% Natural	% Man-made
Water vapor	95.000%	94.999%	0.001%
Carbon Dioxide (CO ₂)	3.618%	3.502%	0.117%
Methane (CH ₄)	0.360%	0.294%	0.066%
Nitrous Oxide (N ₂ O)	0.950%	0.903%	0.047%
Misc. gases (CFC's, etc.)	0.072%	0.025%	0.047%
Total	100.00%	99.72	0.28%

https://geocraft.com/WVFossils/greenhouse_data.html

В свете озвученной выше информации очевидным становится несостоятельность внедрения проектов по декарбонизации в нефтегазовую отрасль ввиду микроскопического эффекта данных мер.

По прогнозу учёных содержание CO_2 к 2050 году составит 466 ppm. То есть добавится 66 ppm относительно уровня 2015 года. Наибольший объём данных выбросов будет создан естественными источниками, поскольку 99% общего содержания CO_2 имеет естественное происхождение. Предусмотренные Парижским соглашением мероприятия по сокращению выбросов CO_2 , направленные на борьбу с глобальным потеплением, могут уменьшить содержание двуокси углерода антропогенного происхождения приблизительно на одну сотую от 0,04%. В случае полного перехода на зеленую энергетику все усилия по сокращению CO_2 в атмосфере к 2050 году дадут снижение ВСЕГО на 0,655 ppm. Сокращение антропогенной составляющей из общего объёма CO_2 на 0,0004% атмосферы, или меньше чем на 1 ppm, не будет иметь никакого климатического эффекта. При этом расходы на это сокращение, по разным данным будут составлять от 100 до 150 триллионов долларов США, взятых из средств налогоплательщиков. Антропогенное потепление — это грандиозная финансовая, научная и геополитическая афера современности, которая не имеет равным счётом никакого отношения к происходящему сегодня глобальному изменению климата.

Вопиющим фактом данной аферы является то, что климатические и геодинамические изменения на планете нарастают в катастрофической прогрессии и имеют совершенно другие причины, в то время как внимание и ресурсы мировой общественности отвлекается на микроскопические концентрации CO_2 .

Кроме очевидного роста глобальных температур, нагрева океана и таяния ледников в последние десятилетия, разные исследователи отмечают неестественный рост эндогенных процессов, вулканической и сейсмической активности. Растёт энергия землетрясений, их магнитуда и глубина. С 2014 года регистрируется рост числа землетрясений на глубине более 700 километров. Ранее сейсмологи предполагали, что на такой глубине землетрясения будут невозможны. Параллельно с ростом сейсмической активности растёт и число, и сила извержений вулканов, что фиксируется по объёму извергнутой лавы. Растёт активность подводных вулканов и аномальная магматическая активность на дне мирового океана. Причинами данных глобальных изменений в последние десятилетия являются процессы внутри Земли, а никак не человеческая деятельность, не способная повлиять на глубоководные землетрясения и извержения вулканов на дне океана.

Факты изменений внутри планеты хорошо известны и зафиксированы спутниковыми данными. В 1995 году было зафиксировано резкое ускорение дрейфа северного магнитного полюса в 3,5 раза, с 15 км в год до скорости 50–55 км в год. Электромагнитное поле генерируется за счёт динамо-механизма в ядре Земли, и поэтому очевидно, что изменения магнитного поля указывают на изменения в ядре. В 1998 году учёные зафиксировали резкое скачкообразное смещение ядра, наблюдая с помощью спутников за центром масс Земли [6]. В результате скачка ядро резко сместилось на север по направлению к полуострову Таймыр. Сейчас наблюдается асимметричная кристаллизация ядра. Из-за смещения ядра ускоряется вращение планеты, растёт её центробежная сила и деформация по экватору. Из-за увеличения центробежной силы магматические очаги в мантии начинают резко подниматься к поверхности, увеличивая выход эндогенной энергии из недр. Подъём магматических очагов под ледниками Западной Антарктиды и центральной Гренландии ускоряет таяние ледников снизу вверх. Зафиксированы многочисленные факты роста геотермальных аномалий, таяния вечной мерзлоты снизу в таких хорошо известных регионах, как например, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.

Глобальное изменение климата на Земле – это в основном производная от астрономических процессов и их цикличности. Геологическая история нашей планеты свидетельствует о том, что Земля уже неоднократно переживала подобные фазы глобального изменения климата и геодинамики. В.Б. Бубненко, В.В. Бушуев, А.М. Батулин, И.П. Копылов, Н.В. Петров, Дуглас Вогт и многие другие исследователи пришли к пониманию цикличности глобальных катаклизмов на Земле с периодом приблизительно в 12–13 тысяч лет, и сейчас человечество переживает вход в активную фазу данного цикла. В геологии, палеонтологии и археологии известен целый ряд свидетельств прошлых катастроф этого цикла. Каждое из этих катастрофических событий характеризовалось резкими изменениями не только климатической ситуации, но полной геодинамической перестройки: ослаблением и экскурсом магнитного поля, катастрофическими повсеместными извержениями вулканов, тектоническими перестройками, перепадами температур атмосферы на 10–15 градусов, изменением уровня мирового океана на 20–50 метров, последующими масштабными оледенениями.

В условиях глобальных климатических и геодинамических изменений необходима глобальная консолидация научного и технического потенциала. Это возможно только в условиях изменения формата общества с потребительского на Созидательный, в котором жизнь каждого человека становится главной ценностью, а свобода, безопасность, и благополучие всех людей обеспечивается самим обществом. Построение такого формата общества возможно только при активном участии каждого человека.

Литература

1. *Skrable, Kenneth; Chabot, George; French, Clayton* World Atmospheric CO₂, Its 14C Specific Activity, Non-fossil Component, Anthropogenic Fossil Component, and Emissions (1750–2018), Health Physics: February 2022 – Volume 122 – Issue 2 – p 291-305 doi: 10.1097/HP.0000000000001485

2. Humlum, O., Stordahl, K. and Solheim, J-E. 2012. The phase relation between atmospheric carbon dioxide and global temperature. *Global and Planetary Change*, online version August 30, 2012.

3. Cheng, L., and Coauthors, 2020: Record-setting ocean warmth continued in 2019. *Adv. Atmos. Sci.*, 37(2), 137–142, <https://doi.org/10.1007/s00376-020-9283-7>.

4. Pacific Ocean heat content during the past 10,000 years. *Science*. 2013 Nov 1;342(6158):617–21. doi: 10.1126/science.1240837.

5. Малинин В.Н., Вайновский П.А. Тренды компонент влагообмена в системе атмосфера-океан в условиях глобального потепления по данным архива Reanalysis-2 // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2021. Т. 18. № 3.

6. Синхронные скачки активности природных планетарных процессов в 1997–1998 гг. и их единый механизм. Баркин Ю.В. в сборнике Геология морей и океанов: Материалы XIX Международной научной конференции по морской геологии. – ГЕОС, Москва, 2011. – Т. 5. – С. 28–32.

7. Скачкообразные изменения трендов геодинамических и геофизических явлений в 1997–1998 гг. Авторы: Баркин Ю.В., Смольков Г.Я. Всероссийская конференция по солнечно-земной физике, посвящённой 100-летию со дня рождения члена-корреспондента РАН В.Е.Степанова (16–21 сентября 2013, г. Иркутск), г. Иркутск, 2013.

8. Smolkov GY. Exposure of the solar system and the earth to external influences. *Phys Astron Int J*. 2018;2(4):310–321. DOI: 10.15406/paij.2018.02.00104\

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕЁ РЕАЛИЗАЦИИ

Р.В. Вафин, И.А. Магзянов, А.Г. Миннуллин, И.И. Литвинов

Закрытое акционерное общество «Алойл», г. Бавлы, aloipto@mail.ru

При разработке новых месторождений основной, целеполагающей задачей, для любой нефтяной компании является получение промышленного притока нефти. При этом существующие реалии, в области законодательства и заботы об охране окружающей среды, заставляют нефтяные компании искать и применять наиболее эффективные технологии при разработке и эксплуатации месторождений.

К примеру, география деятельности нашей компании из года в год расширяется, открываются новые, небольшие месторождения, которые располагаются всё дальше от основных объектов нефтедобычи компании, расположенных на юго-востоке Республики Татарстан. За последние годы на территории Оренбургской области открыто и освоено несколько малых месторождений, ведётся их успешная разработка. На стадии пробной эксплуатации пробурён фонд скважин, обустроена необходимая первоначальная инфраструктура. Одним из таких месторождений является Алданское месторождение Ореховского лицензионного участка.

Однако при разработке месторождения существует ряд общих правил, которые необходимо соблюдать. Так показатель утилизации попутного нефтяного газа на месторождении должен составлять не менее 95% от общего добытого объёма. Учитывая территориальную удалённость месторождения от установки подготовки нефти ЗАО «Алойл», необходимо было проявить рациональный подход к обустройству Алданского месторождения и эффективно решить проблему утилизации попутного нефтяного газа. Изучив опыт нефтегазовых компаний, было найдено эффективное решение. Таким решением стало внедрение в эксплуатацию газопоршневой электроустановки ГПУ-200. В последствии нашей компании также удалось первой, среди малых нефтяных компаний России, организовать реализацию, вырабатываемой за счёт утилизации ПНГ, электроэнергии сторонним потребителям, но обо всём по порядку.

Основной состав оборудования:

- БК-ГПУ-М1 (Блок-контейнер под АГП-М1 размерами 5500x2400x2500 мм, с системой вентиляции, с системой ПОС, контроля загазованности, отопления, освещения);
- ГПУ-М1 (Газопоршневая установка модернизированная на раме в составе приводного двигателя ЯМЗ-7514, синхронного генератора мощностью 200 кВт, системы зажигания, системы основного охлаждения);
- Система управления TIMSYS;
- Градильная (система охлаждения);
- СПТГ-02 вер. 1,5 (система подготовки топливного газа);
- Расходомер газа ДРГ.М 160/80.

Рис. 1. ГПУ-200.



ЗАО «Алойл» ведёт свою деятельность с 1997 года, за это время введены в эксплуатацию множество производственных объектов, установка подготовки нефти, система поддержания пластового давления с применением водогазового воздействия, система газопроводов для транспортировки и реализации попутного нефтяного газа в систему ПАО «Татнефть». Все объекты ЗАО «Алойл» обустроены и эксплуатируются на высоком технологическом уровне. В соответствии с технологическими схемами разработки эксплуатируемых месторождений и проектами пробной эксплуатации вновь вводимых месторождений, реализуются мероприятия по утилизации попутного нефтяного газа.

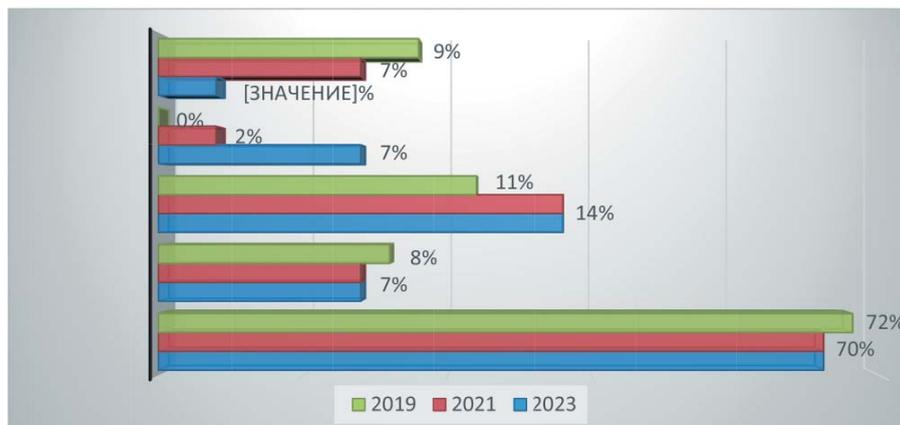


Рис. 2. Плановые показатели использования ПНГ в ЗАО «Алойл».

На этапе проектирования первых эксплуатационных скважин Алданского месторождения компания проявила инновационный подход к обустройству и использовала мобильную блочную сепарационно-наливную установку (МБСНУ) вместо капитального строительства установки сбора нефти, что является рациональным решением и полностью соответствует философии компании направленной на экономию внутренних и внешних ресурсов. Преимущества установки в её мобильности и, по необходимости, возможности быстрого применения на других участках разработки и месторождениях компании. Применение МБСНУ позволяет осуществлять первичный сбор и сепарацию принимаемой продукции скважин Алданского месторождения. При этом ключевым аспектом деятельности компании является также и особое внимание вопросам охраны окружающей среды и безопасности производства.

Внедрение газопоршневой электроустановки (ГПУ), работающей на попутном нефтяном газе, значительно повысило энергоэффективность оборудования на Алданском месторождении. Попутный нефтяной газ после первой ступени сепарации на МБСНУ поступает на газопоршневую электроустановку, которая вырабатывает порядка 75 кВт*час электроэнергии, при этом для обеспечения оборудования на месторождение требуется порядка 50 кВт*час.

С 2020 года нашими специалистами велись переговоры с Оренбургским филиалом Акционерного общества «ЭнергосбыТ Плюс», являющегося поставщиком электроэнергии для различных потребителей в Оренбургской области. Весной 2021 года между ЗАО «Алойл» и АО «ЭнергосбыТ Плюс» заключён договор реализации электроэнергии. Основным предметом договора являются двусторонние обязательства в части передачи и оплаты, вырабатываемой ЗАО «Алойл» электроэнергии. Само по себе заключение такого договора является отправной точкой в повышении эффективности разработки месторождения, рационального использования ресурсов, а также создаёт прецедент для других компаний способных вырабатывать и реализовывать электроэнергию сторонним потребителям.

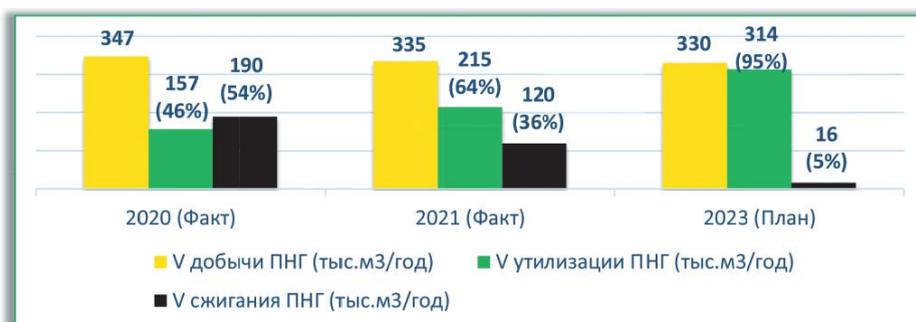


Рис. 3. Плановые показатели добычи и использования ПНГ на Алданском месторождении.

На сегодняшний день в компании наработан положительный опыт эксплуатации газопоршневой электроустановки, используемое решение показало свою эффективность и применимость в текущих условиях. В 2022–2023 гг. планируется осуществить установку второй газопоршневой электроустановки для утилизации 100% объёма попутного нефтяного газа на Алданском месторождении, а в перспективе использовать данное решение и на других месторождениях компании.

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ НАУКИ

А.А. Баренбаум, А.П. Шиловский

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, azary@mail.ru

В настоящее время перед человечеством остро стоит вопрос поиска решения проблемы глобального потепления климата, представляющего для многих стран очень серьёзные геополитические и экономические последствия. Это потепление сегодня принято связывать с увеличением содержания в атмосфере углекислого газа (CO_2) и других парниковых газов в результате добычи и потребления ископаемых горючих полезных ископаемых: нефти, газа и угля.

Поэтому решение климатической проблемы руководители развитых стран видят в «декарбонизации», то есть замене этих углеродных топлив возобновляемыми «зелёными» источниками энергии, которыми считают энергию Солнца, ветра и воды. Строятся также планы в будущем перевести мировую экономику на «чистый» водород, получаемый с помощью «зелёных» источников, потребление которого в качестве источника энергии не приводит к образованию CO_2 . Вместе с тем полный отказ от УВ при переходе к «зелёной» энергетике, как сегодня стало очевидным [1], вряд ли в дальнейшем будет необходим.

Отметим, что в настоящее время существуют два разных подхода противодействия антропогенному потеплению климата. Один основан на учёте объёма выбросов парниковых газов при хозяйственной деятельности людей и попыток его снизить каким-либо способом, другой – на принципиальном решении фундаментальной проблемы происхождения нефти и газа, имеющей прямое отношение к наблюдаемым климатическим изменениям.

Первый подход – рыночный, регламентируется принятыми в настоящее время международными соглашениями по климату, подписанными 192 странами. Данный подход сводится к торговле квотами на выброс парниковых газов между высокоразвитыми странами и странами с развивающейся экономикой. Этот коммерческий подход опирается на мнение Межправительственной группы экспертов ООН, согласно которому потепление климата вызвано антропогенными выбросами углекислого газа (CO_2) и метана (CH_4). Вместе с тем установлено, что главным парниковым газом является водяной пар, парниковый эффект от которого значительно превышает суммарное влияние на климат CO_2 , CH_4 и др. Однако этот фактор эксперты ООН в расчёт не принимают и никак не учитывают.

В результате обнаруживается полная научная несостоятельность подхода к решению проблемы климата продажей квот на выбросы парниковых газов, так и декарбонизации мировой экономики, как «новой энергетической стратегии», способной решить эту проблему за счёт отказа от добычи «грязных» нефти и газа использования «зелёного» водорода.

Второй подход – научный, вскрывает истинную причину изменения климата. Этой причиной является вмешательство людей при хозяйственной деятельности в геохимический круговорот вещества, происходящий в биосфере нашей планеты. Этот подход опирается на биосферное учение В.И. Вернадского [2], а также работы отечественных ученых [3–33], включая три научных открытия, сделанных ими на протяжении последних 40 лет.

Первое открытие – это «Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры», официально зарегистрированное в СССР как научное Открытие № 342 от 21.04.1982 г. [5]. Это явление заключается в образовании углеводородов в результате механохимического преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических полей [3–5]. Позже авторы открытия в экспериментах доказали, что газонефтяные УВ образуются не только из органического, но и из неорганического [6, 7], а также предельно окисленного [8] углеродсодержащего вещества. Таким образом, было установлено, что в природных условиях УВ возникают не только под действием тепловой, но и механической энергии вмещающих пород. Это открытие обосновало возможность образования широкой гаммы нефтегазовых углеводородов из углеродного вещества с участием тектонических и сейсмических процессов при пластовых температурах менее 60–70°C.

Это новое явление независимо изучал В.И. Молчанов [9–13]. Под его руководством в Институте геологии и геофизики СО АН СССР, начиная с 1970-х годов, велись исследования углеродсодержащих минералов и пород при сверхтонком измельчении в водонасыщенных средах. Итогом работ стало понимание механохимического механизма генерации водорода и синтеза УВ в осадочных породах при умеренных термобарических условиях.

Данный механизм, названный «геосинтезом», с начала 2000-х годов экспериментально изучался С.Н. Закировым с сотрудниками в Институте проблем нефти и газа РАН [14–19]. Исследовался синтез УВ по реакции $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$, которая термодинамически запрещена при стандартных условиях, но становится возможной при механической активации минеральной матрицы пород. Моделирование этой реакции при комнатной температуре и атмосферном давлении показало, что в условиях водонасыщенной активированной матрицы пород синтез УВ по реакции $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ сопровождается разложением на водород и кислород большой массы воды, а также выделением тепла. В экспериментах получен вывод, что с химической точки зрения реакция $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ относится к тому же классу поликонденсационных реакций синтеза УВ из окислов углерода и водорода [16, 20], что и известные реакции Фишера-Тропша ($\text{CO} + \text{H}_2$), Энгельгардта-Кельбеля ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O}$) и др.

Второе открытие. В начале 1990-х годов геологи нашей страны обнаружили, что ряд месторождений, где добыча нефти и газа была приостановлена вследствие распада СССР и передела собственности, через 2–3 года уве-

личили притоки углеводородов в залежи [21–25]. Этот факт первоначально удалось заметить на поздних стадиях разработки месторождений, эксплуатировавшихся 50 и более лет. Притоки сначала пытались связать с недостаточной точностью оценки извлекаемых запасов, либо с подпиткой залежей из соседних пластов.

Однако к 2000-м годам стала очевидна повсеместная распространённость данного явления, что привело геологов к выводу о постоянном образовании и/или поступлении УВ в разрабатываемые залежи. Первыми поняли и правильно объяснили суть обнаруженного явления сотрудники МГУ Б.А. Соколов и А.Н. Гусева [21]. В 1993 году они заявили, что: «Нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми, освоение которых должно строиться исходя из баланса объёмов генерации углеводородов и возможностей их отбора в процессе эксплуатации месторождений».

Третье открытие. Десятью годами позже была разработана биосферная концепция нефтегазообразования [26–30]. Биосферная концепция принципиально решила балансовые вопросы круговорота углерода через земную поверхность с учётом образования УВ в недрах и хозяйственной деятельности людей. Это позволило на основе предложенной теоретической модели подтвердить новую нефтегазовую парадигму, а также показать, что месторождения нефти и газа фактически являются естественными ловушками углерода, циркулирующего через земную поверхность в трёх главных циклах круговорота – двух геологических с характерными временами $\sim 10^6$ – 10^7 лет и $\sim 10^8$ – 10^9 лет соответственно, и климатическом – «биосферном» с периодом ≈ 40 лет. Последний цикл вызван переносом углерода в виде CO_2 из атмосферы метеогенными водами в процессе их климатического круговорота.

Все три цикла тесно связаны между собой и происходят таким образом, что над земной поверхностью, играющей при круговороте роль геохимического барьера, подвижный углерод преимущественно циркулирует в окисленном виде CO_2 , а под поверхностью – восстанавливается по механизму геосинтеза до УВ. В этом механизме донором углерода в УВ могут являться органическое вещество, водорастворенный CO_2 и углеродсодержащие минералы, а донором водорода является вода. Из-за низкой растворимости в воде УВ формируют в геологических структурах-ловушках верхней зоны земной коры собственные скопления в виде нефти и газа.

До создания биосферной концепции участие в процессах нефтегазообразования 40-летнего цикла углерода в геологии и в метеорологии во внимание не принималось. Однако именно этот цикл играет главную роль в пополнении месторождений нефти и газа, а также определяет региональные и глобальные изменения погоды и климата на планете.

В соответствии с биосферной концепцией образование нефти и газа в недрах вызвано как процессами, происходящими под земной поверхностью, так и циркуляцией CO_2 над ней. В этих процессах важное участие принимает человек, который в определённой мере может на них влиять. Показано, что при научно обоснованной системе разработки и потребления нефти и газа их месторождения становятся восполняемыми источниками углеводородного сырья, т.е. «зелёными» источниками энергии.

Согласно выводам биосферной концепции, при существующей практике разработки месторождений нефти и газа с применением методов гидроразрыва пласта, уничтожающих ловушки УВ, человек нарушает существующее региональное и глобальное динамическое равновесие геохимической системы биосферы. В соответствии с принципом Ле-Шателье биосфера стремится устранить это воздействие всеми доступными способами. Поэтому рост содержания CO_2 и CH_4 в атмосфере – это одно из возможных проявлений реакции биосферы на нарушение своего равновесия, такое же как современное потепление климата, повышение интенсивности дегазации недр, пополнение разрабатываемых месторождений и т.д. [23–32].

Подчёркнём, что все эти явления вызваны процессами не на поверхности, а в недрах Земли. Согласно биосферной концепции, их основной причиной является активизация круговорота углерода и воды через земную поверхность в 40-летнем цикле, главным образом, вследствие деятельности человека.

Описанные открытия остались практически незамеченными даже у нас в стране. Совершенно новый смысл приобретают эти открытия в свете предлагаемой декарбонизации, предполагающей новую энергетическую парадигму в виде перехода на «чистый водород» в качестве источника энергии, обеспечивающий вроде бы снижение негативного воздействия на климат из-за уменьшения выбросов парниковых газов. В парниковые газы назначены только метан и углекислый газ, хотя основным парниковым газом на Земле является водяной пар, парниковый эффект которого значительно выше, чем у метана и углекислого газа.

Очевидным становится, что провозглашённый энергопереход является политическим, а не научным проектом, имеющим целью извлечение дополнительных выгод за чужой счёт.

В свете открытий отечественных ученых к настоящему времени твердо установлено, что УВ, участвуя в непрерывном геохимическом круговороте углерода биосферы, являются возобновляемыми ресурсами планеты. Безусловно, следует бороться за снижение вредных выбросов при использовании углеводородного сырья, постоянно, однако, помня, что сами вредные выбросы могут являться сырьём для производства необходимых человеку продуктов. При этом экспериментально доказано, что добыча нефти и газа может вестись экологически менее вредными способами, которые позволяют пополнять месторождения и поддерживать высокий нефтегазовый потенциал недр.

Анализ вышесказанного даёт возможность обосновать комплекс мер, позволяющих разрабатывать месторождения нефти и газа, как восполняемых источников углеводородов. Для снижения влияния добычи на климат эти меры должны включать [33]:

- строгий контроль за технологиями разработки месторождений методами гидроразрыва пласта, с целью максимального сохранения естественных ловушек нефти и газа;
- извлечение из недр углеводородов в количестве, не превышающем объёмов их поступления в залежи;
- продуманную логистику, при которой углеводороды потребляются в пределах тех же гидрологических (нефтегазоносных) бассейнов, где добываются. Следует стремиться, что бы производимый при этом объём CO₂ в максимально полном объёме возвращать в недра.

Практика транспортировки нефти и газа за тысячи километров от мест добычи уже сегодня привела к смещению основных скоплений углеводородов на шельф Мирового океана, где они отлагаются главным образом в виде аквамаринных газогидратов, порождая новые проблемы.

Новые представления о нефти и газе, как неунничтожимых энергоносителях, очевидно, требуют серьёзного анализа и пересмотра всей сложившейся сегодня в мире системы хозяйствования. Показано, что нефть и газ – это возобновляемые полезные ископаемые нашей планеты, восполняемые в залежах при правильной эксплуатации месторождений.

Сам термин «декарбонизация» не имеет научного смысла, так как углерод на планете никуда не исчезает, а участвует в непрерывном геохимическом круговороте, то окисляясь на поверхности до CO₂, то восстанавливаясь под поверхностью до УВ. Если смотреть шире, круговорот углерода на нашей планете является основой существования всех организмов, включая человека. Таким образом, призывая к «декарбонизации» человеческой цивилизации, авторы этого антинаучного лозунга призывают к самоуничтожению.

Литература

1. Мартынов В., Кучеров В., Бессель В., Лопатин А. Неорганический синтез нефти как фактор устойчивого развития глобальной энергетики // Энергетическая политика. Режим доступа: <https://energypolicy.ru/neorganicheskij-sintez-nefti-kak-faktor-ustojchivogo-razvitiya-globalnoj-energetiki/neft/2022/12/19/>
2. Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и её окружение. – М.: Наука. 2001. – 376 с.
3. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Новые данные по экспериментальному изучению преобразования ископаемого органического вещества с использованием механических полей. ДАН. 1981. Т. 257. № 1. – С. 207–211.
4. Трофимук А.А., Черский Н.В., Галимов Э.М. и др. Природный фактор, вызывающий преобразование ископаемого органического вещества // Геология и геофизика. 1982. № 6. – С. 72–77.
5. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры // Диплом на открытие № 326. Приоритет 21.04.1982.
6. Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. – Новосибирск: Наука. 1985. – 224 с.
7. Черский Н.В., Царев В.П. Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры // Доклады АН. 1984. Т.279. № 3. – С. 730–735.
8. Черский Н.В., Мельников В.П., Царев В.П. Явление генерации углеводородов из предельно окисленных соединений углерода и воды // Доклады АН. 1986. Т.288. № 1. – С. 201–204.
9. Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде // Доклады АН. 1967. Т. 174. № 5. – С. 1185–1187.
10. Молчанов В.И., Павлов А.Л., Гонцов А.А. Экспериментальные исследования образования углеводородов из твёрдого органического вещества // Доклады АН. 1969. Т.189. № 2. – С. 397–399.
11. Молчанов В.И. Генерация водорода в литогенезе. Новосибирск: Наука. 1981. – 142 с.
12. Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. – Новосибирск: ИГГМСО РАН, 1992. – 246 с.
13. Молчанов В.И., Селезнёва О.Г., Жирнов Е.Н. Активация минералов при измельчении. – М: Недра. 1988. 208 с.
14. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Природный геосинтез углеводородов и его следствия // Тр. IV Межд. науч. симп.: «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». – М: ВНИИ нефть. 2013. Т.1. – С. 130–135.
15. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа // Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт): Тр. VIII Межд. Технол. симп. – М.: Институт нефтегазового бизнеса. 2013. – С. 43–46.
16. Баренбаум А.А. Изучение условий образования нефти с использованием теоретической модели Андерсона-Шульца-Флори // Вестник ОНЗ РАН – № 1(25). 2007.
17. Баренбаум А.А., Климов Д.С. Измерение скорости разрушения карбонизированной воды при геосинтезе // Труды ВЕСЭМПГ-2015. Т. 2. 2015. – М.: ГЕОХИ РАН. – С. 336–340.

18. Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. и др. Физико-химические процессы при заводнении нефтяных месторождений карбонизированной водой // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-176729-RU.
19. Zakirov S.N., Barenbaum A.A., Zakirov E.S. et al. Revisiting the Development of Oil Deposits with Low Permeability Reservoirs // Indian Journal of Science and Technology. 2016. Vol. 9(42).
20. Руденко А.П. Теория саморазвития открытых каталитических систем. – М.: МГУ. 1969. – 276 с.
21. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник МГУ. Сер. геол. 1993. № 3. – С. 48–56.
22. Смирнова М.Н. Возможность современного формирования залежей нефти и газа // Новые идеи в науках о Земле. IV между. конф. – М.: МГГА 1999. Т.1. – С. 272.
23. Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Известия Самарского НЦ РАН. 2000. Т. 2. № 1. – С. 166–173.
24. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Влияние флюидного режима кристаллического фундамента Татарского свода на регенерацию запасов Ромашкинского месторождения // Новые идеи в науках о Земле. IV Между. конф. – М.: МГГА. 1999. Т.1. – С. 264.
25. Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. Спец. выпуск. 2004. – С. 43–49.
26. Баренбаум А.А. Механизм формирования скоплений нефти и газа // Доклады АН. 2004. Т. 399. № 6. – С. 802–805.
27. Баренбаум А.А. Решение проблемы нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования // Уральский геологический журнал. № 2(92). 2013. – С.3–27.
28. Баренбаум А.А. Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере // Георесурсы. 2015. № 1(60). – С. 46–53.
29. Баренбаум А.А. К вопросу нисходящей фильтрации воды в нефтегазоносных осадочных бассейнах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. 2015. 12(2).
30. Баренбаум А.А. О возрасте нефти в залежах // Георесурсы. 2017. 19(1). – С. 30–37.
31. Баренбаум А.А. О связи процессов нефтегазообразования и дегазации с разложением подземных вод // Георесурсы. 2018. 20(4), ч.1, – С. 288–298.
32. Баренбаум А.А. Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений // Георесурсы. 2019. Т.21, № 4. – С. 34–39.
33. Баренбаум А.А., Шиловский А.П., Шиловская Т.И. Современное нефтегазообразование // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Матер. Между. науч. конф. – Казань: Изд-во Казанского ун-та. 2006. – С. 34–38.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА БАЗЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

А.С. Маслов

*Начальник управления проектных продаж департамента генерации
и международных проектов «ЮнигринЭнерджи»*

Согласно последним исследованиям, нефтегазовые компании стали лидерами по вводу солнечных электростанций на своих объектах как во всём мире, так и в России. На их долю по статистике за 2014–2022 гг. приходится более 70% мощности коммерческих солнечных электростанций.

Рост интереса со стороны бизнеса по добыче и переработке нефти и газа к ВИЭ в первую очередь связан со стремлением обеспечить надёжную и автономную работу своих производств, оптимизировать затраты и уменьшить количество вредных выбросов в атмосферу.

По типу решаемых задач энергоэффективные проекты в сфере солнечной энергетики делятся на сетевые и автономные солнечные электростанции.

Сетевые солнечные электростанции обеспечивают снижение собственного потребления электроэнергии и повышают пиковую мощность оборудования.

Первая коммерческая сетевая солнечная электростанция мощностью 250 кВт была установлена на строящемся заводе по производству высоковольтных электродвигателей АО «РЭД» в Челябинске. На станции было установлено 840 гетероструктурных солнечных модулей, которые отличаются рекордным для серийного производства КПД – эффективность солнечной ячейки такого модуля составляет более 22%. Вся вырабатываемая электроэнергия используется для нужд завода. Выработка электроэнергии за счёт солнечной электростанции позволяет ежегодно избегать более 100 тонн выбросов углекислого газа в атмосферу.

Чем выше мощность станции, тем выше процент замещаемой выработки и тем быстрее можно оценить дежурный эффект от снижения потребления электроэнергии из сети.

В 2019 году мы начали работу с «Газпром нефтью». Пилотной площадкой для реализации проекта по строительству солнечных электростанций на нефтеперерабатывающих заводах компании стал Омский НПЗ, где была построена СЭС мощностью 1 МВт. С учётом инсоляции Омска расчётная годовая выработка электростанции составляет 1,2 млн кВт*ч. Такой объём эквивалентен сжиганию более 1,8 тыс. тонн угля и позволит избежать более 5 тыс. тонн выбросов CO₂ в атмосферу от выработки угольных ТЭЦ. Электростанция размещена на площади 2,5 га, состоит из 2,5 тыс. солнечных панелей и полностью обеспечивает электроэнергией комплекс административных зданий ОНПЗ.

Второй большой сегмент солнечных решений для нефтегазового бизнеса – автономные станции. Разработка месторождения нефти или газа подразумевает эксплуатацию большого количества оборудования, для работы которого требуется электричество. Вместе с тем многие скважины и производства находятся в отдалённых регионах с суровыми климатическими условиями, где энергосеть работает с перебоями или её нет совсем. Традиционные источники энергии, вырабатывающие электроэнергию для обеспечения работы на месторождениях, дорого стоят и оказывают негативное влияние на окружающую среду.

Солнечная генерация, оснащённая промышленными накопителями энергии, позволяет сократить потребление дизельного топлива до 50%. Строительство таких станций занимает непродолжительный период времени (в среднем 3 месяца) и позволяет создавать полностью автономные надёжные решения.

Один из крупнейших проектов в автономной солнечной генерации был реализован на месторождении «Светлое» в Хабаровском крае. Солнечная станция мощностью 1 МВт обеспечивает ежегодную выработку 1250 МВт*ч, что экономит до 270 тонн дизельного топлива в год. Снижение выбросов CO₂ составляет 458 тонн в год.

Мы также разработали решения контейнерного типа, которые позволяют решить локальные задачи по электроснабжению. Мощность автономно-гибридных электроустановок, оснащённых аккумуляторами и дизельным генератором в качестве резерва, подбирается в зависимости от необходимого потребления.

Так, для компании «Алроса» были разработаны мобильные установки мощностью 7,44 кВт, которые обеспечивают электроснабжение станций дозаправки автомобилей на автодороге зимнике.

На сегодня мы реализовали уже более 10 проектов для нефтегазового сектора совокупной мощностью 3 5 МВт.

ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ В СКВАЖИНАХ И ИХ НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

В.М. Трифаничев

ООО «Геологический центр СПбГУ», г. Санкт-Петербург, valera-geo@yandex.ru

Основной негативной особенностью практически всех пробуренных скважин является тот факт, что, проходя через горные породы и водоносные горизонты, различные по своим физико-механическим свойствам и составу, скважины становятся на время (в основном, на неопределённо длительное время) проводящими каналами. В наибольшей степени от этого страдают подземные воды. Находясь в различных вмещающих породах и имея различные гидродинамические параметры и химический состав, подземные воды, благодаря пробурённым скважинам, соединяются между собой, что вносит корректировку в их химический состав, а иногда в гидродинамические характеристики. При сооружении водозаборных скважин используется традиционная технология разобщения водоносных горизонтов, представляющая собой установку в скважину обсадных колон, перекрывающих вышележащие водовмещающие породы и изоляцию затрубного пространства посредством их цементирования. От качества изоляции этого пространства целиком зависит наличие или отсутствия заколонных перетоков, и как следствие перемешивание и загрязнение подземных вод. Однако основным недостатком этого способа изоляции обсадных колон является то, что разобщение горизонтов происходит временно. И время это зависит от физико-механических свойств образующегося в затрубном пространстве цементного камня. Под воздействием динамических нагрузок и агрессивного воздействия фильтрата во временном диапазоне цементный камень трескается и выщелачивается. Эти процессы ускоряют его разрушение, способствуя образованию заколонных перетоков в скважинах. А поскольку для изоляции обсадных колон используются только твердеющие материалы на цементной основе, то разрушение этих искусственных материалов во временном диапазоне явление закономерное и неизбежное. А отсюда следует, что любая скважина, вскрывшая два и более водоносных горизонта будет являться, в отдаленной перспективе или уже является, источником загрязнения подземных вод. В подтверждение выше сказанного можно привести многочисленное количество примеров, негативного воздействия на подземные воды и окружающую среду, заколонных перетоков, образовавшихся в затрубном пространстве скважин, пробуренных на углеводороды. Например, на месторождениях Волго-Уральской, Прикаспийской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, а также в других регионах нефтедобычи, переработки и хранения нефти известны случаи техногенных скоплений флюидов в вышележащих горизонтах, имеющие катастрофические последствия. Или факт массовой гибели птиц, дельфинов, рыбы, вследствие утечек нефти в Каспийском море из ликвидированных и законсервированных скважин [1]. Немало аналогичных примеров в скважинах технологических, водозаборных и геологоразведочных на ТПИ.

Несмотря на многочисленные исследовательские работы по совершенствованию качества цементного камня, обеспечить полное разобщение горизонтов при бурении и обустройстве скважин пока не удаётся. А основная причина заключается в агрегатном состоянии изоляционного материала в конечной фазе его формирования. После заполнения тампонажным раствором затрубного пространства до начала его кристаллизации статическое давление, создаваемое раствором, оказывает воздействие на пластовое давление фильтрата и процесс начала кристаллизации протекает аналогично лабораторному. Но по мере твердения тампонажного раствора и формирования цементного камня статическое давление снижается и плавно стремится к нулю [2]. По мере снижения давления на пласт фильтрат, под действием пластового давления, проникает в цементное кольцо и оказывает влияние на формирование цементного камня. Вероятнее всего влияет на адгезию на контакте «цементный камень – горная порода» и «цементный камень – обсадная труба». С этого момента формирование цементного камня и его физико-механических свойств происходит не по регламенту лабораторных испытаний. Следует добавить и агрессивное влияние подземных вод на цементный камень.

Даже если допустить, что используется самый совершенный состав тампонажного раствора, то всё равно не получим цементный камень в скважине с физико-механическими свойствами, полученными в лаборатории. Даже в самой совершенной лаборатории невозможно создать, а тем более рассчитать (или предугадать) условия, при которых происходит формирование цементного камня в скважине. Отсутствуют технологии, позволяющие контролировать и корректировать процессы распределения и кристаллизации тампонажного раствора после его закачки в скважину. И даже если допустить, что тампонажный раствор равномерно распределился в кольцевом пространстве и при кристаллизации не даст усадку, то 3 суток, которые выделяются на ОЗЦ, недостаточно для формирования физико-механических свойств цементного камня. Далее по истечении этих суток при проведении испытаний обсадной колонны на герметичность избыточным давлением происходит первое нарушение целостности образовавшегося цементного камня с образованием микротрещин. Затем цементный камень, находящийся на стадии набора прочности, подвергается динамическим нагрузкам, вызванными работой КНБК и бурильных труб при дальнейшем бурении скважины. И, наконец, перфорация обсадных колон при вторичном вскрытии продуктивного пласта. Все эти воздействия приводят к образованию в цементном камне микротрещин, а проникающий в них фильтрат (под воздействием пластового давления) и воздействие динамических нагрузок (под воздействием горного давления) способствует их преобразованию в полноценные трещины, а в дальнейшем к возникновению и заколонных перетоков. И хотя, этот процесс не быстрый и порой может занимать не одно десятилетие, всё равно разрушение цементного камня в затрубном пространстве – процесс неизбежный.

И поэтому пока в качестве изоляционного материала используются твердеющие тампонажные растворы, говорить о безопасной утилизации отходов, в том числе и размещению парниковых газов в недрах, не только преждевременно, но и безответственно. Данный момент крайне необходимо учитывать при разработке нормативных и методических документов.

Любая закачка в подземный горизонт происходит под давлением, а следовательно, и закаченные в горизонт жидкость или парниковый газ будут находиться под давлением. При нарушении герметичности затрубного пространства газ или жидкость, закаченная в пласт, по заколонным перетокам будет проникать в вышележащие проницаемые горизонты, включая и водоносные, оказывая негативное воздействие на источники подземного водоснабжения. Необходимо сосредоточить усилия и научный потенциал для создания и внедрения материала, который позволит создавать в затрубном пространстве обсадных колонн герметичный, непроницаемый экран, устойчивый к возникающим нагрузкам в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Агадулин И.И., Игнатьев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения. Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН (НЦ НВМТ РАН), г. Москва.
2. Пискунов А.И., Леушева Е.Л. Анализ причин появления заколонных перетоков. Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», научное издание. Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин. – Томск, 2015. – С. 288–296 .
3. Левайн Д.К. и др. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины // Нефть, газ и нефтехимия. – 1980. – № 10. – С. 8–17.

О СОВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ, ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ

А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук (ИПНГ РАН), г.Москва
ahitrov@ipng.ru*

В первой половине 2022 года в связи с возможным значительным сокращением (или даже полным прекращением) экспорта российских углеводородов в ЕЭС и США по политическим мотивам в нашем экспертном сообществе обострились дискуссии на тему грядущего сокращения добычи нефти и газа, и, соответственно, как следствие, объёмов нефтегазовой геологоразведки.

Казалось бы, в этой текущей ситуации у нефтегазовой геологоразведки никаких явных перспектив не просматривается.

Разберём этот сюжет поподробнее и тщательно.

Ранее подобные дискуссии и в мировом, и в российском публичном пространстве велись в связи со сланцевой революцией в США [1], потом в связи с якобы наступающим катастрофическим глобальным потеплением, вызванным парниковыми выбросами промышленности, работающей на ископаемом топливе, из чего, очевидно, следует необходимость сократить добычу ископаемых энергоносителей для достижения углеродной нейтральности, затем в связи с пандемией коронавируса и т.д. и т.п.

Сегодня эти путаные, внутренне противоречивые тенденции течения общественной мысли в Западных странах-импортёрах энергоносителей никуда не исчезли, и сочетаются с попытками каким-либо образом ограничить добычу в странах-экспортёрах энергоносителей, ослабляя их растущий экономический потенциал политическими методами, в том числе, и в первую очередь, промышленный потенциал России.

Для начала заметим, что потребление разнообразных видов энергии на протяжении истории человечества только росло, и никогда ещё человечество не отказывалось от использования каких-либо видов энергоносителей (даже от дров и хвороста). Увеличивалась лишь доля использования появляющихся новых энергоносителей (движущиеся вода и ветер, затем ископаемые – уголь, нефть, газ, потом уран, а также и солнце, и тепло недр). Но никогда ещё не происходило полное или хотя бы значительное замещение одного вида используемой энергии на другой, все виды энергоносителей всегда используются человечеством одновременно в зависимости от возможностей места генерации и, конечно, с учётом ограничений по транспортировке энергоносителей и требований охраны окружающей среды [2].

Некоторые эксперты, в том числе и российские, сегодня полагают, что в изменившихся внутренних и внешних условиях Россия может значительно сократить годовую добычу нефти и газа, поскольку их экспорт возможно будет искусственно ограничен какими-то санкциями. Называются величины возможных сокращений до 100 млн тонн нефти в год, и вроде бы без явного ущерба для бюджетных поступлений ввиду роста мировых цен на энергоносители.

Нам же представляется, что влияние всех этих явлений и тенденций течения общественной мысли на объёмы нефтегазовой геологоразведки, и как следствие, в перспективе на уровни добычи углеводородов в России, может оказаться как минимум вредным, а как максимум – пагубным.

Хотя сегодня падение объёмов нефтегазовой геологоразведки явно не грозит быстрым падением добычи углеводородов, но если рассматривать явление в среднесрочной, или в дальней перспективе (срок жизни нескольких поколений), то негативные тенденции проявятся обязательно. Для России, страны с холодным климатом и очень большими зонами рискованного земледелия, такие негативные тенденции вряд ли приемлемы, поскольку прямо угрожают нашей безопасности в условиях враждебного окружения.

Ведь в мире, несмотря на всякого рода кризисы, декарбонизации и климатические зелёные повестки, энергопотребление будет устойчиво расти вместе с ростом населения планеты (10). И этот рост никак не может быть обеспечен исключительно за счёт тотального перехода на зелёную энергетику. Здесь уместно привести пример «диалектических» действий США, которые с одной стороны продвигают зелёную повестку, и вроде бы интенсивно борются с парниковыми выбросами во всём мире, а с другой – у себя совершили сланцевую революцию, стали одним из мировых лидеров в добыче углеводородов и энергопотреблении, и обеспечивают тем самым устойчивый рост выбросов парниковых газов, а также загрязнение поверхностных вод и недр [3].

Ранее мы постарались показать, что в России бессмысленна газовая сланцевая революция, которую пропагандировали и некоторые члены нашего экспертного сообщества на основании очевидных успехов США в этой сфере деятельности – добыче углеводородов из широко распространённых сланцевых формаций [1].

Главная причина в том, что у США сегодня нет столь высокоэффективных запасов и ресурсов газа в недрах, как у России. При этом у США кроме очевидных технологических успехов в области сланцевой добычи, есть ещё и организационные новации – юниорные сланцевые компании совместили в единичной скважине процессы поисков, разведки и добычи, что хоть как-то улучшило их экономические показатели. Но в целом сама американская сланцевая революция, совершенная во многом юниорными компаниями, стала возможной за счёт беспрецедентных налоговых льгот и массового обнуления затрат сланцевых компаний через процедуры неоднократных банкротств и невозврата кредитов. Все эти затраты фактически были переложены на остальной мир, поскольку госдолг США номинируется в долларах и может расти до тех пор, пока остальной мир допускает бесконтрольную эмиссию Федеральной резервной системой США этой главной мировой резервной валюты. Резкий подъём уровней добычи нефти и газа в США, пусть и фактически нерентабельной добычи, диктуется, как убедительно показывают события последних лет, простой необходимостью обеспечить сложившийся уровень потребления углеводородов внутри США в случаях внешней блокады, как во время персидского кризиса 1970-х годов. Кроме того, став одним из мировых лидеров в добыче углеводородов, США пытаются навязать остальному миру свои дорогие, по сути нерентабельные углеводороды, используя любые методы недобросовестной конкуренции, вплоть до военных (Ирак, Ливия, Сирия и др.).

Вероятно, все эти искусственно навязываемые и внутренне противоречивые концепции и точки зрения носят характер откровенной пропаганды, преследуют цели обогащения каких-то элит, одной страны или групп стран и компаний, но не способствуют поискам путей устойчивого развития для всего человечества, и особенно для России.

В нашей же истории есть примеры, к которым следовало бы обратиться в сегодняшней непростой ситуации. Е.А. Козловский, работавший долгое время министром геологии СССР, в 2005 году опубликовал книгу «Геология. Уроки Великой войны». В ней показано, что во время Великой Отечественной войны, даже в условиях всеобщей мобилизации, в стране не прекращалась геологоразведка на важнейшие виды полезных ископаемых, в частности были развернуты крупномасштабные и успешные работы на нефть в Поволжье и Приуралье («Второе Баку»). Тогда были открыты месторождения именно с высокоэффективными запасами. Результатами этих работ мы пользуемся до сих пор, не особенно задумываясь, на основании каких идей это было совершено, и каких усилий это стоило в свое время.

В последнее же десятилетие существования СССР успехи Министерства геологии, отраслевой «красной машины», были просто ошеломляющими – ежегодно приросты запасов составляли сотни миллионов тонн нефти и миллиардов газа. Мингео СССР было фактически министерством науки о недрах, обеспечивающим правительство сведениями о запасах и перспективных ресурсах полезных ископаемых и готовившим запасы промышленных категорий для добывающих отраслей промышленности.

Но тогда же, наряду с высокоэффективными, действительно уникальными запасами газа в сеномане на севере Западной Сибири и нефти в Широком Приобье (и не только там), были открыты и до сих пор не вовлечённые в освоение, уникальные газовые месторождения шельфов северных морей. Со времени их открытий прошло уже более 30 лет. В рамках современных представлений об эффективности геологоразведки, которые основаны на банковских концепциях типа «кэш флоу» и проектного финансирования, это были просто выброшенные на морскую геологоразведку огромные деньги союзного бюджета.

Как мы знаем, срок окупаемости вложений «эффективных» инвесторов в нефтегазовую промышленность, включая геологоразведку обычно составляет сегодня не более 10 лет. Так называемые «длинные деньги» у инвесторов отсутствуют.

Поэтому в сегодняшней рыночной действительности применявшиеся в СССР методы государственного, фактически мобилизационного финансирования, вряд ли принесут успех.

Теперь попробуем найти место для нефтяной геологоразведки в текущей реальности. Зададимся вопросами: какие компании, где, на какие объекты в недрах и на каких условиях могли бы её (геологоразведку) вести на пользу и себе, и государству. Ответы, как нам представляется, кроются в недрах, как ни банально это звучит.

Приведём сравнительную оценку физических свойств нефтеносных сланцевых формаций, коллекторов с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) и наилучших коллекторов из известных природных резервуаров, содержащих высокодебитные залежи. Простые сравнения (по литературным и фондовым источникам) пористости, проницаемости и коэффициентов извлечения дают удивительно яркую картину.

Пористость сланцев обычно не более 2–6%, иногда до 10%, проницаемость по керну – от нуля до 2 мД, коэффициент извлечения либо не приводится вовсе (не определяется), либо не превышает 5%. Надёжные карты эффективных нефтенасыщенных толщин по данным сейсморазведки и каротажа построить практически невозможно. Обычно, что естественно, приемлемые дебиты даёт только лёгкая нефть с невысокими вязкостью и плотностью, и обычно при массовом применении гидроразрыва пластов. Эти же соображения обычно справедливы и для ТРИЗ в целом.

Как видим, достоинством сланцевых залежей является лишь то, что сланцы в первом приближении не требуют картирования – площади их распространения хорошо известны – это огромные, порядка сотен тысяч и миллионов квадратных километров площади (доманик, бажен, хадум, куонам). Но плотности извлекаемых запасов в них на квадратный километр меньше, чем в высокоёмких коллекторах на 1–2 порядка. К тому же, нефтеносные сланцы всегда распространены на территориях, где в разрезах выше и ниже есть отличные природные резервуары [1, 4, 5]. Как правило, для ТРИЗ это тоже справедливо.

Как известно, на государственном балансе запасов нефти в России находится более 30 млрд т запасов промышленных категорий, из них более 90% на лицензионных участках пользователей недр. Отметим, что легкой нефти из них около половины [6]. Запасы газа промышленных категорий учтены госбалансом в количестве более 70 трлн куб. м, из них более 90% находятся также, как и нефть, в распределённом фонде недр.

В последние 30 лет почти все приросты запасов нефти в России на уровне 500–600 млн т в год обеспечивали крупные вертикально интегрированные нефтяные компании, а почти все приросты запасов газа на уровне 600–700 млрд куб. м – Газпром и НОВАТЭК. Ежегодно уровни приростов запасов в целом, несмотря на некоторые годовые отклонения, устойчиво компенсируют добычу. Заметим, что подготовка запасов нефти и газа к разработке – процесс весьма и весьма инерционный, требует от нескольких лет (в очень редких благоприятных случаях) до десятков лет, и серьёзных растянутых во времени инвестиций, а стало быть и соответствующих частей затрат на первую высокорисковую стадию процесса – собственно поисковую геологоразведку.

Поэтому, высокая обеспеченность уже имеющимися запасами промышленных категорий подталкивает крупные компании к ведению работ по приросту запасов не только и не столько на новых объектах, сколько на уже принадлежащих им лицензиях на эксплуатацию месторождений типа НЭ и на совмещённых лицензиях типа НР (геологическое изучение, разведка и добыча), несмотря на часто невысокую рентабельность освоения таких запасов.

Приоритетами сегодня являются пересчёты запасов за счёт изменения коэффициентов извлечения и других подсчётных параметров в сторону увеличения, а такие возможности очень часто действительно есть.

Бурение эксплуатационных скважин на уже оценённые залежи, с одновременным вскрытием и исследованием новых и пропущенных горизонтов на месторождениях в полях подсчёта запасов и ресурсов в пределах имеющих лицензионных участков вполне обеспечивает устойчивость бизнеса компаний, а также и устойчивость развития страны в целом.

Издержками при этом является необходимость льгот для отдельных месторождений, для ТРИЗ, для сланцевых залежей, для крупных проектов и т. п., что наблюдалось в последние 5–10 лет.

Хорошо известно, что в России простая кратность (отношение имеющихся на госбалансе запасов промышленных категорий к добыче) по газу более 100 лет, по нефти – около 60 лет [5, 7].

Некоторые проблемы имеются с рентабельностью добычи, по нефти рентабельных запасов хватает на 19 лет, по газу – более чем на 60 [8], но с развитием технологий рубеж рентабельности будет отодвигаться в будущее.

Это же явление характерно и для всех крупных ВИНК России, и особенно для Газпрома и НОВАТЭКА.

Очевидно, что имеющийся сегодня задел запасов, во многом ещё советский, в целом обеспечивает добычу углеводородов на текущих уровнях в ближайшей перспективе. В первую очередь это касается газа, в меньшей степени – нефти.

Следовательно, крупные ВИНК вряд ли обеспечат ежегодные приросты новых высокорентабельных запасов нефти в действующей налоговой среде – для этого они пока просто не имеют явных стимулов.

Федеральный бюджет мог бы, вероятно, обеспечить советские темпы подготовки новых, хотя и не всегда эффективных запасов, но система специализированных геологоразведочных предприятий уже давно не существует, и её возрождение по целому ряду причин вряд ли возможно.

Следовательно, для обеспечения страны высокорентабельными запасами нефти нужно стимулировать крупные компании и, вообще, владельцев лицензий на право пользования недрами к поискам, оценке и добыче из новых высокодебитных месторождений и залежей в районах с развитой инфраструктурой, а не льготировать разработку трудноизвлекаемых запасов и сланцевых залежей.

Итак, перевод части имеющихся в стране начальных суммарных ресурсов нефти в высокоэффективные запасы промышленных категорий и должен стать задачей государственных органов управления фондом недр и экономического развития для известных добывающих регионов.

Разумеется, потребуются совершенствование системы лицензирования недр для скорейшего опережающего ввода в разработку новых высокорентабельных залежей. Сегодня действующая система лицензирования недр такую задачу не решает – она просто не ставилась.

В последнее десятилетие до 50% аукционов на право пользования недрами не состоялось из-за отсутствия претендентов, а многие перспективные направления работ по воспроизводству сырьевой базы углеводородного сырья даже не рассматриваются, соответственно и не попадают в программы лицензирования недр.

Среди причин отметим, что в сознании экспертного сообщества в целом преобладают идеи освоения шельфов, сланцевых залежей, новых регионов и даже зарубежных лицензионных участков с сомнительными экономическими перспективами.

По-видимому, уровни добычи нефти порядка 500–600 млн т в год в России будут поддерживаться, главным образом, не только за счёт уже открытых месторождений, но и за счёт новых месторождений и залежей в высокоёмких природных резервуарах, и только частично – за счёт залежей с так называемыми ТРИЗ. Залежи в сланцах дадут не более 5% добычи к концу века, что соизмеримо с погрешностью прогноза.

Поскольку крупные компании ввиду высокой обеспеченности запасами не всегда стремятся вести высокоэффективную геологоразведку, и не слишком заинтересованы в появлении на вполне насыщенном рынке новых высокорентабельных добычных предприятий, то будет происходить либо поглощение юниорных компаний, открывших высокорентабельные месторождения, либо превращение эффективных юниорных компаний в добычные за счёт банковских кредитов.

Развитие рыночных схем ведения нефтегазовой геологоразведки потребует изменений в практике лицензирования недр, в том числе появления совмещённых лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу со сроком действия поискового этапа до 10 лет без проведения аукционных процедур, и выдаваемых по заявительному принципу.

Представляется, что эти объективно идущие процессы приведут к качественному улучшению состояния сырьевой базы нефтяной промышленности, однако, для этого нужно отказаться почти от всех направлений поисков нефти в новых провинциях, на больших глубинах, в сланцах, в формациях с ТРИЗ, и тому подобных заблуждений в пользу поисков высокорентабельных запасов там, где их можно добывать в обозримой перспективе.

Зелёная повестка (декарбонизация и др.) является временной помехой, затуманивающей общественное сознание, что убедительно показал год, прошедший после предшествующей конференции в Казани в сентябре 2021, где эти вопросы широко обсуждались, и были приняты в целом соответствующие реальности решения.

Статья написана в рамках выполнения Государственного задания по теме «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений» на 2022–24 гг. Номер государственного учета НИОКТР – 122022800274-8, код научной темы ФММЕ-2022-0006.

Литература

1. Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. О перспективах газовой сланцевой революции в России // Недропользование XXI век. – 2019. – № 4. – С. 144–148.
2. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН – Московская школа управления СКОЛКОВО. – Москва, 2019. 210 с.
3. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Цифровые технологические полигоны и сланцевая революция // Недропользование XXI век. – 2022. № 1 (93). – С. 26–35.
4. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии // Георесурсы. – 2020. – Спецвыпуск. – С. 10–14.
5. Хитров А.М., Попова М.Н., Данилова Е.М., Коновалова И.Н. Зелёная волна и будущая структура сырьевой базы нефтегазового комплекса России // Решение Европейского Союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас». – 2021. – С. 133–137.
6. Министерство природных ресурсов и экологии РФ. Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). Государственный доклад. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2020 году. Москва, 2021.
7. Воронаева Е. Глава Минприроды заявил о вечных запасах полезных ископаемых в России // РБК – 03 января 2022 г. <https://www.rbc.ru/economics/03/01/2022/61d246289a7947f84247e910>. Дата обращения – 06 мая 2022 г.
8. Подобедова Л. Глава Минприроды рассказал, когда в России закончатся нефть и газ // РБК – 11 мая 2021 г. <https://www.rbc.ru/business/11/05/2021/609971fe9a7947e065f63cd4> Дата обращения – 06 мая 2022 г.

ИЗМЕНЕНИЯ В СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РФ В СОВРЕМЕННЫХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

В России все последние годы, осознавая неблагоприятные последствия влияния на окружающую среду и, в том числе, на климатические изменения (рост планетарной температуры, увеличение числа и интенсивности пожаров и наводнений), большинства видов хозяйственной деятельности человека, проводятся систематические и последовательные работы по ограничению воздействия антропогенного фактора на климатические изменения. Существуют значительные разногласия между группами стран по ряду основополагающих аспектов этой проблемы.

Во-первых, по степени влияния антропогенного фактора на характер изменения климата и окружающей среды. И этот аспект требуется дополнительно и детально исследовать.

Во-вторых, по характеру, видам и степени использования новых видов энергоносителей и по «гармонизации» использования «старых» и «новых» видов.

И, в третьих, пожалуй, самое главное в сегодняшних реалиях, как увязать интересы стран – экспортёров углеводородных энергоносителей и стран, активно продвигающих «зелёные» технологии, как основу энергетики.

Важный вопрос – временной фактор.

В России придерживаются концепции постепенного перехода на новые источники энергетики, ограничивая «углеродный след» путём создания новых технологий и организации новых направлений энергетики (атомной, водородной и др.). Но, главное, увязывание с интересами страны.

И такие шаги предпринимаются Россией системно и последовательно, начиная с 1990-х годов.

За последний год после проведения в Казани Международной научно-практической конференции «Решение Европейского Союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России» (Казань 2021 KAZAN) произошли значительные изменения в геополитической обстановке вокруг нашей страны и, как следствие, это отразилось на экономике и её важной составляющей части – топливно-энергетическом комплексе.

Что касается мер, предпринятых нашим государством по декарбонизации экономики, то ещё в начале 1970-х годов советским учёным М.И. Будыко разработана современная теория парникового эффекта, в которой были раскрыты негативные эффекты этого явления на окружающую среду, в том числе, на климат планеты.

В 1992 г. принята рамочная конвенция ООН об изменении климата, её ратифицировали 190 стран, в том числе, Россия [1].

В 1997 г. принят Киотский протокол, создавший основу мирового углеродного рынка и механизмов регулирования отчётности о выбросах и поглощениях парниковых газов [2].

В 2015 г. разработано Пражское соглашение РКИК ООН [3].

С 2005 г. Евросоюз запустил схему торговли квотами на выбросы CO₂ (EUETS) [4]. Ряд стран приняли обязательства о полной (нулевой) декарбонизации к 2050 г. Хотя, как показывает опыт последнего года, пока не удастся справиться с проблемами «ритмичного» обеспечения экономики энергоресурсами в текущих современных условиях.

В 1999–2002 гг. выбросы углерода в РФ сократились на 56% от базового уровня 1990 г.

30.09.2013 г. опубликован указ Президента Российской Федерации № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» [5].

13.05.2017 г. опубликован указ Президента РФ № 208 «О стратегии экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года» [6].

В ноябре 2020 г. Президент РФ подписал указ «О сокращении выбросов парниковых газов». В 2020 г. Минэкономразвития РФ разработало план до 2050 г. по снижению выбросов CO₂ на 36% по отношению к 1990 г.

В послании Президента РФ в 2021 г. озвучено предложение по развитию одного из новых видов энергии – водородного топлива.

Минэнерго РФ разработало дорожную карту по развитию водородной энергетики. В 2024г. планируется создание в России целевой отрасли – водородной промышленности.

Различные виды (и производства) водорода начнут производить в промышленных масштабах ПАО «Газпром», НОВАТЭК, Минатом. По оценке Газпрома к 2050 г. водородный рынок может оцениваться в более чем 150 млрд долларов.

4 августа 2021 г. анонсировано создание рабочих групп по выработке оптимальных вариантов адаптации к глобальному энергетическому переходу (куратор – первый вице-премьер Андрей Белоусов).

9 августа 2021 г. Премьер-министр Михаил Мишустин заявил, что правительство РФ приняло концепцию развития водородной промышленности.

Такие же изменения стратегического и технологического характера внесены в деятельность ведущих российских энергетических компаний, с четкой ориентацией на декарбонизацию экономики РФ.

Однако, при всём многообразии столь важных и необходимых мер по декарбонизации экономики, основной

подход к их осуществлению, как было отмечено руководством страны, постепенность и увязывание с экономическими интересами государства.

В самое последнее время в мире произошло резкое обострение политической обстановки, странами недоброжелателями принят ряд мер, направленных против государственных интересов России. Раз за разом предпринимаются экономические санкции «западным» блоком стран, во главе с США, направленные на разрушение экономики и, в целом, безопасности страны. В значительной степени, санкции направлены против энергетического блока России. Уже в решении Европейского Союза по декарбонизации были предложены меры, ограничивающие возможности реализации энергоносителей странами экспортёрами, в первую очередь, Россией.

Затем приняты решения по запрещению продажи угля (с августа 2022 г. прекратить ввоз в страны западного блока), пока не удаётся ввести запрет на продажу в Европу и США нефти, а запрет по газу вызывает резко отрицательную реакцию у целого ряда ведущих стран Европы.

Учитывая тему доклада, не будем подробно останавливаться на негативных, порой разрушительных экономических результатах, которые европейские страны и США (авторы санкций) испытывают уже сегодня. Так цены на бензин, нефть, газ, продукты питания выросли на 30–80%. А пока ещё только начало лета. А что будет дальше? Конечно, трудности в экономике созданы и для нашей страны, в том числе, в топливно-энергетическом комплексе. Это и сбыт, логистика и экономические последствия.

Как отвечать на произошедшие изменения и возникшие вызовы? Классический вопрос – что делать?

Общие стратегические подходы к изменению политики государства уже озвучены и специалистами, и руководством страны: когда есть санкции – легче создать свою экономику, так как других альтернатив не существует. Мы уже начали проверять этот важный тезис.

Для топливно-энергетического комплекса предстоит решить целый комплекс задач, связанных с необходимостью переориентировать сбыт энергоносителей (по крайней мере, в значительной степени) с западного на восточное азиатское направление. Здесь руководство страны в последние годы действовало с опережением, с учётом возможных событий, относительно легко предвидимых.

Государственная политика была направлена на укрепление и развитие взаимовыгодных экономических отношений с азиатскими странами, в первую очередь, с Китаем и Индией. Стратегия в топливно-энергетическом комплексе выстраивалась на взаимовыгодной основе с этими странами.

Это и транспортные артерии (газо- нефтепроводы, построенные и планируемые; северный морской путь, железнодорожные и шелковый пути), и морские ледокольные суда и стратегические торговые связи с Китаем и Индией и многое другое. Ведутся переговоры о дополнительных поставках нефти Китаю и Индии.

Поэтому только за последние 1,5 месяца мы увеличили товарооборот с Китаем на 40%. И это ещё при ковидных ограничениях.

Восточное направление, с точки зрения реализации энергоносителей (нефть, газ, СПГ, уголь) может потенциально существенно обеспечить экспорт нашей страны на столетие.

В 2020 году экспорт нефти в Европейские страны из России составил 29% от общего импорта нефти в эти страны 476 млн т в год, Китай приобрел из России 15% нефти (от всего годового импорта 557 млн т), Индия всего 1% (от общего импорта в 204 млн т).

По мнению директора Центра экономической экспертизы Высшей школы экономики Марселя Салихова [7] российская доля экспорта в Индию может вырасти в самые ближайшие годы до 15–20% с 1%. Россия сейчас продает Индии нефть со скидкой 30% – дешевле, чем арабская нефть (основной экспортёр – 63%).

С Китаем Россия ведёт переговоры по сбыту дополнительных объёмов нефти.

Есть шансы увеличить поставки нефти во Вьетнам, Индонезию, Таиланд и на Филиппины.

Несмотря на то, что добыча нефти в России сократится в 2022 г. при самом негативном сценарии на 17% (по мнению Антона Силуанова – Министра финансов), при сегодняшних ценах на нефть 100–110 долл. за баррель и возможном дополнительном росте цен, экспортная выручка в 2022–2023 гг. не пострадает.

Кроме того, следует рассматривать такие страны как Китай, Индию, Гонг-Конг (главный центр инвестиций, по мнению руководителя азиатского союза промышленников Виталия Манкевича) главными инвесторами для России, в том числе, в нефтегазовых арктических, Восточно-Сибирских, Дальневосточных и других проектах.

По мнению того же В. Манкевича, в ближайшие два года товарооборот по этому направлению может увеличиться до 250 млрд рублей.

В то же время, нельзя не учитывать возможного, а скорее всего даже вероятного «возвращения» на Российский рынок временно отказавшихся под давлением США и НАТО стран Европы от российских энергоносителей и не только газа и нефти, но и угля. Причины лежат на поверхности – это экономика. Политика – следствие экономики.

Санкции против России, приведшие Европейские страны и США к экономической «заторможенности», нарушению в энергоснабжении европейских стран и ограничению транспортных связей, уже привели к резкому подорожанию нефти и газа.

Как заявил Вице-премьер правительства Александр Новак «В результате эмбарго даже 300 долл. за баррель нефти возможны».

А чтобы ввести Европейским странам импорт нефти (и газа) по новым схемам, понадобятся новые танкеры, новые портовые сооружения, терминалы, новые нефтепроводы, ведущие вглубь континента к НПЗ и их переоборудование на новые сорта нефти. На это потребуется кроме огромных финансовых затрат и годы на перестройку.

За неизбежным миром и отменой санкций последует значительный рост экономики в развитых странах и не только в них, последует резкий рост потребности в энергоресурсах и произойдет очередной рост цен на нефть, газ.

Арктические морские и Восточно-Сибирские проекты, еще вчера казавшиеся нерентабельными, могут оказаться экономически привлекательными, в том числе, и для разнонациональных инвесторов. А инвестиции в сложные проекты – это то, что как считает академик А.Г. Аганбегян [8], и не только он, так необходимо для реализации сложных проектов и для наращивания ресурсов и запасов УВ в предстоящей конкурентной борьбе за рынки сбыта.

Надо не сокращать поисково-разведочные работы, а наращивать их объёмы и направить дополнительные усилия на развитие современных технологий и технических средств, а так же научных исследований, с тем, чтобы по цене на энергоносители, безопасности и ритмичности их доставки Россия могла успешно конкурировать со странами экспортерами из других стран.

Одно из направлений поисково-разведочных работ в современной и среднесрочной перспективе – поиск крупных и гигантских скоплений нефти и газа в сложных природно-климатических и новых геологических условиях [9].

Литература

1. Рамочная конвенция ООН об изменении климата. 1992. ООН.
2. Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата. 1997. ООН
3. Парижское соглашение. 2015. РКИК ООН.
4. *Olivier J.G.J. et al. (2017). Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions: 2017 report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.*
5. Указ Президента Российской Федерации от 30.09.2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов».
6. Указ Президента РФ от 13.05.2017 г. № 208 «О стратегии экономической безопасности Российской Федерации до 2030 года».
7. *Салихов М.* Буря в бочке нефти. Аргументы и факты. 2022. – № 20. – С. 16.
8. *Аганбегян А.Г.* Однажды, 20 с лишним лет спустя. 2022. № 17. – С. 3.
9. *Шустер В.Л.* Исследование нефтегазоносности мегарезервуаров в сложных геологических и природно-климатических условиях. 2022. № 2. С. 26–29.

ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В РОССИИ

Р.Н. Салиева

*Институт проблем экологии и недропользования ГНБУ Академия наук Республики Татарстан, г. Казань,
sargus6@yandex.ru*

В Распоряжении Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» [1] отмечено, что «изменение климата Земли и его неблагоприятные последствия являются предметом общей озабоченности человечества».

Важное значение в вопросах реализации политики снижения климатических рисков имеет правовое регулирование отношений в сфере осуществления хозяйственной деятельности, связанной с эмиссией парниковых газов.

Международно-правовую основу регулирования отношений, связанных с изменением климата составляют:

1. Рамочная конвенция Организации Объединённых Наций об изменении климата [2]. Россия ратифицировала данный документ в соответствии с Федеральным законом от 04.11.1994 № 34-ФЗ [3]. Документ вступил в силу 21 марта 1994 года.
2. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединённых Наций об изменении климата [4]. Россия ратифицировала данный документ с заявлением (Федеральный закон от 04.11.2004 № 128-ФЗ [5]).
3. Парижское соглашение [6]. Документ вступил в силу для России 6 ноября 2019 года.

Для реализации международных климатических соглашений на наднациональном, национальном и субнациональном уровнях используются различные меры политики, стимулирующие в числе прочего технологический переход мировой энергетики от генерации на основе углеводородного сырья и других видов топлива к безуглеродным энергоресурсам и энергоресурсам с низким уровнем выбросов парниковых газов (далее – глобальный энер-

гопереход). Глобальный энергопереход формирует новые тренды для устойчивого развития мировой энергетики и экономики и определяет новые вызовы для стран-экспортёров углеводородного сырья, связанные со снижением спроса на это сырьё. В то же время активизация климатической повестки создаёт предпосылки для появления в мировой экономике новых рынков [1].

В целях реализации Российской Федерацией Парижского соглашения принят Указ Президента РФ от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» [7].

Также принят Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» [8], который вступил в действие в конце 2021 г. В соответствии со Стратегией экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года [9] государственное регулирование выбросов парниковых газов является одним из основных механизмов реализации государственной политики в сфере обеспечения экологической безопасности.

Указанный закон создаёт правовую основу для получения полной и достоверной информации организаций о выбросах парниковых газов. В этих целях предусмотрена обязанность хозяйствующих субъектов, деятельность которых сопровождается значительными выбросами парниковых газов, представлять в уполномоченный орган отчёты о выбросах парниковых газов. Действие закона распространяется на регулируемые организации. В законе также предусмотрено право юридических лиц и индивидуальных предпринимателей реализовывать климатические проекты (проекты, которые направлены на сокращение выбросов парниковых газов или увеличение их поглощения). В соответствии с законом появилась новая категория имущественных прав – углеродная единица, под которой понимается верифицированный результат реализации климатического проекта, выраженный в массе парниковых газов, эквивалентной 1 тонне углекислого газа; т.е. одна единица соответствует 1 тонне сокращения, предотвращения или увеличения поглощения парниковых газов.

В целях реализации основных положений Закона «Об ограничении выбросов парниковых газов» приняты отдельные подзаконные нормативные правовые акты. Постановлением Правительства РФ от 14.03.2022 № 355 [10] утверждены критерии отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям (постановление вступает в силу с 1 сентября 2022 г. и действует до 1 января 2025 г.). В частности, установлено, что юридические лица и индивидуальные предприниматели относятся к регулируемым организациям в случае, если их хозяйственная и иная деятельность одновременно удовлетворяет следующим требованиям:

а) сопровождается выбросами парниковых газов, масса которых эквивалентна 150 и более тыс. тонн углекислого газа в год;

б) соответствует производственным процессам и (или) видам хозяйственной и иной деятельности по перечню и показателям согласно приложению.

Постановлением Правительства РФ от 24.03.2022 № 455 [11] утверждены Правила верификации результатов реализации климатических проектов (постановление вступает в силу с 1 сентября 2022 г. и действует до 31 августа 2028 г.). Предметом верификации является проверка и подтверждение сведений о сокращении (предотвращении) выбросов парниковых газов или об увеличении поглощения парниковых газов в результате реализации климатического проекта, которые содержатся в отчёте о реализации климатического проекта.

Отчёт о реализации климатического проекта подготавливается по форме, устанавливаемой Министерством экономического развития Российской Федерации. Верификация осуществляется юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем, аккредитованным в национальной системе аккредитации в качестве органа по валидации и верификации парниковых газов и не являющимся аффилированным лицом исполнителя климатического проекта или иного лица, с которым исполнитель климатического проекта заключил договор о подготовке отчёта о реализации климатического проекта.

Постановлением Правительства РФ от 30.04.2022 № 790 [12] утверждены Правила создания и ведения реестра углеродных единиц, а также проведения операций с углеродными единицами в реестре углеродных единиц (постановление вступает в силу с 1 сентября 2022 г. и действует до 1 сентября 2028 г.). Реестр является информационной системой, в которой регистрируются климатические проекты и ведётся учёт углеродных единиц и операций с углеродными единицами, предусмотренных законодательством Российской Федерации и международными договорами Российской Федерации.

Постановлением Правительства РФ от 20.05.2022 № 905 [13] утверждена форма типового договора на оказание оператором услуг по проведению операций в реестре углеродных единиц (постановление вступает в силу с 1 сентября 2022 г.).

Принят также Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» [14]. Начало действия документа – 01.09.2022. Эксперимент, предусмотренный названным законом, проводится на территории Сахалинской области с 1 сентября 2022 года по 31 декабря 2028 года включительно, на территориях иных субъектов Российской Федерации, включенных в эксперимент, – в сроки, установленные путём внесения соответствующих изменений в закон. Задачами эксперимента являются: стимулирование внедрения технологий сокращения выбросов парниковых газов и увеличения их поглощения; формирование системы независимой верификации; создание системы обращения углеродных единиц и единиц выполнения квоты.

Фактически за последний год в России созданы основы регулирования отношений, связанных с ограничением выбросов парниковых газов. В целом законодательство Российской Федерации направлено на создание условий для устойчивого и сбалансированного развития экономики Российской Федерации при снижении уровня выбросов парниковых газов. Пока в законе «Об ограничении выбросов парниковых газов» не предусмотрено введение углеродного налога или квотирование выбросов парниковых газов.

Необходимо отметить, что в Основных направлениях бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов в Российской Федерации [15] отмечается, что наиболее эффективным способом перехода к углеродно-нейтральной экономике считается квотирование выбросов парниковых газов с одновременным формированием рынка углеродных сертификатов. Различные подходы к климатическому регулированию в мире формируют существенный разброс стоимости выбросов (от 1 до 127 \$/mCO₂, причём более половины объёма выбросов – ниже 10 \$/mCO₂) и создают риски переноса производств в «грязные» страны. В целях борьбы с таким переносом и для защиты промышленности Европейского Союза объявлено о запуске механизма трансграничного углеродного регулирования. Важным эффектом механизма трансграничного углеродного регулирования станет ускорение распространения в мире углеродного налогообложения и/или квотирования выбросов парниковых газов, что неизбежно скажется на спросе на углеводороды [15].

Литература

1. Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» // Собрание законодательства РФ, 08.11.2021, № 45, ст. 7556.
2. Рамочная конвенция Организации Объединённых Наций об изменении климата (заключена в г. Нью-Йорке 09.05.1992) // Собрание законодательства РФ. 11 ноября 1996 г. № 46, ст. 5204.
3. Федеральный закон от 04.11.1994 № 34-ФЗ «О ратификации рамочной Конвенции ООН об изменении климата» // Собрание законодательства РФ, 07.11.1994, № 28, ст. 2927.
4. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединённых Наций об изменении климата (Подписан в г. Киото 11.12.1997) // Собрание законодательства РФ. 7 марта 2005 г. № 10. Ст. 764.
5. Федеральный закон от 04.11.2004 N 128-ФЗ «О ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединённых Наций об изменении климата» // Собрание законодательства РФ, 08.11.2004, № 45, ст. 4378.
6. Парижское соглашение. (Заключено в г. Париже 12.12.2015) // Бюллетень международных договоров. 2020. № 4.
7. Указ Президента РФ от 04.11.2020 N 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» // Собрание законодательства РФ, 09.11.2020, № 45, ст. 7095.
8. Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» // Собрание законодательства РФ, 05.07.2021, № 27 (часть I), ст. 5124.
9. Указ Президента РФ от 19.04.2017 № 176 «О Стратегии экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года» // Собрание законодательства РФ, 24.04.2017, № 17, ст. 2546.
10. Постановление Правительства РФ от 14.03.2022 № 355 «О критериях отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям» // Собрание законодательства РФ, 21.03.2022, № 12, ст. 1840.
11. Постановление Правительства РФ от 24.03.2022 № 455 «Об утверждении Правил верификации результатов реализации климатических проектов» // Собрание законодательства РФ, 28.03.2022. № 13, ст. 2115.
12. Постановление Правительства РФ от 30.04.2022 № 790 «Об утверждении Правил создания и ведения реестра углеродных единиц, а также проведения операций с углеродными единицами в реестре углеродных единиц» // Собрание законодательства РФ, 09.05.2022. № 19, ст. 3208.
13. Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 905 «Об утверждении формы типового договора на оказание оператором услуг по проведению операций в реестре углеродных единиц» // Собрание законодательства РФ, 30.05.2022, № 22, ст. 3655.
14. Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ, 07.03.2022, № 10, ст. 1391.
15. Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов // СПС Консультант Плюс. Текст документа приведён в соответствии с публикацией на сайте <https://minfin.gov.ru> по состоянию на 01.10.2021.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВОДОРОДА В РОССИИ И МИРЕ

Д.Г. Яраханова,

доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация, dilyara.yar@mail.ru

Ситуация после COVID-19, экономический спад, Парижское соглашение по климату, сомнения по поводу будущего традиционной углеводородной энергетики и взятый курс на декарбонизацию заставил ведущие страны мира смотреть на водород, как на один из самых главных видов энергии в обозримом будущем.

Водород (при стандартных температуре и давлении) – бесцветный, не имеющий запаха и вкуса нетоксичный двухатомный газ (химическая формула H_2), который в смеси с воздухом или кислородом горюч и крайне пожаро- и взрывоопасен.

Водород – это одно из самых энергоёмких и лёгких веществ из всех видов топлива.

В настоящее время водород – самый распространённый элемент во Вселенной [1].

В условиях звёздных температур (например, температура поверхности Солнца ~6000 С) водород существует в виде плазмы, в межзвёздном пространстве этот элемент существует в виде отдельных молекул, атомов и ионов и может образовывать молекулярные облака, значительно различающиеся по размерам, плотности и температуре.

Надо отметить, что в России в 2021 году уже заработал термоядерный реактор с управляемым термоядерным синтезом Токамак Т15-МД – это тороидальная камера с магнитной катушкой, не имеющая аналогов в мире, запускающая термоядерные реакции, которые происходят в недрах звёзд. Например, строящийся реактор типа Токамак сможет вместить до 840 м³ раскалённого водорода или плазмы и сможет вырабатывать не менее 500 МВт электроэнергии при потреблении 50 МВт [2].

В отличие от кислорода, существующего на Земле и в связанном, и в свободном состояниях, практически весь водород на Земле находится в виде соединений; лишь в очень незначительном количестве водород в виде простого вещества содержится в атмосфере (0,00005% по объёму для сухого воздуха [3, 4].

Водород входит в состав практически всех органических веществ и присутствует во всех живых клетках, где по числу атомов на водород приходится почти 63% [5].

Существует различная сортность водорода, в которой главным критерием выступает экологичность. Чем больше оксидов углерода выделяется при производстве водорода, тем менее экологичным он считается. Для наглядности каждый «сорт» обозначается своим цветом (рис. 1).

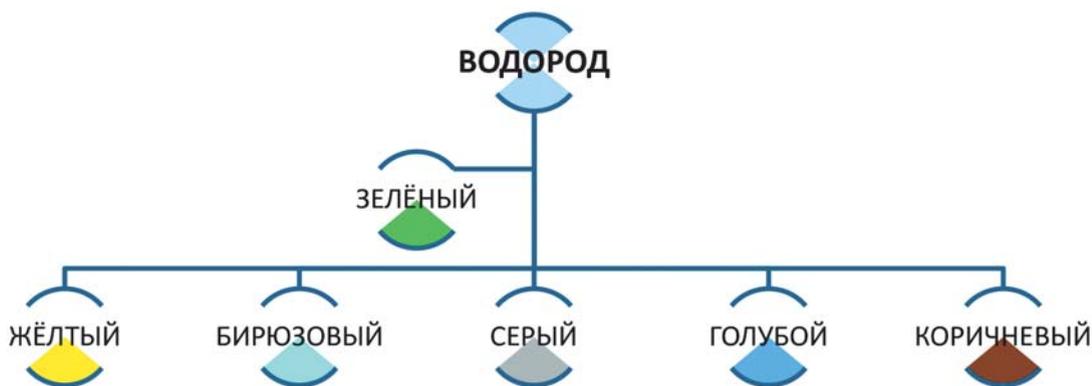


Рис. 1. Сортность водорода в цветах.

Зелёный водород является самым экологичным, так как получают его с помощью электролиза. Если электричество поступает от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как ветер, солнечная или гидроэнергия, то выбросы CO_2 отсутствуют.

Жёлтый (оранжевый) водород, как и зелёный, его получают путём электролиза. Однако источником энергии являются атомные электростанции (АЭС). Выбросы CO_2 отсутствуют, но метод не является абсолютно экологичным.

Бирюзовый водород. Этот водород получают разложением метана на водород и твёрдый углерод путём пиролиза. Производство бирюзового водорода даёт относительно низкий уровень выброса углерода, который может быть либо захоронен, либо использован в промышленности, например, в производстве стали или батарей. Таким образом, он не попадает в атмосферу.

Серый водород производится путём паровой конверсии метана. Исходным сырьём для такой реакции служит природный газ. Этот процесс легко осуществим с практической точки зрения, однако в ходе химической реакции выделяется углекислота, причём в тех же объёмах, что и при сгорании природного газа (также расходуется энергия на конверсию).

Голубой водород – это водород, полученный путём паровой конверсии метана, но при условии улавливания и хранения углерода, что даёт примерно двукратное сокращение выбросов углерода. Данный вид получения водорода является весьма дорогостоящим.

Коричневый (бурый) водород. Для получения коричневого водорода в качестве исходного сырья используется бурый уголь. Далее с помощью газификации бурого угля образуется синтез-газ (сингаз): смесь углекислого газа

(CO₂), окиси углерода (CO), водорода, метана и этилена, а также небольшое количество других газов. Первые два из этих газов бесполезны в производстве электроэнергии. Это делает процесс очень неэкологичным по сравнению с другими методами [6].

В настоящее время в мире наблюдается повышенное внимание к развитию водородного направления. Многие страны мира приняли специализированные государственные стратегии и дорожные карты по развитию водородной энергетики. Для Российской Федерации развитие отечественной водородной энергетики является естественным ходом развития науки и технологий и продолжением традиционного для нашей страны ресурсосберегающего подхода.

Более подробно остановимся на применении водородной энергетики в России. Так ещё в СССР велось производство аммиака, метанола и других химических веществ, связанных с водородом.

В 1941 году техник-лейтенант войск ПВО, защищавших Ленинград во время Великой Отечественной войны, Борис Шелищ предложил использовать «отработанный водород из заградительных аэростатов войск ПВО в качестве топлива для двигателей автомобилей ГАЗ-АА. Полупорки использовались в качестве транспортно-энергетической единицы поста противовоздушной обороны – лебёдка автомобиля, приводимая в движение от двигателя ГАЗ-АА позволяла осуществлять подъём-спуск аэростатов. Это предложение было внедрено в 1941–1944 годах в блокадном Ленинграде, было оборудовано 400 водородных постов ПВО.

В 1979 году творческим коллективом работников НАМИ был разработан и испытан опытный образец микроавтобуса РАФ, работающий на водороде и бензине.

В конце 1980-х – начале 90-х проходил испытания авиационный реактивный двигатель на жидком водороде, установленный на самолёте Ту-154.

В 2003 году создана Национальная ассоциация водородной энергетики (НП НАВЭ); в 2004 году президентом ассоциации избран П.Б. Шелищ, сын легендарного «водородного лейтенанта».

В 2003 году компания «Норильский никель» и Российская академия наук подписали соглашение о ведении научно-исследовательских работ в сфере водородной энергетики; «Норильский никель» вложил в исследования 40 млн долларов. В 2006 году «Норильский никель» приобрел контрольный пакет американской инновационной компании *Plug Power*, являющейся одним из лидеров в сфере разработок, связанных с водородной энергетикой; компания вложила в разработку водородных установок 70 млн долл. В 2008 году «Норильский никель» перестал финансировать проект.

В апреле 2021 г. стало известно о российской *Концепции развития водородной энергетики до 2024 года*, где говорится, что страна планирует поставлять на мировой рынок от 7,9 до 33,4 млн тонн экологически чистых видов водорода, зарабатывая на экспорте водорода от 23,6 до 100,2 миллиарда долларов в год, и нацелена занять к 2030 году 20% этого рынка (самого рынка водородных энергоносителей, однако, пока нет). «Водородный кластер» планируется создать на Сахалине.

Текущий ежегодный мировой спрос на водород оценивается в объёме 116 млн тонн, при этом на чистый водород приходится 74 млн тонн в год, ещё около 42 млн тонн водорода используется в смеси с другими газами в качестве сырья или топлива при производстве тепловой и электрической энергии. Более 95% мирового потребления водорода приходится на традиционные отрасли (в первую очередь на нефтепереработку и химическую промышленность), самостоятельно обеспечивающие собственные потребности в водороде за счёт его производства на специализированных установках непосредственно в месте потребления.

Так, например, в Индии создан Индийский Национальный Комитет Водородной Энергетики. В 2005 году комитет разработал «Национальный план водородной энергетики». Планом предусмотрены инвестиции в размере 250 млрд рупий (примерно \$5,6 млрд) до 2020 года. Из них 10 млрд рупий будет выделено на исследования и демонстрационные проекты, а 240 млрд рупий на строительство инфраструктуры по производству, транспортировке, хранению водорода. Планом была поставлена цель – к 2020 году вывести на дороги страны 1 миллион авто-транспортных средств, работающих на водороде. Также к 2020 году должно быть построено 1000 МВт водородных электростанций [7].

Правительство Южно-Африканской Республики в 2008 году приняла водородную стратегию. К 2020 году ЮАР планировала занять 25% мирового рынка катализаторов для водородных топливных элементов.

Власти Японии заложили в бюджет 2022 года не менее \$800 млн на развитие водородной экосистемы в качестве экологически чистого источника электроэнергии, почти \$290 млн из этой суммы будут потрачены на субсидирование покупки транспорта на водородных топливных ячейках и строительство заправочных станций. Японцы рассчитывают на первом этапе получать водород из бурого угля австралийского происхождения, а затем транспортировать его на специальных танкерах по морю в Японию [8].

В структуре мирового производства чистого водорода 75% приходится на природный газ, почти весь остальной объём 23% – на уголь. На долю электролиза в настоящее время приходится 2% мирового производства водорода.

Преимущества водородной энергетики:

- экологически чистый продукт;
- для автомобилей на водородном топливе в 2–3 раза больше пробег в километрах, чем на другом топливе;
- беспроблемная транспортировка (хранится в газообразном состоянии и транспортируется по трубам или в ёмкостях);

- большой срок хранения по сравнению с другими топливами;
- разнообразное применение (в автомобильной сфере, промышленности, жилищном хозяйстве, в инженерном деле).

Недостатки водородной энергетики:

- нет единого механизма по добыче;
- для получения используются природные ресурсы (нефть, газ и другие материалы, которые конечны, а это нецелесообразно),
- при добыче водорода существует вероятность взрыва;
- добыча водорода считается неоправданно дорогой;
- если потребители и средства передачи водородной энергии не смогут обеспечить 100% коэффициент полезного использования либо замкнутый цикл обращения носителя, широкое распространение водородной энергетики может привести к повышению объёма диссипации (перехода части энергии упорядоченных процессов в энергию неупорядоченных процессов, в конечном счёте в теплоту) водорода из верхних слоёв земной атмосферы в космическое пространство из-за повышенной летучести этого газа и как следствие к *риску безвозвратного сокращения гидросферы планеты*.

В мире даже существуют месторождения природного водорода. Например, в Мали вот уже более 10 лет скважина «Бугу-1» обеспечивает электричеством целую деревню. Это месторождение, выдающее газовую смесь с содержанием водорода 98%, открыли совершенно случайно на глубине всего 110 м. Французы построили станцию, которая перерабатывает водород в электричество. Обучили местный персонал, чтобы он мог самостоятельно обслуживать производство. Но удивительно, что никто дальше не стал изучать месторождение. Поэтому источник водорода там так и до сих пор не установлен [9].

В России, например, Компания РИТЭК в 2022 году планирует начать эксперимент по добыче водорода из отработанных газовых месторождений. К тому же планируется перенести эти эксперименты из лаборатории непосредственно в опытное производство. Старые выработанные месторождения подлежат консервации, но там остались метан, пропан, бутан. Лабораторным способом изучается следующее: метан подвергается высокотемпературному воздействию, а водород образуется из метана. Поскольку водород – самое лёгкое из веществ, под воздействием высоких температур он поднимается к верхнему куполу месторождения. Все более тяжёлые газы будут внизу. Если в купольной части будет пробурена скважина, то технически оттуда можно будет извлекать водород для использования. После многочисленных экспериментов уже можно будет наладить производство водорода в промышленных масштабах [10].

В заключении отметим, что стратегической целью развития водородной энергетики в Российской Федерации являются реализация национального потенциала в области производства, экспорта, применения водорода и промышленной продукции для водородной энергетики и вхождение Российской Федерации в число мировых лидеров по их производству и экспорту с обеспечением конкурентоспособности экономики страны в условиях глобального энергетического перехода.

Также необходимо формирование региональных кластеров по производству и апробации оборудования для производства, хранения, транспортировки и применения водорода и другой промышленной продукции для водородной энергетики.

Литература

1. www.chemister.ru/Chemie/records.htm Книга рекордов Гиннесса для химических веществ Вурне, Е.Ф., 2017, Military Industrial Complex (MIC), <https://philarchive.org/archive/BYRMC-2>
2. https://m.gazeta.ru/amp/science/news/2021/03/31/n_15806594.shtml
3. *Gribbin, John*. Science. A History (1543–2001). – L.: Penguin Books, 2003. – 648 с. – ISBN 978-0-140-29741-6.
4. Source for figures: Carbon dioxide, NOAA Earth System Research Laboratory Архивная копия от 25 декабря 2018 на Wayback Machine, (updated 2010.06). Methane, IPCC TAR table 6.1 Архивная копия от 15 июня 2007 на Wayback Machine, (updated to 1998). The NASA total was 17 ppmv over 100%, and CO2 was increased here by 15 ppmv. To normalize, N2 should be reduced by about 25 ppmv and O2 by about 7 ppmv.
5. *Хорнак Д.П.* Основы МРТ. Дата обращения: 23 августа 2013. Архивировано 9 февраля 2014 года.
6. <https://www.google.com/search?q=%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D1%8F+%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0>
7. Ministry of New and Renewable Energy, Official Website Архивная копия от 26 ноября 2010 на Wayback Machine (недоступная ссылка с 13-05-2013).
8. Япония рассчитывает сделать водород экономически выгодной альтернативой сжиженному метану к 2030 году. Архивная копия от 29 апреля 2021 на WaybackMachine // 3DNews, 26.12.2020.
9. *В.П. Полеванов* Стремительный водородный прогресс. Газпром. № 9, сентябрь, 2020. – С. 15.
10. *Яраханова Д.Г.* Общие сведения о современной нефтедобыче: учебное пособие / Д.Г. Яраханова – Казань: Издательство Казанского университета. 2021. – С. 41–42.

ЧТО ДЕЛАТЬ РОССИИ В УСЛОВИЯХ ПРИНЯТОГО ЗАПАДОМ КУРСА НА СДЕРЖИВАНИЕ ЕЁ РАЗВИТИЯ

Р.Х. Муслимов,

*доктор геолого-минералогических наук, Академик АН РТ, РАЕН и АГН Академия наук Республики Татарстан,
ул. Баумана, 20, Казань, Респ. Татарстан, 420111, e-mail: davkaeva@mail.ru*

Аннотация. Развал СССР в 90-х гг. прошлого столетия стал стимулом к однополярному миру с доминированием США, которые имея первую экономику, опутавшие резервной валютой долларом весь мир и обеспечивающим функционирование мировой системы в интересах США самой мощной армией в мире. Этому доминированию способствовали мощные информационные системы и сильная политическая воля властей, живущих по принципу – цель оправдывает средства, что позволяет им игнорировать любые международные права и собственно принятые обязательства. Принцип – Америка превыше всего. Это основной рычаг управления своими союзниками и давления на другие независимые страны.

Россия после крушения СССР отказалась от самых значимых и жизненно необходимых производств и непозволительно глубоко интегрированной в экономику враждебного Запада, который выждав подходящий момент воспользовался своим положением и ввёл глобальные антироссийские санкции на всех направлениях жизни страны. К тому же в руках Запада оказалась мощная антироссийская военно-политическая сила – Украина.

К сожалению, Россия пока не сумела противопоставить все свои возможности адекватные вызовам. Пока не использованы главные составляющие этой мощи: природные богатства недр огромной территории, выгоды геополитического положения континентальной страны. Эффективное использование наших возможностей тормозится наивной верой в гуманизм, международное право и разные международные организации и соглашения. Для выживания страны от всего этого надо отходить как в гражданском, так и военных областях.

Ключевые слова: парадигма, нетрадиционные месторождения, нетрадиционная нефть, запасы, ресурсы нефти, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), геологические, извлекаемые запасы нефти, топливно-энергетический комплекс (ТЭК), сверхвязкие нефти (СВН), природные битумы (ПБ), углеродная нейтральность, углеродный налог, углеродный след, трансграничное углеродное регулирование (ТУР), выбросы парниковых газов, углекислый газ (CO₂), декарбонизация, энергопереход, санкции, топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), дегазация Земли.

Современная Россия находится под пристальным вниманием Запада.

Победив в холодной войне благодаря чудовищному предательству верхушки страны, и в первую очередь М.С. Горбачева, Запад расслабился и посчитал, что в России всё теперь будет происходить по их велению и хотению. Этому способствовала бурная деятельность постсоветской элиты (реформаторы, либералы и прочие изменники и предатели), действовавшие по начертанию и строгому надзору США.

В этот затянувшийся постсоветский период, окончанием которого можно считать отъезд Чубайса из России в текущем году, усиленно разрушалась Россия. Обогнали партию и госорганы, идейное государство превратили в полностью безидейное. Если, конечно, не считать стержень общества – деньги, заработанные любой ценой. Вместо гуманного «Человек человеку – друг, товарищ и брат» пришел капитализм с моралью «Человек человеку – волк», а формулу «Наука и труд» заменила прибыль, деньги. Разрушились заводы, фабрики, успешные и необходимые предприятия, исчезали сёла, уменьшались малые и средние города.

Всё это длилось около 30 лет и перманентно ослабляло Россию. Под видом оказания содействия России в новом капиталистическом развитии Запад всячески привязывал страну к своей системе, делая её всё более зависимой от своей экономики.

Наша страна оказалась чрезмерно интегрированной в мировую экономику. Страна превращалась в сырьевую базу Запада. Продукты переработки сырья до высоких пределов не приветствовались. Всё было бы хорошо, если бы такая кооперация осуществлялась с дружественными или даже нейтральными странами. Но наши лидеры забыли, что мы имеем дело с капитализмом в его высшей фазе – империализмом. Но и он сегодня перетерпел большие изменения. Старый добрый капитализм, живший по формуле деньги-товар-деньги превращается в систему, где уже и деньги являются товаром. В результате происходит ускоренное снижение среднего класса – оплата капитализма в пользу крупных олигархических групп, крупнейших мировых корпораций – гигантов. Одни ускоренно беднеют (их громадное большинство), другие чудовищно богатеют. Но всем все должны и люди и государства.

Всё громче говорят о Золотом миллиарде, который вольготно должен жить на планете. Управлять всей экономикой и жизнью людей должны не национальные государственные образования, а крупные международные банковско-производственные корпорации.

Не случайно появляются понятия «мирового правительства» и «глубинного государства». И это уже не конспирология и фантазии, ставятся реальные цели [1]:

- глобальный контроль власти во всех регионах планеты;
- глобальный контроль над ресурсами;
- резкое снижение рождаемости во всех странах и радикальное сокращение человеческой популяции до

1,5–2 млрд человек.

Инструменты оно использует для достижения мирового господства:

- политическое, экономическое и военное подчинение мира;
- провоцирование внешних и внутренних конфликтов;
- манипуляция массовым сознанием в масштабе планеты;
- снижение уровня образованности населения;
- трансформация сложившихся форм человеческого сообщества и кодексов поведения.

Работы в указанных направлениях ведутся через различные клубы и организации: Бильдербургский клуб, Богемский, Экономический форум в Давосе, фонд Карнеги за международный мир и др.

Ограниченность природных ресурсов планеты заставляет идеологов глубинного государства видеть решение проблемы в снижении населения до 1,5–2 млрд человек и искать пути его уменьшения (стерилизация и избавление от «лишних» людей). Отсюда рост русофобии, который заставляет Запад принимать решения, даже если они противоречат долгосрочным целям самой Америки. Россия очень удобная мишень для них (территорий и природных богатств много, населения мало).

Но в общем цели глобального государства отвергаются большинством стран Земли (Китай, Индия и развивающиеся страны). Люди не хотят умирать, а жить свободно и богато. Это является главным препятствием для глубинного государства.

Также глобальной угрозой является принятая на основе Парижских соглашений по климату 2015 г., так называемая «климатическая повестка», предусматривающая декарбонизацию отраслей ТЭК, введение углеродного налога и трансграничное углеродное регулирование (ТУР), прослеживание углеродного следа в продукции, полученной при сжигании углеродсодержащих ТЭР. Об этом мы писали в предыдущих публикациях [2, 3, 4]. С начала целевого внедрения «климатической повестки» прошло две зимы (1920–1921 и 1921–1922 гг.). Но отрицательные последствия уже зашкаливают.

Последствия энергетического перехода, объявленного участниками климатического саммита в Глазго делом решённым, немного обескураживают даже его организаторов. На энергетических рынках Европы и Азии происходят чудеса, напоминающие поворот вспять полноводных рек: спрос на ископаемое топливо растёт, интерес к возобновляемым источникам энергии падает, а европейцы пытаются купить газ в Японии и Китае (!), которые сами являются его крупнейшими импортёрами [5].

Борьба с углём и отказ от сертификации «Северного потока-2» для «защиты» украинских друзей от агрессии России» привели к росту цен на электроэнергию в Европе в среднем в 7 раз в течение года, до 144 долларов за мегаватт*час. А фьючерсы на 2022 год вообще ставят невероятные рекорды: цены на поставку энергии в Бельгию в 2022 году сейчас превышают 235 евро за 1 МВт*час, в Германии – 230 евро, а январский фьючерс вообще вырос до 600 евро!

Политики продолжают говорить о невероятном стечении обстоятельств – слабом ветре, маловодности рек, ремонтах на АЭС во Франции (которые «зелёные» тоже предлагают закрыть), коварстве русских – но эксперты и здесь непреклонны. Слабый ветер, помешавший раскрутить турбины ветрогенераторов в Северном море, для Европы никакая не новость, а проявление долгосрочных тенденций [5].

Снижение темпов строительства возобновляемой энергетики тоже объяснимо – рынок ВИЭ просто уперся в потолок, за которым владельцы станций перестанут получать прибыль. И политики с их льготами для строителей и инвесторов уже не могут повлиять на ситуацию. Денег инвесторов в секторе возобновляемой энергетики по-прежнему много, но для того чтобы окупить инвестиции, энергетикам приходится поднимать цены, а карманы у потребителей не резиновые. Европейские энергетические компании банкротятся одна за другой, и только крупнейшим из них удаётся заручиться поддержкой государства для того, чтобы пережить трудные времена. Среди причин не только слабый ветер и тусклое солнце – вместе с объёмами строительства возобновляемых энергообъектов у строителей растут издержки, и с этим ничего нельзя сделать.

«Цены на наземные ветряные и солнечные электростанции достигли уровня, при котором компания предпочла бы продавать активы, а не покупать их», – обрисовала ситуацию Андреа Эчберг, глава отдела глобальной инфраструктуры и реальных активов Pantheon Ventures.

А пока все эти сложности и ошибки множатся, спасти население и промышленность приходится, как обычно, доброму старому углю, который, кстати, только в XX веке сместил с первого места в мировом энергобалансе дрова. Даже в Великобритании, больше всех призывавшей запретить уголь, пришлось расконсервировать угольные станции. За 2021 год потребление угля в мире выросло на 9%, поставив исторический рекорд, а в следующем году прогнозируется на уровне, превышающем 8 млрд тонн. А как может быть иначе, если жизнь 3 миллиардов человек зависит почти исключительно от угля? Чем зарядить миллиарды электромобилей, которые производители обещают выпустить в свет до середины этого века, если большая часть электроэнергии в мире вырабатывается на угольных станциях?

Положение нашей страны крайне серьёзно осложняет набирающая высокие темпы конфронтация с Западом. Экс-руководитель израильской спецслужбы «Натив» Яков Кедми сказал: «Русофобия, как и антисемитизм, существует в мире сотни лет. Вы продолжаете верить в международные механизмы и в мораль европейских политиков, вы продолжаете себя обманывать. Никогда у вас нормальных отношений не было. Соотношение сил было такое, что они вас боялись. А теперь они вас не боятся» [6].

Этому способствовало то, что сейчас к власти пришли политики не знавшие ужасы войны и не пережившие послевоенных невзгод. К тому же уверенные, что за деньги можно решить все проблемы и хорошо жить в долг.

Развал СССР означал переход к однополярному миру, который сейчас находится на пике своего развития. И самое главное США удаются все авантюры. Вершиной явилось создание коалиции США и ЕС, укрепление НАТО, ввод адских санкций против России. Эти санкции уже ощутил каждый россиянин и их негативное влияние будет со временем только возрастать. А противостояние с Западом надолго и тягостно для населения РФ. Украина же всегда была антироссийской с момента вхождения в состав Российской империи при Богдане Хмельницком. Ход истории может привести её к роли, которая выполняла Германия во второй Мировой войне. Этот процесс может остановить только безоговорочная капитуляция всей Украины. Но даже при этом противостояние Запада и России никуда не денутся. Также останется бандеровская идеология, которая с её представителями может перебраться в Зап. Европу. В этих условиях Россия должна быть готова к перманентным войнам. Это и увеличение численности армии, сроков подготовки личного состава к боевым действиям, развитие ВПК. И самое главное – народ должен быть готов к борьбе за свободу, независимость и процветание Родины.

Мы должны называть наших врагов как и положено врагами и противниками (США, Великобритания, большинство стран ЕС) или злейшими врагами (украинцы, поляки, прибалты), а не как сейчас «партнёры, коллеги, а славян – братьями». Кто же будет воевать с партнёрами и братьями (хотя бы и младшими).

В этом глобальном противостоянии Западу нужно полностью разрушить Россию, как ранее был разрушен Советский Союз, а Украине – война на истребление россиян и в первую очередь русскоязычных даже на Украине. Угроза реальная и страшная. Для противостояния этому только армии, даже сильной, очевидно будет недостаточно.

Необходимо принимать меры экономического характера. А именно использовать наши очевидные преимущества – её природные богатства и не только энергетические (уголь, нефть, газ), но и другие (металлы, удобрения, продукция сельского хозяйства). Здесь сегодня важно, не только наращивать ресурсы, но главное – активно их использовать против наших врагов. Нужно превратить их в оружие, даже более эффективное, чем армия.

Надо понять, что эти богатства и сила России на века. Она выручала Россию от всех попыток её сокрушить и будет выручать впредь. Но надо этим богатством правильно пользоваться, учитывая слабость и немощ наших врагов.

По итогам 2021 года Россия поставила на внешние рынки нефти, нефтепродуктов, газа и угля на 243 млрд долларов – это почти половина нашего товарного экспорта. Наша страна – первый в мире экспортёр природного газа, второй – по экспорту нефти, третий – по экспорту угля. Европа добывает в год нефти всего 167 млн тонн при потреблении 550 млн тонн. Природного газа в Европе добывается 200 млрд кубометров при годовом потреблении 482 млрд. Уход нашей страны с глобального рынка ископаемого топлива учинит мировой экономический кризис [7].

Правительственные кризисы в странах Евросоюза неизбежны. Отказ покупать российский природный газ за рубли обернётся для стран Европы переходом в состояние «потерянного рая». Этот привлекательный для многих европейский рай во многом создавала Россия, поставляя на Запад дешёвые нефть, газ, уголь, минеральные удобрения, пшеницу, древесину, алюминий, никель, медь и алмазы. Если, например, Германия всерьёз откажется от российских энергоресурсов, то может быстро потерять свое экономическое могущество, а Евросоюз в таком случае рискует стать захолустьем [8].

Но это надо бы знать и самим установить эмбарго на поставку энергоносителей недружественным странам раньше их, а после объявления санкций в феврале-марте текущего года вообще не продавать энергоносители странам-санкционерам, если они не продают необходимые нам товары. При ультимативном отказе от полных поставок газа в ЕС «Северный поток-2» уже полностью работал в прошлом году. При этом можно было полностью перекрыть поставку газа нашему противнику – Украине.

Однако власть здесь сработала против своих интересов. Положение надо срочно исправлять и более того – вводить эмбарго на поставку других видов сырья для недружественных стран, не желающих поставлять нам продукцию (за рубли или пусть даже по бартеру).

Но условием поставок нужно считать отказ ЕС от каких-либо ими установленных санкций. При несогласии каких-либо стран с этими условиями – полный отказ от поставок ТЭР с предупреждением, что это навсегда.

Говорят, что при этом в РФ появится лишняя нефть или даже предлагают создавать нефтехранилища по примеру США. Но это дорого и хлопотно. В СССР была идеология создания резервов на случай войны путём временной консервации (остановка добычи) полностью обустроенных и готовых к эксплуатации месторождений. Этот путь более приемлем.

А строительство газохранилищ – это отработанные и привычные технологии. Этот опыт можно использовать.

Отказ от поставок ТЭР приведёт на некоторое время к снижению доходов от их продажи. Сейчас этого бояться не следует.

Во-первых, любая нестабильность приводит к существенному росту цен на нефть и другие энергоносители. Так что физические объёмы поставок снизятся существенно, а валютные поступления упадут незначительно или даже не станут меньше.

Во-вторых, валютные поступления в СССР по сравнению с нынешними были гораздо ниже. Так называемая твёрдая валюта (доллары) были экзотикой. Но страна развивалась и по существу по своей мощи была не менее США. Её боялись, с ней считались.

Сейчас же положение России не лучше, чем даже в первые годы советской власти. По существу дело идёт о нашем выживании. Поэтому объёмы добычи традиционных ТЭР (нефти, газа, угля) и других основных полезных ископаемых должно быть не ниже достигнутого. Энергоресурсы надо использовать на благо страны.

Анализ показывает, что никакого серьёзного энергоперехода на так называемую зелёную энергетику не случится. Традиционные ТЭР – уголь, нефть и газ в ближайшие столетия также останутся доминирующими.

Углеродный потенциал планеты огромен, а разведанные и перспективные запасы в сочетании с современными высокими технологиями обеспечат добычу нефти 4,5–5 и более млн т в год. Даже традиционные ресурсы нефти достаточны для этого. Но на целые порядки выше запасы и ресурсы нетрадиционных нефтей (тяжёлых нефтей, природных битумов – ПБ, сланцевых отложений и в ультранизкопроницаемых коллекторах). Начатое их освоение в конце прошлого столетия показало широкие возможности их использования. Но особенно много ресурсов как традиционного природного газа (мировые запасы 198,8 трлн м³), так и нетрадиционных запасов сланцевого газа 207 трлн м³, угольных пластов 38,2 трлн м³, плотных формаций 17,5 трлн м³. Эти запасы могут обеспечить потребность населения Земли в УВ (рис. 1, 2) [9].

На рис. 3 показана динамика потребления энергии по источникам. Основа энергетики – органические источники. ВИЭ имеет свою, хоть и возрастающую, но довольно низкую долю. За 2019 г. доля угля в производстве электроэнергии по миру в целом 36,4%, газа – 23,3%, гидроэнергии – 15,6%, атомной – 10,4%, ВИЭ – 10,4%, нефти всего – 3,1%. Нефть же используется для производства различных нефтепродуктов (их более 2 тысяч видов). Рис.3 показывает основную роль углеродсодержащих источников энергии и жизни человека. Это все проверенные, высокоэффективные и комфортные для широкого использования ТЭР.

Богатые и развитые страны такими стали в основном за счёт широкого использования дешёвых ТЭР, получаемых в большом объёме от зависимых колониальных и полуколониальных стран. Так потребление нефти в США держалось на уровне 3 тонн на человека в год, Зап. Европы – 2–2,5 тонн в год. В то время как большинство так называемых развивающихся стран потребляло сотни Гк на человека в год.

В настоящее время ситуация меняется. Большинство стран планеты хотят ускорить своё развитие, драйвером которого будет широкое применение традиционных ТЭР. Это экономичнее и более комфортно. Богатые страны уже давно построившие свою экономику на основе традиционных углеродсодержащих ресурсов, могут себе позволить применение дорогих, менее надёжных и менее комфортных ВИЭ. Это касается в первую очередь США.

Благодаря своей мощной экономике они могут позволить себе опережающее развитие ВИЭ, так же, как они сумели достичь больших успехов в освоении месторождений сланцевой нефти (рис. 4) [9].

Другим странам это будет крайне сложно и болезненно (рис. 5)

России нужно лишь наблюдать за этими процессами, сохраняя нынешние оптимальные соотношения источников энергии (рис. 6) [9].

России не надо отвлекаться на другие дорогостоящие решения (водородная, солнечная, ветряная энергетика) и переход на электромобили.

Нынешняя структура энергопотребления соответствует наличию наших природных ресурсов, их территориальному размещению и перспективам развития регионов страны и, главное, экономичности использования ТЭР.

При прогнозе добычи нефти обычно используют различные модели, исходящие из оценки ресурсов и возможности их использования. При этом исходят из концепции пика добычи и последующего за ним нулевого при-

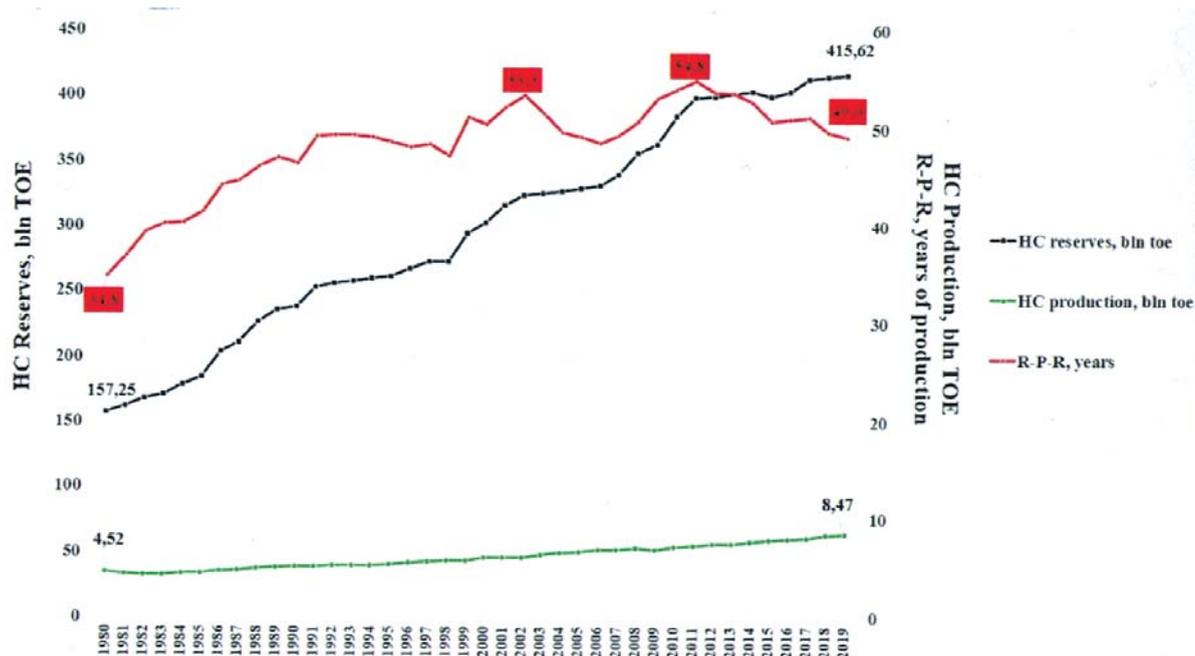


Рис. 1. Динамика доказанных запасов и производства УВС (млрд т н.э.), а также показателя обеспеченности добычи сырья запасами (годы добычи) в мире 1980–2019 гг.

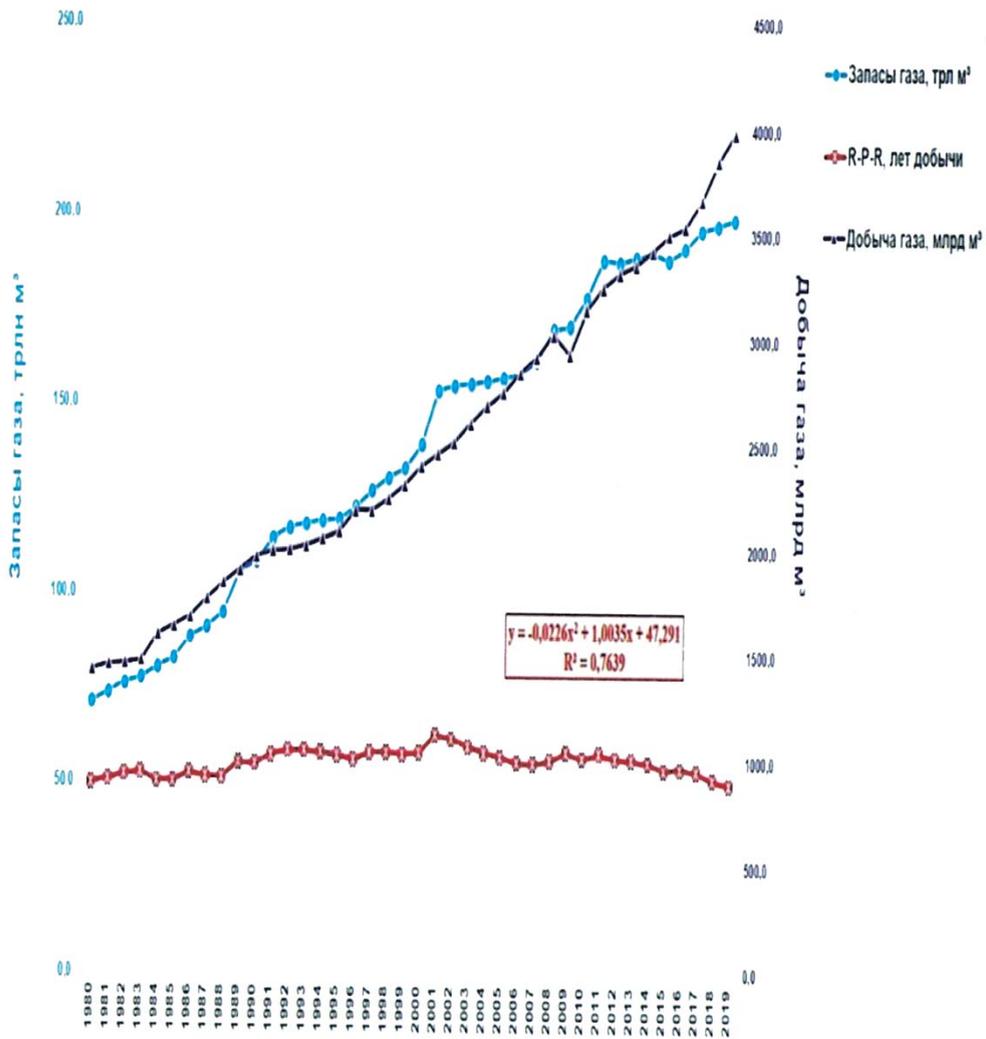


Рис. 2. Динамика запасов (трлн. м³), добычи (млрд м³) и значений показателя обеспеченности

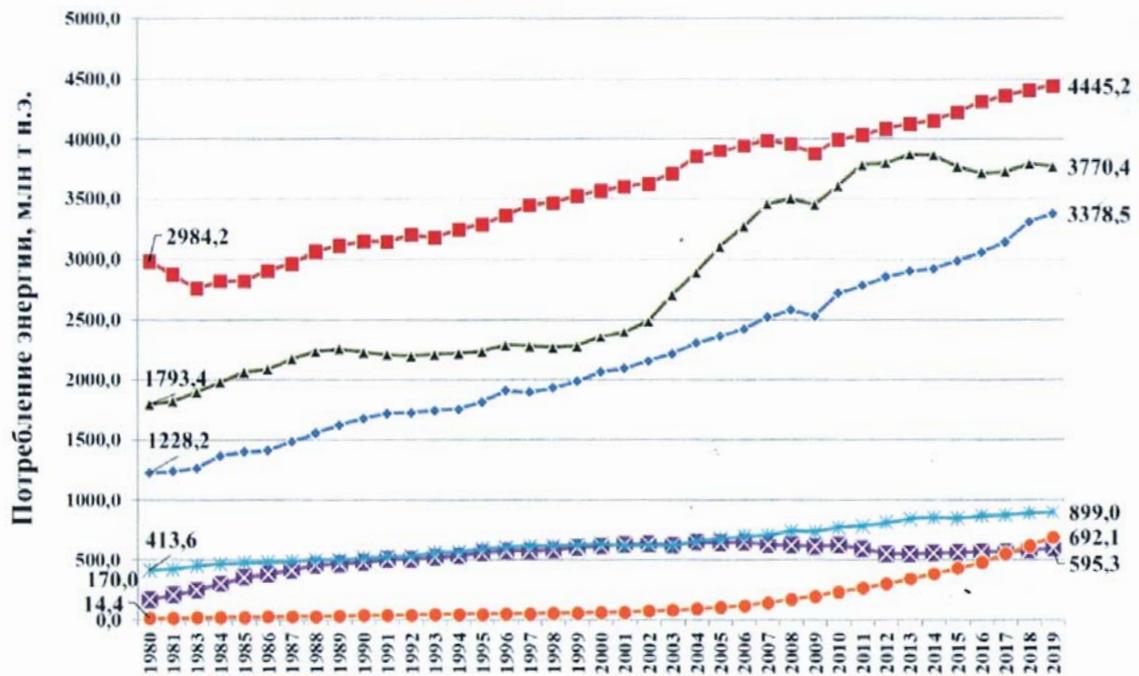


Рис. 3. Динамика потребления энергии по видам (млн т н.э.) в период 1980–2019 гг.



Рис. 4. Структура энергопотребления США в 2018 г.

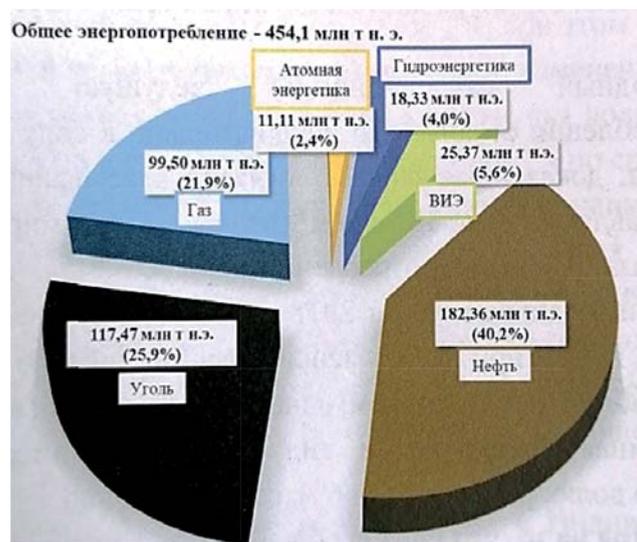


Рис. 5.1. Структура энергопотребления Японии в 2018 г.



Рис. 5.2. Структура энергопотребления Германии в 2018 г.



Рис. 6. Структура энергопотребления России в 2018 г.

роста. Все эти модели ведут к резкому снижению добычи нефти в перспективе. На эту же цель работает «климатическая повестка», являющаяся большим фейком Запада (энерготехпереход на ВИЭ).

При прогнозе добычи надо учитывать возможности ресурсного обеспечения, добычи и необходимости для развития страны.

Исходя из вышесказанного с достаточной уверенностью можно полагать следующие сценарии развития производства и потребления ТЭР:

1. Наиболее лишённые углеводородных благ страны Азиатско-Тихоокеанского региона будут стремиться добывать у себя больше, а потреблять гораздо больше УВ. В настоящее время здесь добывается около 140 кг/чел нефти в год, потребляется чуть больше.

Конечно, такая страна как Китай, которая по всем параметрам планирует к 2030 г. стать независимой от США и стать первой державой мира. Значит нужно потреблять около 1 т/чел нефти, т.е. – 1,4 млрд твг. При этом можно в 2–2,5 раза увеличить собственную добычу. Ос-

тальную – получить за счёт экспансии (экономической) в Африке и других богатых нефтью стран и покупке нефти на Ближнем Востоке, Венесуэле, России.

Другая страна АТР – Индия не может рассчитывать на такое же потребление, как Китай. Но сегодняшнее весьма скудное потребление очевидно захочет существенно (в 4–5 раз) увеличить. Это около 500 млн твг. Опять же за счёт покупки нефти у других стран.

2. Объёмы добычи нефти в Африке гораздо ниже потенциальных её возможностей (где-то 0,68 т/чел в год). Поэтому будет рост добычи за счёт инвестиций Китая, США, стран Зап. Европы.

3. Страны Северной Америки имеют колоссальный углеводородный потенциал и богатый опыт добычи и потребления нефти. Вряд ли они откажутся от этих благ, хотя на словах будут проповедовать засилие зелёной энергетики. Но законы экономики их будут двигать в сторону наращивания добычи нефти и газа для продолжения современной хорошей жизни. Это будет не меньше 800–900 млн твг добычи и потребления нефти (потребление около 2 т/чел в год).

4. Страны Евразии с учётом горячего желания перехода к альтернативной энергетике постараются сократить потребление УВ до минимума.

5. Страны б. СССР видимо будут стараться (как минимум) сохранить текущие уровни добычи. То же самое желание будет у стран Ближнего Востока.

Таким образом уровни добычи нефти на сотню и более лет составят (без пиковых значений) 4–5 млрд твг.

При этом средний уровень потребления по миру сохранится на уровне 0,5 твг на человека. Конечно, этого недостаточно чтобы большинство бедных стран стало богатыми, но ряд стран (Индия, Бразилия и др.) могут войти в разряд передовых экономик.

Такой анализ нужен для разработки стратегий продажи природных богатств РФ. Появляется возможность реально обустроить Россию, выводя на самые передовые позиции по газификации, нефте-газо-углехимии, нефтепереработке и сельскому хозяйству. Появляется возможность существенно удешевить и увеличить потребление электроэнергии. А это основа снижения стоимости производственных товаров, повышения их конкурентоспособности и снижения затрат на обеспечение жизни населения страны.

Но для всего этого мы должны иметь достаточные резервы разведанных запасов. Назрела необходимость принятия новой парадигмы развития нефтегазового комплекса России, предложенной академиком А.Э. Конторовичем, после его обсуждения. Новая парадигма предусматривает:

– Особое внимание уделить старым нефтегазодобывающим районам страны. Здесь нужно сосредоточить усилия по доразведке и переоценке запасов гигантских и супергигантских месторождений за счёт уточнения деталей геологического строения и применения новейших МУН, выявления и ввода в эксплуатацию ранее пропущенных и так называемых низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых некондиционных пластов (нетрадиционные объекты). При этом одновременно совершенствовать систему разработки высокопродуктивных месторождений путём применения методов добычи остаточных нефтей.

– Освоение в старых районах нефтедобычи мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн тонн. Освоение мелких и мельчайших месторождений теперь становится важной государственной задачей и первой задачей отрасли.

– Поиски, разведку и разработку нетрадиционных объектов (высоковязких нефтей и природных битумов – ПБ, залежей в сланцевых и им подобных отложениях в ультранизкопроницаемых породах).

– Исследование проблем абиогенной нефти. Выявленные процессы дегазации Земли и подпитки осадочного чехла углеводородами из недр планеты через каналы в КФ превращают её углеводородные ресурсы по существу – в возобновляемые;

– Старую парадигму И.М. Губкина – Н.К. Байбакова – А.А. Трофимука в полной мере можно использовать в поисках и разработке месторождений в новых объектах – шельфа, а затем и более глубоководных отложениях восточных и северных морей. Это обширные территории. Здесь большие возможности открытия крупных нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

Всё это надолго сделает Россию неуязвимой для недругов. Но для выхода из сегодняшней ситуации загнанной в угол западными странами (США, ЕС), работающими над увеличением числа этих врагов в целях разрушения России и уже достигших первых результатов: от всеобъемлющих санкций сильно страдает не только страна, но и каждый её житель, который несёт все их тяготы. И это не на год или на два.

Перечень уже ощутимых экономических потерь ширится с каждой неделей. Пока можно забыть о «Северном потоке-2». Обесценились (в некоторых случаях до нуля) активы многих отечественных предприятий. В связи с закрытием для нас европейских рынков пострадали отрасли, работавшие на экспорт. Остановлены практически все заводы автопрома, выпускающие иностранные модели. Сильно «поредели ряды» торговли и общепита. По части улиц крупных городов стало грустно ходить – завешаны витрины, повсюду объявления о сдаче освободившихся помещений в аренду.

Санкции выявили многие негативные особенности российской экономики. В стране фактически нет отрасли, где бы мы не зависели от импортных составляющих. Оказалось, что даже у знаменитых «КамАЗ»ов, постоянно побеждающих в мировых автогонках, коробки передач германского производства. В таких условиях нужно принимать неординарные меры. Надо понять, чтобы Россия не делала, санкции сняты не будут и договориться с Западом мирно не удастся. Яков Кедми сказал: «Если кто-то думает, что правительство Зеленского проведёт денацификацию после подписания мира, ему лучше сразу отправиться в психиатрическую клинику. Международное право по существу не работает, а все эти конвенции принимались не для того, чтобы их выполнять» [6].

Конечно, нужно выходить от участия во всех международных договорах и организаций типа ВТО, в которых доминируют США или ЕС.

Война с Западом освобождает от всех наших договоренностей (оформленных и неоформленных). Наступил глобальный форс-мажор и сохранение имиджа надёжного партнера не является причиной работать против интересов России. Она должна наносить Западу весьма серьёзные удары как в экономике, так и в других областях. Надо, чтобы они почувствовали боль и страх. Это требует от наших властей, как говорил Джордж Дантон, тройной смелости. Конечно, нужны давно назревшие структурные реформы и усиление армии, исходя из огромной протяжённости наших границ и мощи наших врагов. И самое главное – воспитание населения в духе: хорошо стране, хорошо и мне, и небоязни войны за независимость и полный суверенитет нашей страны.

Литература

1. Садовников А. Deepstate – матрица власти, претендующая на мировое господство//Аргументы недели. – № 4(799), 2 февраля 2022 г. – С. 8–9.
2. Муслимов Р.Х. К чему приведёт предлагаемая Западом «климатическая повестка» по декарбонизации и глобальному энергопереходу//Бурение и нефть. – № 1. 2022. – С. 18–26.
3. Муслимов Р.Х. Перспективы использования первичных углеводородных ресурсов в условиях политики декарбонизации (в порядке обсуждения)//Нефтяное хозяйство. – DOI: 10.24887/0028-2448. № 2. 2022. – С. 10–14.
4. Муслимов Р.Х. Углеводородный потенциал и глобальный энергетический переход. Проблемы углеродной нейтральности – пострадавшие и выгодоприобретатели//Нефтяная провинция. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP>. – 2022. № 1. – С. 1–32.
5. Субботина О. На ветер надейся, а уголь запасай//Московский комсомолец. – 23 декабря 2021. – С. 3.
6. Мирная Е. Кого достал «Кинжал» – интервью с Я. Кедми//Аргументы и факты – № 15. 2022. – С. 3.
7. Тетельмин В.В. Россия ещё не расчехлила свое «нефтяное оружие»//Московский комсомолец. – 23 апреля 2022 г. – С.3.
8. Тетельмин В.В. ЕС без поставок российских энергоносителей превратится в мировое захолустье. Спец-операция по принуждению к рублю// Московский комсомолец. – 5 апреля 2022 г. – С. 3.
9. Мартынов В.Г., Бессель В.В, Кучеров В.Г, Лопатин А.С, Мингалева Р.Д. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики: Монография – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 173 с.
10. Муслимов Р.Х. О новой парадигме академика А.Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России исходя из опыта Татарстана по рациональному освоению углеводородных ресурсов недр//Бурение и нефть. – Сентябрь, 2020 г. – С. 6–14.

Круглый стол 3

**Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»
Новая парадигма разработки крупных месторождений на поздней стадии - обеспечение технологической
независимости**

ЗАКАЧКА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПРОЦЕССЕ И ПО ЗАВЕРШЕНИЮ ОСВОЕНИЯ МЕЛКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, Л.З. Анисимова, Р.Р. Хазиев, И.Р. Фахрутдинов, К.Ю. Колузаева

Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань, aee8277@rambler.ru

Сокращение «углеродной» нагрузки на атмосферу в современных условиях в значительной степени связывается с созданием подземных хранилищ CO_2 в выработанных месторождениях углеводородов, водоносных пластах или соляных кавернах.

Должно пройти определённое время, пока в экономике будет широко налажен процесс переработки и использования CO_2 . В сложной схеме поиска резервуара, строительства ПХГ, закачки CO_2 , хранения, контроля каждый процесс – это самостоятельные исследования. Процесс поиска резервуара, строительства ПХГ, определения характеристик хранения CO_2 , как один из основных, может быть длительным. К подземным хранилищам CO_2 возможно применение аналогичных геологических требований, что и ПХГ природного газа.

В отдельных регионах, при отсутствии истощённых нефтегазовых залежей и необходимости при этом создания подземных газовых хранилищ, ПХГ могут быть созданы в водоносных пластах. В этом случае, пористые пласты песчаника в земной коре, перекрытые сверху слоем глины, могут служить природными ПХГ.

Для устройства такого хранилища (рис. 1) необходимо, чтобы водоносный пласт был достаточно порист, проницаем, имел бы ловушку для газа и допускал бы вытеснение воды из ловушки на периферию пласта [1].

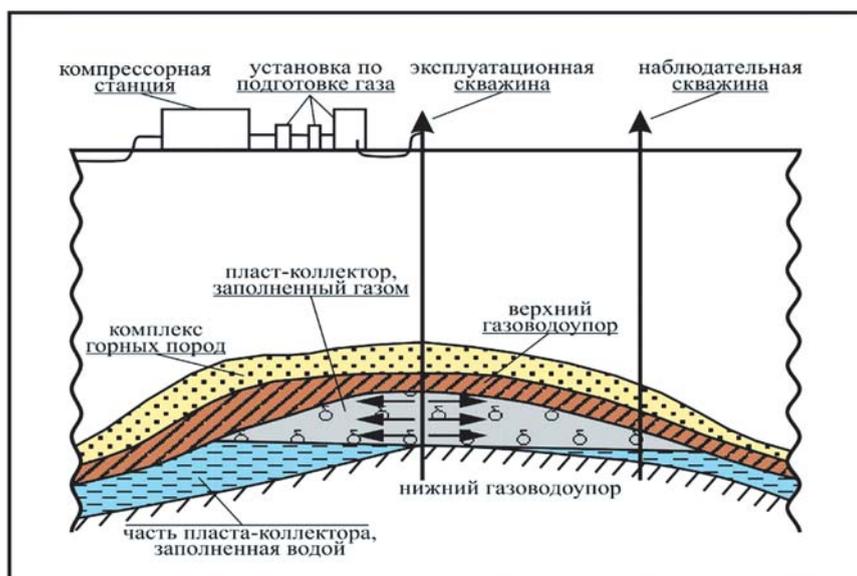


Рис. 1. Создание ПХГ в ловушке водоносного горизонта.

Газ, закачанный в ловушку, оттесняет из неё воду и размещается над водой. Плотные отложения, залегающие в кровле коллектора, не позволяют газу просочиться вверх. Пластовая вода удерживает газ от ухода его в стороны и вниз.

При создании подземного хранилища газа необходимо учитывать ряд основных характеристик геологического объекта – это в первую очередь физические свойства пласта-коллектора, степень его неоднородности, наличие разрывных нарушений, степень подвижности пластовых вод.

Пласт – коллектор, который рассматривается для хранения газа, должен быть достаточно мощным, с хорошей проницаемостью, пористостью и быть литологически однородным.

Перечисленные факторы в различной степени влияют на оценку газового хранилища, т.е. на возможность его создания, объём закачиваемого газа, срок эксплуатации и экологических параметров.

Литологическая однородность позволяет применять повышенные депрессии при заполнении хранилищ газом, упростить контроль над поведением пластовых вод при отборе газа из хранилища.

Тектонические нарушения всегда вызывают опасения с точки зрения герметичности покрывки над хранилищем, а также осложняют интерпретацию геологических и гидродинамических данных, затрудняют выбор схемы закачки газа, усложняют технологические расчёты и т. д.

Амплитуда поднятия пласта-коллектора и степень подвижности пластовых вод влияют на сроки создания хранилища и режим его эксплуатации.

Давление закачки при создании подземных хранилищ газа, как в истощённых месторождениях, так и в водонасыщенных пластах, имеет важное значение. Чем больше давление в хранилище, тем больше объём хранящегося газа и тем меньше требуется скважин для обеспечения эксплуатации хранилища. Однако чрезмерное повышение давления в подземном хранилище чревато нарушением герметичности резервуара и потерями газа.

Допустимое давление в хранилище обусловлено многими геологическими факторами и, прежде всего, зависит от глубины залегания пласта; плотности, прочности и пластичности кровли пласта.

На максимальное давление существенно влияют структурные и тектонические особенности пласта, кровли, подошвы, а также разреза пород над пластом.

Практика создания подземных хранилищ газа показывает, что при наличии глинистой покрышки мощностью больше 3 м максимально допустимое давление можно определить, исходя из нормального гидростатического давления, соответствующего глубине залегания хранилища, при этом герметичность пласта, как показывает опыт, не нарушается, переток жидкости и газа в другие пласты через кровлю даже в сводовых частях пласта практически отсутствует.

Минимально допустимая глубина залегания подземных ёмкостей определяется, в первую очередь, давлением хранимого газа. Эта величина устанавливается с учётом того, что одна атмосфера максимального рабочего давления продукта в хранилище должна уравниваться горным давлением толщи пород, расположенной над ёмкостью. Расчёт глубины заложения хранилища (H) осуществляется при условии, что избыточное давление в хранилище ($P_{изб}$) ниже горного ($P_{горн}$).

$$P_{изб} < P_{горн} = \frac{\rho_{г.п.} \times H}{10}, \quad (1)$$

где $\rho_{г.п.}$ – средняя плотность вышележащих горных пород.

Глубина заложения кровли хранилищ газа (H) определяется по формуле:

$$H = K \frac{P_{вн}}{\gamma_{ср}}, \quad (2)$$

где K – коэффициент запаса прочности покрывающих пород, равный 1,2–1,5; $P_{вн}$ – максимально возможное давление газа внутри хранилища, т/м²; $\gamma_{ср}$ – средневзвешенная плотность покрывающих горных пород, кг/м³;

$$\gamma_{ср} = \frac{\sum(H \times \gamma)}{\sum(H)} = \frac{H_1 \gamma_1 + H_2 \gamma_2 + \dots + H_n \gamma_n}{H_1 + H_2 + \dots + H_n}, \quad (3)$$

где H_1, H_2, H_n – мощность отдельных пластов, слагающих покрывавшую толщу пород, γ – плотность пластов горных пород, слагающих покрывавшую толщу, кг/м³. Выполнение расчётов позволяет предохранить стенки хранилища от разрушения под действием внутреннего давления [1, 4].

Анализ ряда мелких нефтяных месторождений РТ, выполненный с целью изучения основных параметров, таких как прочность; мощность пластов, слагающих покрывавшую толщу пород; плотность г/п, слагающих покрывавшую толщу; амплитуда пласта-коллектора; давление в пласте позволило предположить геологические особенности объектов предполагаемых к использованию для захоронения углекислого газа. К первоочередным критериям также относятся мощность пласта, взаимодействие CO₂ с вмещающими породами, их температура, максимальная температура поступающего газа. Результаты, полученные в процессе первичного анализа, удобно вносить в таблицу и сверять с граничными значениями (табл. 1).

Таблица 1

Пример таблицы для сверки с граничными значениями

Тип	Толщина, м	Взаимодействие с УВ	Температура вмещающих пород в подземных хранилищах не превышает	Максимальная температура поступающего в хранилища газа, С	Примечание
Граничные значения	не менее 15	химически инертны к углеводородам	<10	40С	
Осадочные, магматические, метаморфические	+	+	+	+	
Слабоуплотнённые, рыхлые, макропористые и трещиноватые	+	+	-	-	
Каверзные плотные породы	+	-	+	-	

Наиболее благоприятными при выборе геологических объектов под ПГХ являются положительные структурные формы по подошве нижнекаменноугольных маркирующих горизонтов – тульской и турнейской поверхностей.

Особенный интерес представляют турнейские структуры, подвергшиеся «обработке» карстовыми процессами, в результате которых образовались разной глубине и протяжённости предвизейские «врезы». В большинстве известных «врез» сформировались пласты песчаников толщиной более 6,0 м (сбр-2, сбр-1), разделённых глинистыми «перемычками». В ряде скважин, на различных поднятиях и приуроченных к ним месторождениях нефти, пласты песчаников сливаются (сбр-3 + сбр-2), образуя значительные по запасам нефти залежи. «Врезные» бобриковские пласты (сбр-2 чаще, сбр-1 реже), залегающие на размытой (закарстованной) поверхности турнейских известняков, и прилегающие по горизонтам к бортам «врез», образуют на месторождениях сложно построенные залежи, на которых пластами – коллекторами являются породы как терригенные, так и карбонатные. Объём таких объектов может быть весьма значительным, чтобы использовать их для ПГХ. Ряд месторождений с такими сложно построенными залежами располагаются сравнительно недалеко друг от друга и могут использоваться под ПХГ без дополнительного объёма геологоразведочных работ для обустройства последних.

В качестве примера на рис. 2 представлен геологический профиль с ярко выраженной структурой в нижнекаменноугольных отложениях на одной из площадей ЮТС. Коллектора бобриковского горизонта данной структуры характеризуются высокими показателями пористости.

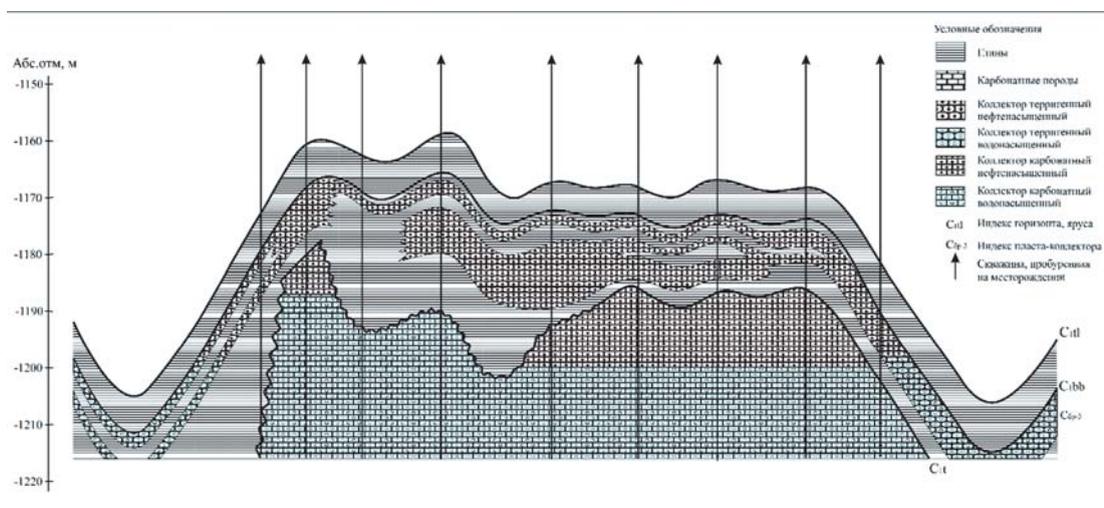


Рис. 2. Геологический профиль по структурной поверхности нижнекаменноугольных отложений.

В качестве потенциального хранилища CO_2 на данном объекте могут быть выбраны именно пласты бобриковского горизонта. Тип бобриковской залежи определяется как структурно-сводовый, литологический состав пород – песчаники и алевролиты с переходными разностями. Нефтенасыщенная толщина на поднятии изменяется от 1 до 18 метров, а средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – 8,2 м. По структурным построениям определена площадь залежи, а по результатам интерпретации геолого-геофизической информации получены данные по пористости, проницаемости. За кровлю предполагаемого хранилища была взята кровля бобриковского горизонта, а за подошву глинистая пачка, залегающая над турнейскими отложениями. Проведённые расчёты позволяют вычислить площадь данной структуры – 5013 м² и потенциальный объём предполагаемого хранилища – 22573 м³. Закачка CO_2 в данную структурную ловушку может начаться уже в процессе добычи нефти, используя технологию увеличения КИН закачкой углекислого газа.

Хранилища CO_2 могут сооружаться в любых водоупорных породах (осадочных, магматических или метаморфических), химически инертных к углеводородам, имеющих мощность не менее 10 м и необходимую глубину залегания. Слабоуплотнённые, рыхлые, макропористые и трещиноватые, кавернозные плотные породы практически непригодны для создания хранилищ [2, 3].

Нельзя исключать из внимания и вопрос контактирования газа с вмещающей горной породой, в которой находится предполагаемый объект, необходимостью выявления её химической устойчивости к взаимодействию с горными породами. (В.А. Мазурова, В. С. Азева и др). Химическая стабильность контакта углекислого газа с горными породами подтверждена исследованиями как в нашей стране, так и за рубежом.

При решении вопросов о пригодности пласта для строительства хранилища оценивается общее геологическое строение месторождения с целью установления нарушенных зон. Только всесторонний анализ результатов разведки даёт возможность сделать заключение о степени герметичности, подземного хранилища, повышающей его эксплуатационную надёжность. Захоронение CO_2 осуществимо в тех местах, где на определённой глубине имеются мощные отложения естественно непроницаемых горных пород, устойчивых к горному давлению. Экономически выгодная глубина ПХГ-300-1000 метров [1].

По литологическому составу к таким породам отнесены гипсы, ангидриты, мергели, плотные известняки, доломиты, граниты, глины и некоторые другие с коэффициентом крепости, по шкале Протодяконова $f=2-10$. Предпочтение отдаётся гипсоангидритовым породам, характеризующимися хорошей устойчивостью.

Литература

1. *Казарян В.А.* Подземное хранение газов и жидкостей. Регулярная и хаотическая динамика. – М.: Институт компьютерных исследований, 2006. – 428 с.
2. *Сидоренко М.В.* Подземное хранение газа. – Москва: Недра, 1965. – 139 с.
3. *Сильвия Корно-Гандоль.* Подземное хранение газа в странах мира // Газовая промышленность. Отечественный и зарубежный опыт: Экспресс-информация. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – Вып. 3. – С. 18–23.
4. *Самсонов Р.О., Бузинов С.Н., Рубан Г.Н., Джафаров К.И.* История организации подземного хранения газа в СССР – России. Георесурсы 4 (36). 2010. – С. 2–8.

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Я.Г. Аухатов¹, Б.В. Успенский²

¹ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, г. Казань

²Казанский федеральный университет, г. Казань; borvadus@rambler.ru

Сегодня мало людей, которые не слышали о декарбонизации и особенно об уменьшении выброса углекислого газа в атмосферу. Сейчас декарбонизация означает отказ от углеводородов (УВ) и переход к низкоуглеродной энергетике, использование экологичных видов энергии, таких как ветер, вода и солнце. Не секрет, что основная масса добываемого УВ сжигается в ТЭЦ для получения электроэнергии и двигателях внутреннего сгорания. Лишь небольшая доля используется в нефтехимии для получения товаров народного хозяйства (полиэтилен, пластмассы и т.д.). В своё время Д.И. Менделеев сравнивал сжигание нефти с сжиганием ассигнаций. Потребление нефти и газа с каждым годом растёт с ростом благосостояния народов. Создаётся парадоксальная ситуация, с одной стороны, необходимость поднять жизненный уровень народов не только развитых стран, но и населения Африки, Южной Америки и Азии, а, с другой стороны, сокращать использование углеводородов.

Всегда ли мы сможем обеспечить потребность населения на УВ сырьё? Сегодня в среде геологов-нефтяников существуют две альтернативные точки зрения. Первая – органическое происхождение нефти и поэтому запасы его ограничены. Другая точка зрения абиогенная, глубинная, мантийная и поэтому запасы его неисчерпаемые. Такая точка зрения как бы обуславливает расточительное отношение к углеводородам при его неисчерпаемости запасов. Люди начинают пользоваться материальными ценностями небрежно и неэкономно.

Если мы будем думать, что запасы углеводородного сырья ограничены, тогда мы будем бережно относиться к своим природным богатствам. Стараться получаемую прибыль использовать на благо народа. Если взять Татарстан, то мы видим, как много сделано для благополучия населения, как изменились города, районные центры и деревни.

Много делается нефтяниками в вопросах экологии – это бурение, соответствующее требованиям геолого-технического наряда, освоение скважин и добыча нефти без загрязнения окружающей среды. Хороший оператор по добыче нефти тот, который не видит нефть.

Вопросы декарбонизации в нефтегазовой отрасли имеют системный характер от бурения скважин до переработки углеводородов [1]. При этом подчеркивается, что операционные методы декарбонизации и повышение операционной эффективности в основном нацелено на снижение производственных издержек, во многих случаях эти инициативы также приводят к сокращению выброса углекислого газа, причём для получения быстрых результатов не требуется значительного финансирования.

В процессе испытания скважин продукты испытания (нефть, конденсат) должны собираться в ёмкости или в амбары с последующим их вывозом на полигоны для использования в качестве топлива, но при геолого-разведочном бурении в удалённых районах такой возможности нет. Утилизация скважинной продукции, полученной в процессе испытаний скважин, происходит путём сжигания, что позволяет избежать проблем, связанных с необходимостью хранения нефти и загрязнением окружающей среды. Объёмы нефти для утилизации после испытания скважин доходит до 200 м³.

Мощным источником опасных загрязнителей воздушного бассейна в нефтяной и газовой промышленности продолжают оставаться продукты сгорания нефти, конденсата, природного и нефтяного газа в факелах. Стоит напомнить о печально знаменитой катастрофе нефтедобывающей платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. После взрыва платформа горела не так уж долго, пожарные смогли загасить огонь через 36 часов. Но облако чёрного дыма поднялось на три километра, и экологический ущерб от него никто не подсчитывал.

Оставшуюся нефть после испытания в геолого-разведочных скважинах можно не сжигать. Для решения выше указанной проблемы предлагается одно из перспективных направлений в области увеличения добычи нефти – это метод гидромеханического воздействия на призабойную зону с использованием эффекта имплозии

[2, 3, 4]. Устройство спускают с таким расчётом, чтобы окна патрубка находились напротив выбранного интервала зоны перфорации (рис. 1).

Путём повышения давления на устье до 20–25 МПа за счёт закачки жидкости в полость насосно-компрессорных труб разрывают мембрану, создавая в обрабатываемой зоне пласта (на уровне окон ловушки) гидравлический удар с давлением, превышающим горное давление вышележащих пород, обеспечивающий необходимые условия для расширения существующих или образования новых трещин в призабойной зоне пласта.

Предлагаемое устройство обеспечивает возможность (при сохранении статического давления в затрубном пространстве) повышать давление на устье (в НКТ) до 20–30 МПа, что позволяет достигнуть оптимального гидравлического удара в зоне пласта.

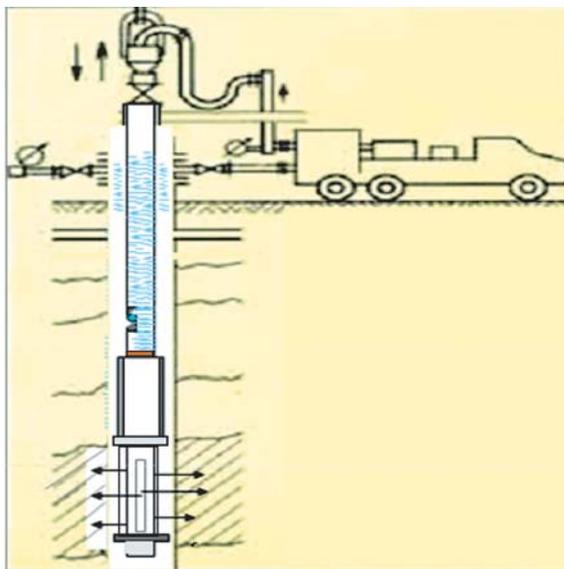


Рис. 1. Схема обвязки устья скважины для мини гидроразрыва пласта.

Основные преимущества данной технологии: используется отечественная техника ЦА 320; не нарушается целостность цементного кольца выше и ниже зоны перфорации, что исключает возможность заколонных водопетрекетов; радиус проникновения трещин до 25,0–50,0 метров, в зависимости от геологического строения продуктивного пласта; операция осуществляется в любое время суток.

Были сделаны презентации в буровых организациях, занимающихся бурением разведочных скважин в отдалённых участках: Мегионнефтегазразведка, Тюменьбургео и научно-практических конференциях. Несмотря на это мы не можем участвовать в утилизации нефтепродуктов, практически по вине производителей. По мнению авторов, эти работы необходимо включить при создании проекта на бурение разведочных скважин и должны контролироваться со стороны Ростехнадзора.

Декарбонизация в конечном счёте приведёт к сокращению добычи нефти, т.е. законсервированию добывающих скважин и залежей. При этом, если законсервировать скважины, например, с битуминозной, высоковязкой нефтью, а потом снова вернуть их в эксплуатацию, то притока нефти из скважины не получим. Аналогичная ситуация возникает с месторождениями в северных широтах.

В таком случае компании могут пойти на приостановку добычи на наименее рентабельных или сильно выработанных месторождениях. Если потом их эксплуатацию не удастся возобновить, то потери будут не очень велики. Но они всё равно будут, и вряд ли какая-нибудь компания с этим спокойно смирится.

В то же время можно наблюдать притоки нефти из скважин, имеющих высокую обводнённость, находящихся в простое. Например, известно переформирование залежей за несколько лет на месторождении, расположенном в Чеченской Республике: количество добытой нефти, по расчётам горного инженера в пределах грозненских залежей не могло вписаться во всех известных структурах этого района и прилегающих к ним впадин. Все высоко обводнённые скважины, на которых перед началом войны осуществлялся форсированный отбор, начали давать нефть: т. е. в течение 4 лет простоя произошло переформирование залежей: вода образовала новый нефтяной контакт. За те годы пока велась война и скважины находились в простое, произошло восстановление давления в верхнемеловых известняках, процент воды снизился, водо-нефтяной контакт выровнялся. Так же в последние годы наблюдается уникальное явление в районах Старогрозненского и Октябрьского промыслов: первые мелкие скважины глубиной до сотен метров (песчаники неогена) стали высачивать нефть на дневную поверхность (через затрубное пространство).

Например, как указывает Муслимов Р.Х. [5], на Ромашкинском месторождении (разрабатывается более 70 лет) в последние годы у ряда старых скважин наблюдается «второе дыхание» [2]. При разработке залежь в первую очередь отдаёт лёгкие фракции, а тяжёлые выкачиваются последними. Нефть в пределах Ромашкинского месторождения характеризуется повышенной вязкостью, преобладанием тяжёлых фракций. Но изучение физико-хи-

мических свойств показывает, что на фоне общего увеличения плотности в ряде скважин отмечено поступление лёгкой газированной нефти.

Так же известно, что на ряде залежей, по которым уже извлечены все балансовые запасы, добыча нефти продолжается. Некоторые скважины характеризуются пульсирующими режимами нефтедобычи: падение дебитов сменяется долговременным его ростом. На ряде месторождений Западной Сибири также зафиксирован пульсирующий режим нефтедобычи в скважинах.

Например, на ряде месторождений Северного Кавказа первоначально подсчитанные запасы нефти были многократно превышены в процессе многолетней разработки месторождений. Известны случаи рекордно длительной эксплуатации нефтяных скважин. На двух месторождениях, расположенных на границе Грузии и Абхазии, эксплуатируются месторождения с конца XIX века и до сих пор дают приток нефти.

Залежь нефти – это «живая» флюидопородная система, свойства и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счёт вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счёт дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми. И многие месторождения имеют очаговый фрактальный характер нефтенасыщения и вследствие этого резко отличающуюся мозаичную структуру продуктивности (дебитности) скважин [6].

Итак, любая залежь углеводородов – открытая система, способная к самовосстановлению в относительно короткое время. Разработка и эксплуатация месторождений нарушает динамическое равновесие в пласте, возбуждая естественный подток углеводородов, которые начинают компенсировать величину отбора.

Для некоторых районов характерны естественные выходы нефти на поверхность земли. Нефть этих источников имеет специфический состав, который четко отличает её от добываемой, транспортируемой нефти и т. п. Нередко эти выходы проявляются в виде грифонов на поверхности морей и океанов или истечений нефти на донных или береговых участках рек.

Получается, что консервация скважин и залежей дело сложное, трудоёмкое, требующее больших капитальных вложений. Особенно трудно ликвидировать скважины со срезанием обсадных колонн [6]. Как пишут, консервация сланцевых скважин в Америке обойдётся примерно в 150 млрд долларов. При этом нет гарантии, что углеводороды не будут просачиваться в вышележащие пласты и до земной поверхности, что чревато экологическими последствиями.

В 2021 году во время дискуссии после завершения научно-практической конференции, посвящённой декарбонизации, Р.Х. Муслимов сказал, что в борьбе с утилизацией углекислого газа главную роль должна сыграть зелёная масса планеты, именно она переводит углекислый газ в органическое соединение при помощи солнечной энергии, в котором в процессе фоссилизации образуется горючее органическое вещество, сохраняя от перегрева поверхность и воздушное пространство Земли. Бесконечные лесные пожары, охватывающие большие территории, сопоставимы с выбросом CO₂ при сжигании УВ источников.

Литература

1. Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. Март, 2021. – 157 с.
2. Попов А.А. Имплозия в процессах нефтедобычи // М.: Недра, 1996. – 192 с.
3. Аухатов Я.Г. Селективный микрогидродрозрыв пласта ООО «НТПР»//Материалы Межд-й научно-практической конф. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. 2011. – С. 55–56.
4. Волков Ю.А., Колюхов В.М., Костерин А.В., Чекалин А.Н. Математическое моделирование имплозионного воздействия на пласт// Казань.: Изд-во «Плутон», 2004. – 78 с.
5. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования // Георесурсы, 2019, № 21(4). – С. 40–48.
6. Зативалов Н.П. Нефть XXI века: новая парадигма // Георесурсы. – Казань. – 2020. Спецвыпуск. – С. 15–18.
7. Аухатов Я.Г. Тектонические условия среза обсадных колонн в нефтегазодобывающих районах Западной Сибири // Геология. Изв. ОНЗиЭ АН РБ, 2004. № 9. – С. 110–111.

УЛЕМИНСКО-СЮКЕЕВСКОЕ НЕФТЕСКОПЛЕНИЕ КАЗАНСКОГО ЯРУСА

Р.Р. Аflyтунов¹, А.П. Бачков¹, С.Е. Войтович², А.З. Ахметшин², К.А. Сухов²

¹ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск,

² Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Казань, ahmetshinaz@tatneft.ru

Улеминско-Сюкеевское нефтескопление в тектоническом отношении расположено в южной части Казанско-Кажимского авлакогена. В структурном плане оно приурочено к восточному окончанию Улеминской валообразной структуры [Хисамов, 2006], отчетливо выраженной по маркирующим поверхностям пермского разреза. Структура осложнена рядом куполов и, разделяющих их впадин (рис. 1). Наиболее значимыми из них являются Улеминское и Атряское, амплитуды которых по кровле приказанской толщи составляют соответственно 30 и 11 м.

Коренные выходы нефтенасыщенных доломитов Сюкеевского нефтескопления в береговом уступе р. Волга известны с давних времен, так же, как факты их использования в хозяйственных целях местным населением.

История геологического изучения нефтескопления, начиная с XVIII века по настоящее время, включает целый спектр работ, начиная с геологического описания выходов пластов до проведения разведочных работ. Вопросы геологии Сюкеевского нефтескопления были освещены в многочисленных публикациях отечественных и зарубежных исследователей.

Параллельно с геологическим изучением Сюкеевского нефтескопления, выполнялись геологоразведочные работы с целью оценки масштабов его нефтеносности и предпринимались попытки его промышленной разработки. По крайней мере известно о двух кратковременных попытках промышленного освоения Сюкеевского нефтескопления в начале XX века – иностранной компанией «Казан Ойлфилдс лимитед» и российским предпринимателем Дёминым. Ими была начата разработка нефтебитумоносных доломитов, но в связи с началом первой мировой войны обе упомянутые фирмы прекратили свое существование.

Всего в дореволюционный период в районе Сюкеевского нефтескопления было пробурено 13 скважин, 7 из которых вскрыли отложения «нефтяного известняка» «с весьма неутешительным результатом» [Аскасинский, 1937 ф].

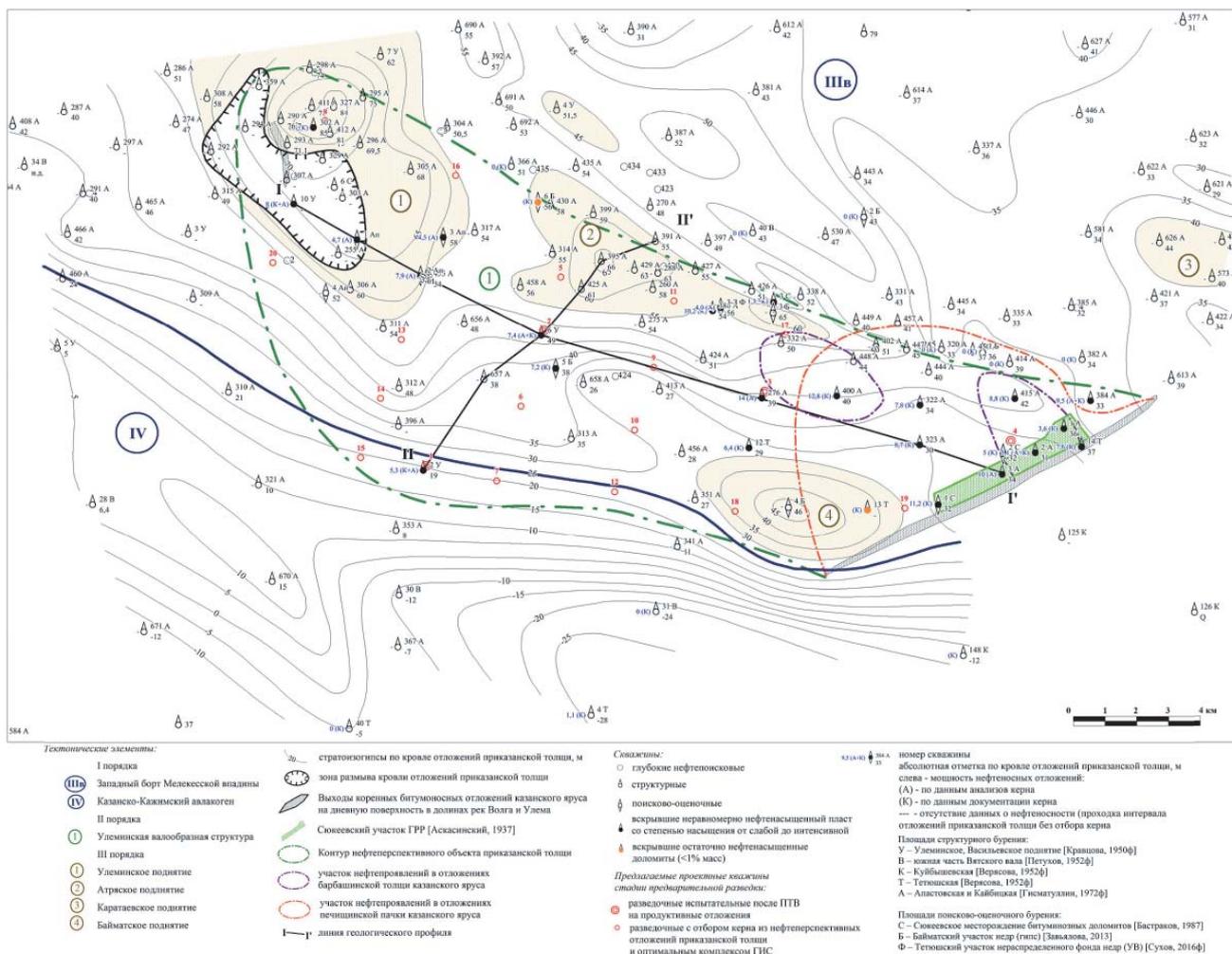


Рис. 1. Улеминско-Сюкеевское нефтескопление казанского яруса.

Структурная по кровле приказанской толщи казанского яруса с элементами нефтеносности.

После Октябрьской революции район Сюкеевского нефтескопления посещали И.М. Губкин, М.Э. Ноинский, Н.Н. Тихонович и другие известные геологи с целью оценки народнохозяйственного значения его минеральных ресурсов.

Впервые масштабные геологоразведочные работы на Сюкеевском месторождении были проведены в 1931–1933 гг. [Аскасинский, 1937 ф]. При этом месторождение рассматривалось как комплексное – нефтебитумоносных доломитов, гипса и серы. Объёмы ГРП составили: бурение 52 разведочных скважин (2342 м), проходка 7 шурфов (69,8 м), 24 расчисток, 3 опробовательских штолен (22,0 м), вскрытие двух старых эксплуатационных шахт (43,5 м) и проходка двух штреков длиной 17,75 и 5,1 м в шахте № 2 с целью опробования нижнего нефтебитумоносного пласта на содержание серы.

Геологоразведочные работы охватили 3 участка.

Первый – детальной разведки нефтебитумоносных известняков и гипсов площадью около 1 км² (1 км вдоль берега р. Волга и 1 км «вглубь материка»).

Второй – предварительной разведки нефтеносных известняков и гипсов площадью около 5 км² (5 км вдоль берега р. Волга и 1 км «вглубь материка»);

Третий – поисковый на серу (узкая полоса протяжённостью 1,2 км вверх по р. Волга от участка 1).

В результате выполненных ГРП на месторождении были выявлены 2 пласта нефтеносных доломитов. Толщина верхнего пласта, приуроченного к пачке «серый камень», варьирует в пределах от 3,3 до 11,5 м, нефтенасыщенность пород – от 1,09 до 7,87% масс.

Нижний пласт представлен доломитами пачки «слоистый камень» толщиной от 4,28 до 13,71 м; нефтенасыщенность пород – от 0,12 до 10,24% масс.

Суммарные запасы нефтебитумоносных доломитов верхнего и нижнего пластов участка 1 месторождения составили соответственно 3921 и 12 660 тыс. м³, участка 2 – 24 744 и 28 592 тыс. м³. Запасы гипса в пределах разведочных участков 1 и 2, приуроченные к 2 пластам, составили 63 869 тыс. м³.

Основные выводы по результатам проведённых геологоразведочных работ на месторождении сводились к следующим:

– Сюкеевское месторождение следует рассматривать как комплексное – нефтебитумоносных доломитов, гипса и самородной серы;

– месторождение не в полной мере оконтурено как по простиранию продуктивных тел, так и со стороны юго-западного фланга;

– промышленная значимость нефтебитумоносных доломитов может быть оценена только в результате технико-экономического обоснования кондиций, основанных на результатах «технических испытаний в заводской обстановке».

Результаты последующих исследований нефтеносности пермских отложений, осуществлённых в ходе выполнения ГРП, охватывающих восточную часть Улеминской валообразной структуры, свидетельствуют о распространении нефтебитумоносных пластов доломитов казанского яруса Сюкеевского месторождения в северо-западном направлении.

Структурными скважинами №№ 2,6 и 10 Улеминского поднятия [Кравцова, 1950] были вскрыты нефтеносные отложения, стратиграфически приуроченные к приказанской толще, сложенной карбонатными породами пачек «ядрёный камень» и «слоистый камень». Их эффективная нефтенасыщенная толщина составляла 5,3–8,0 м. Текстура нефтенасыщения однородная, степень нефтенасыщения от средней в приповерхностной части (скважина № 10) до интенсивной (скважины №№ 2,6).

Анализ геолого-геофизических материалов по приведённым скважинам позволяет диагностировать вскрытые породы приказанской толщи («песчаники», «песчаники доломитовые» по геологической документации), как дезинтегрированные оолитовые доломиты, идентичные вскрытым поисково-оценочными скважинами №№ 1Ап, 2Ап, 3Ап [Сухов, 2021 ф].

В 1953–1955 гг. на Тетюшской [Верясова, 1955 ф], а в 1969–1972 гг. на Апастовской и Кайбицкой [Гисматуллин, 1972 ф] площадях выполнялось структурное бурение, в дополнительные задачи которого входило выявление и изучение зон нефтебитумопроявлений, в том числе и на Сюкеевском нефтескоплении.

Всего в ходе проведения этих работ в пределах Улеминской структуры было пробурено 117 структурных скважин, в 20 из которых выполнялся отбор керн из нефтеперспективных интервалов казанского яруса. По документации керн в 17 скважинах зафиксированы нефтебитумопроявления, приуроченные к барбашинской, приказанской, печищенской толщам казанского яруса (рис. 1). Наиболее значимые по мощности и интенсивности нефтепроявления приурочены к доломитам приказанской толщи. Текстура нефтенасыщения пород неравномерная, степень нефтенасыщения нефтеносных прослоев от слабой до интенсивной. Суммарная толщина варьирует от 3,6 м (скважина № 1 Апастовская структурная) до 15 м (скважина № 302 Апастовская структурная) по данным документации керн. Литофациальная принадлежность нефтенасыщенных слоев – карбонатная, карбонатно-оолитовая и сульфатно-карбонатная.

В 2016 г., при выполнении работ по договору подряда № 229Ф/14-03 в рамках Государственного контракта АО «НВНИИГГ» № 174 от 22.07.2014 г. по объекту «Комплексные геолого-геофизические работы с целью локализации зон распространения и оценки тяжёлых нефтей в пермских отложениях Волжско-Уральской НГП», было

осуществлено испытание скважины № 3-3, пробуренной на юго-западном крыле Атрыяского поднятия (рис. 2). Выбор места заложения скважины был осуществлён с учётом применения комплексной сейсмоэлектроразведочной технологии, разработанной АО «НВНИИГГ» (рис. 3) [Титаренко, 2016].

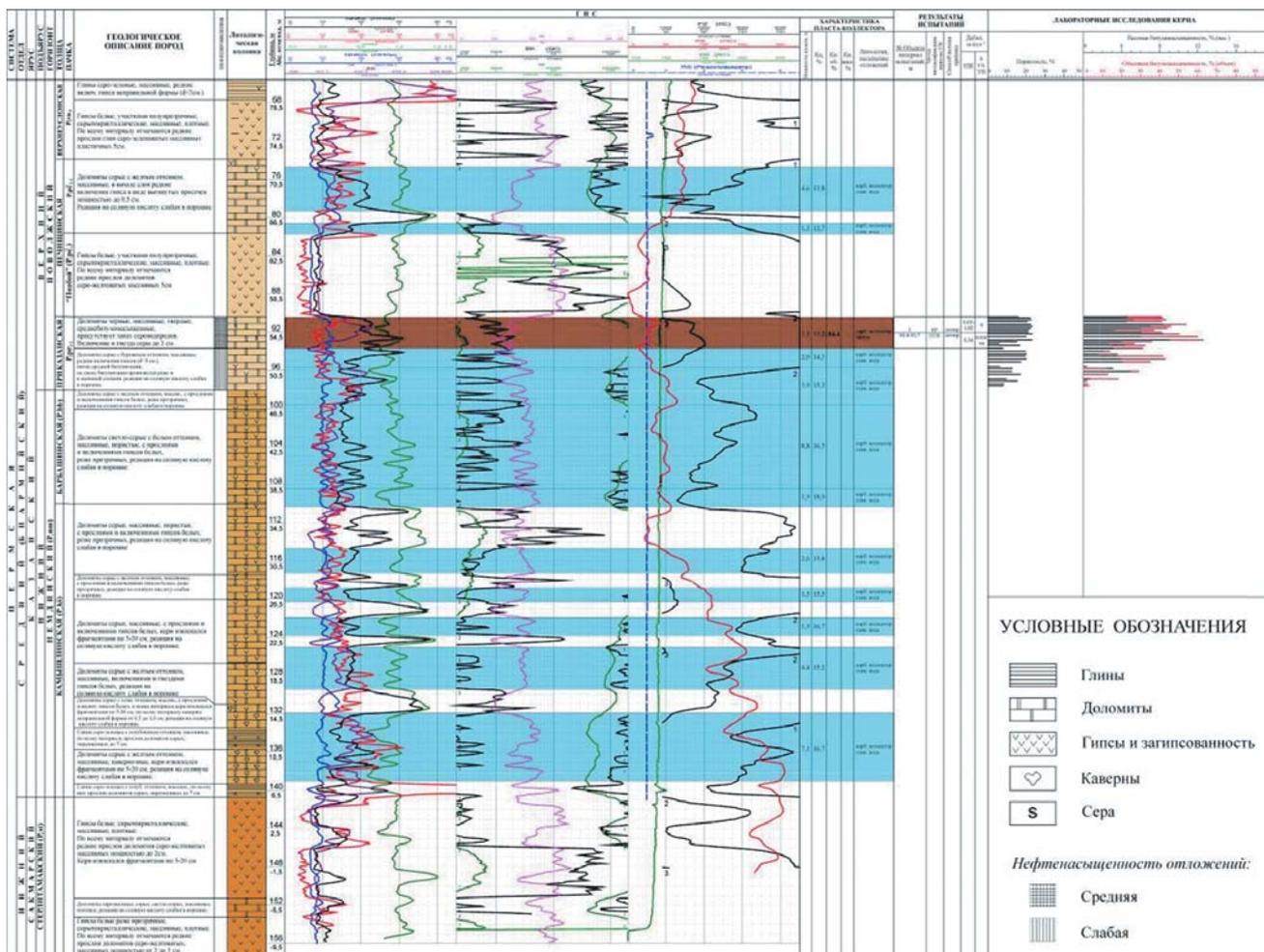


Рис. 2. Западный участок. Результаты геологоразведочных работ. Скважина № 3-3

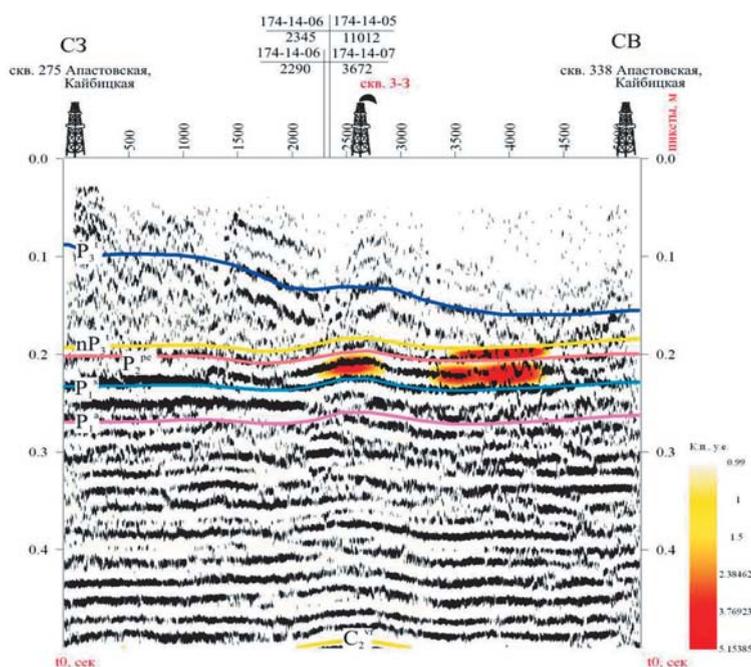


Рис. 3. Добуровой прогноз продуктивности пермских отложений по комплексу данных сейсмоэлектроразведки. (Западный участок опытно-методических работ). Профиль № 174-14-06 (Б) [Титаренко, 2016]

После ПТВ на нефтенасыщенные доломиты приказанской толщи был получен приток пластовой жидкости дебитом 0,34 м³/сут с содержанием УВ около 5%. Динамическая вязкость УВ по данным лабораторных исследований при 20°С превысила 3 000 000 мПа·с.

В 2019 г. Татарским геологоразведочным управлением в пределах Апастовского лицензионного участка ПАО «Татнефть» были пробурены 4 поисково-оценочные скважины с целью выявления залежей УВ в казанских отложениях (рис. 1). Скважины №№ 1Ап, 2Ап, 3Ап вскрыли нефтеносные отложения, стратиграфически приуроченные к приказанской толще, сложенной карбонатными породами пачек «ядрёный камень» и «слоистый камень». При этом эффективная нефтенасыщенная толщина отложений составляла 4,5–7,9 м по данным аналитических исследований керна.

Литологически эти отложения представлены в большинстве случаев оолитовыми доломитами, реже скрытокристаллическими или мелкозернистыми доломитами и известняками. Степень их дезинтеграции от слабой до интенсивной, когда они представлены дресвой и часто «доломитовой мукой». Доломиты загипсованные, кавернозные, фрагментарно содержат скопления самородной серы. Породы нефтебитумонасыщенные со степенью нефтенасыщения от слабой до интенсивной. В последнем случае они окрашены в темно-бурый, почти чёрный цвет.

Анализ геолого-геофизических данных, полученных в результате ГРП в пермских отложениях в рассматриваемом районе, позволяют выделить Улеминско-Сюкеевское нефтескопление казанского яруса, которое приурочено к юго-западному склону Улеминской валлообразной структуры. Нефтескопление выходит за пределы отдельных структурных ловушек III порядка и по совокупности некоторых других параметров относится, с некоторой степенью условности, к скоплениям СВН пластового регионального подтипа (классу стратиграфических). Состояние геологической изученности объекта характеризуется как крайне неравномерное. К требованиям удовлетворительной изученности соответствует только участок № 1 [Аскасинский, 1937 ф]. Остальная часть нефтеперспективного объекта характеризуется как слабоизученная, что связано с относительно редкой сеткой скважин, низкой освещённостью керном нефтеперспективных отложений казанского яруса и малым количеством аналитических определений фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов и их нефтенасыщенности.

С целью установления промышленной значимости Улеминско-Сюкеевского нефтескопления казанского яруса целесообразно осуществить его предварительную разведку. Оптимальной для этого является профильная система разведки с ориентацией профилей вкрест удлинения объекта в северо-западном направлении. Среднее расстояние между профилями – 4 км, между скважинами на профилях – около 2 км. Предлагается пробурить 20 разведочных скважин, местоположение которых выбрано с учётом данных предшествующих ГРП.

Литература

1. *Аскасинский В.В.* Сюкеевское месторождение битуминозных доломитов (отчёт о геологоразведочных работах, проведённых в 1931–33 гг.). Горький, 1937. ГФ ТГРУ ПАО «Татнефть», № 244.
3. *Верясова М.И.* Окончательный отчёт о результатах структурного бурения на Тетюшской, Старомайнской площадях. ГПК. Казань, 1955 г. Фонды ТГРУ, инв. № 2288.
4. *Сухов К.А., Ахметшин А.З., Яруллин Р.Н.* Авторское сопровождение проектов поисково-оценочного и разведочного бурения на объектах СВН. ТГРУ ПАО «Татнефть». Казань, 2021. ГФ ТГРУ ПАО «Татнефть», № 8942.
5. *Титаренко И.А., Соколова И.П., Титаренко А.В.* Новая геофизическая технология поиска и разведки залежей СВН. – «Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина», Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. – Т. I. – С. 139–143.
6. *Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е.* Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана /Под. ред. проф., д.г.-м.н. Хисамова Р.С – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2006. – 328 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА В РАЗРЕЗЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

А.Н. Богданов, П.В. Хмыров, М.Х. Абдураимов, Р.Р. Тухтаев

Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, г. Ташкент

bogdalex@yandex.ru

В настоящее время на территории республики известны пять нефтегазоносных регионов (Устьюртский, Бухаро-Хивинский, Сурхандарьинский, Юго-Западно-Гиссарский и Ферганский) и четыре нефтегазоперспективных (Хорезмский, Средне-Сырдарьинский, Зарафшанский и Центрально-Кызылкумский) [1, 2].

Бухаро-Хивинский регион (БХР) в настоящее время является основным регионом не только по приросту запасов углеводородов (УВ) (71,1%), но и по добыче (77,9%). Общая площадь перспективных земель составляет 53,8 тыс. кв. км. Регион охватывает территорию Бухарской, Кашкадарьинской, Самаркандской и Навоийской областей. Нефтегазопроисковые работы ведутся здесь более 60 лет. Буровая изученность территории составляет около 21,9 кв. км площади на 1 скважину.

По состоянию на 01.01.2022 г. на территории Бухаро-Хивинского региона Республики Узбекистан открыто 213 месторождений. Из общего числа месторождений нефти и газа на Государственном балансе Республики Узбекистан числятся 199 (68,4% от общего количества открытых месторождений в Республике Узбекистан). Месторождения Денгизкуль – Хаузак – Шады – Северный Денгизкуль – Ходжасаят, Кувачи – Алат, Ходжиказган – Учбурган, Гирсан – Дивхона – Шимолий Гирсан, Дасманага – Корсаглы, Даяхатын и Чорикуль, Северная Сузьма – Чаккакум, Муродтепа – Атамурад, Кандым – Западный Ходжи – Ходжи, Аккум – Парсанкуль (всего 24) по защищённым отчётам по подсчёту запасов углеводородов объединены как 10 месторождений с аналогичными геолого-геофизическими характеристиками, подсчётными параметрами, контурами газоносности.

По фазовому составу открытые месторождения дифференцируются на нефтяные (22), газовые (6), нефтегазовые (16), нефтегазоконденсатные (48), газоконденсатные (107).

Из 199 месторождений: 73 – разрабатываемых, 69 – подготовленных к освоению, 50 – разведываемое и 7 законсервированных.

По величине запасов эти месторождения подразделяются на уникальные (4), крупные (17), средние (20) и мелкие (158).

Стратиграфическая приуроченность залежей углеводородов по региону в диапазоне от терригенных юрских до меловых отложений включительно. Промышленная продуктивность нижнеюрских терригенных отложений доказана на 25 месторождениях, в которых сосредоточено 1,2% от общего количества начальных запасов промышленных категорий АВС₁ Бухаро-Хивинского региона; верхнеюрских карбонатных отложений на 182 месторождениях (82,4%); терригенных меловых отложений на 32 месторождениях (16,4%). Как мы можем видеть, основное количество выявленных скоплений углеводородного сырья в регионе приходится на юрские карбонатные отложения (рис. 1).

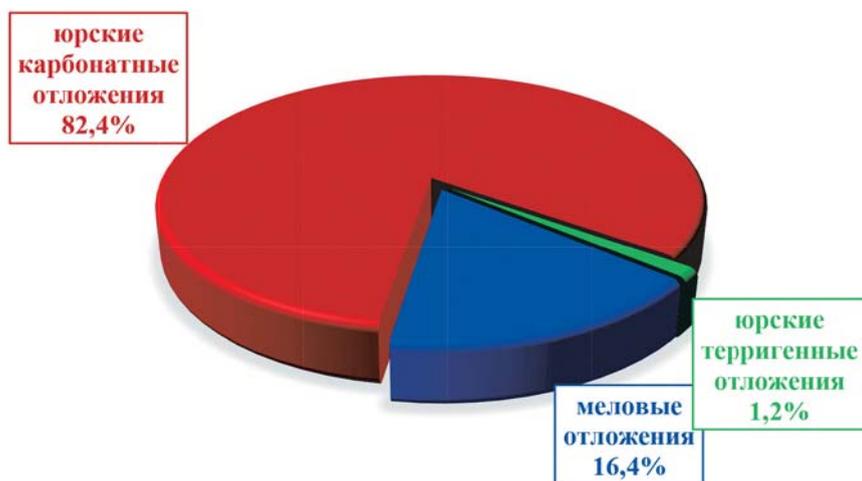


Рис. 1. Распределение начальных запасов УВ промышленных категорий в Бухаро-Хивинском регионе по стратиграфическим комплексам.

Распределение накопленной добычи по стратиграфическим комплексам выглядит следующим образом: по меловым отложениям этот показатель составляет 20,9%; по юрским карбонатным отложениям – 78,5%; по юрским терригенным отложениям – 0,6% (рис. 2).

В целом извлекаемые начальные суммарные ресурсы (накопленная добыча +А+В+С₁+С₂+С₃+Д₁+Д₂) по стратиграфическим комплексам распределяются следующим образом: меловые отложения – 13,5%; юрские карбонатные отложения – 60,4%; юрские терригенные отложения – 5,3%; палеозойские отложения – 20,8% (рис. 3).

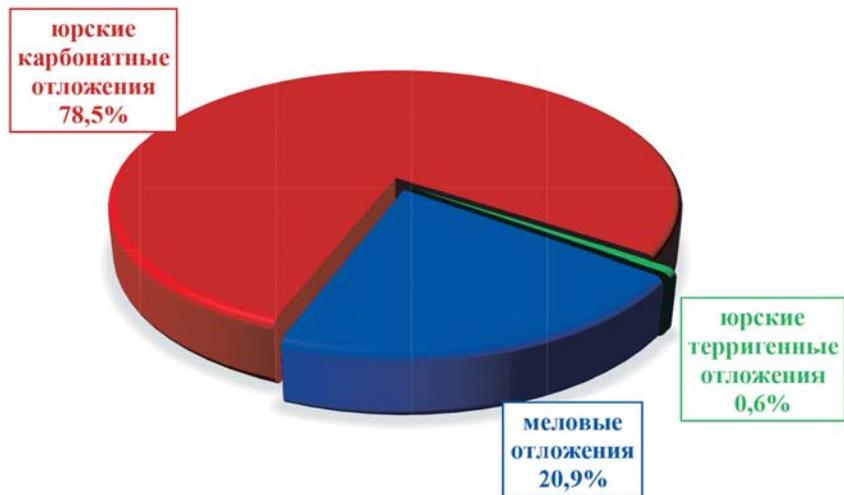


Рис. 2. Распределение накопленной добычи УВ в Бухаро-Хивинском регионе по стратиграфическим комплексам.

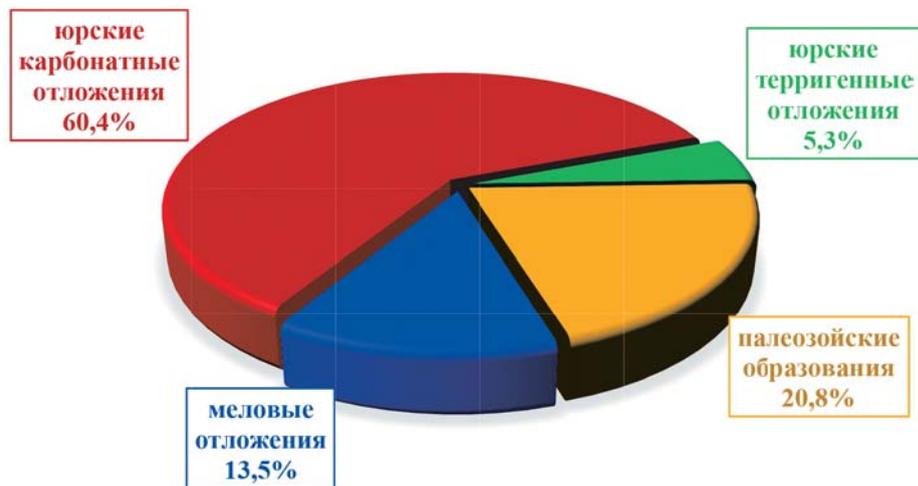


Рис. 3. Распределение начальных суммарных ресурсов УВ в Бухаро-Хивинском регионе по стратиграфическим комплексам.

Освоенность меловых отложений составляет 8,5%, юрских карбонатных отложений – 42,5%, юрских терригенных отложений – 0,6%. Приведённые данные свидетельствуют о том, что, несмотря на достаточно высокую освоенность начальных суммарных ресурсов, юрские карбонатные отложения всё ещё остаются основным нефтегазопромышленным комплексом, в котором сосредоточено 70,9% перспективных ресурсов категории C_3 (457,5 млн т.т.) и 26,4% прогнозных ресурсов категорий D_1+D_2 (886,9 млн т.т.). Тем не менее, дальнейшие перспективы Бухаро-Хивинского региона также связываются с меловыми, нижнеюрскими терригенными и палеозойскими отложениями.

Основанием для разворота геологоразведочных работ по данным направлениям в Бухаро-Хивинском регионе является наличие значительных перспективных и прогнозных ресурсов УВ в количестве:

- прогнозных ресурсов по этим стратиграфическим комплексам:
- меловые отложения – 328,4 млн т.т.;
- нижнеюрские терригенные отложения – 143,2 млн т.т.;
- палеозойские отложения – 1838,6 млн т.т.
- перспективных ресурсов по этим стратиграфическим комплексам:
- меловые отложения – 93,7 млн т.т.;
- нижнеюрские терригенные отложения – 94,1 млн т.т.

По мнению А.Г. Бабаева, причина в малом количестве залежей, открытых в терригенной юре, объясняется низкой эффективностью поисковых работ на углеводороды и несовершенством методики опоскования терригенной формации. По вопросу поисков скоплений нефти и газа интересную точку зрения изложили А.Н. Симоненко и Е.И. Арнаутов, которые в 1972 году, а Е.И. Арнаутов и др. в 1979 году, оценивая промышленную ценность терригенных отложений нижней-средней юры считали важными при поисках:

а) наличие эрозионно-тектонического рельефа доюрской поверхности, которая определяла переменную мощность терригенной формации и последовательное налегание более молодых отложений на эродированную и погружающуюся доюрскую поверхность;

б) береговая линия ниже-среднеюрских отложений, по которой происходило выклинивание формации, может быть региональным экраном, а вся толща формации – ловушкой;

в) наличие в разрезе формации пластов песчаников-коллекторов;

г) наличие большого количества растворённого газа при опробовании в ниже-среднеюрских отложениях на площади Янгиказган (скв. №№ 6, 10) и залежей на сопредельных территориях (Северный Мубарек, Акджар, Юлдузкак, Сеталантепе, Шурчи и др.).

В разрезе терригенной формации выделяются большое количество песчано-алевритовых прослоев и пачек, объединяемых в производственной практике в XVII, XVIII, XIX и XX промысловые горизонты.

В настоящее время осуществляется наращивание геофизических исследований и пересмотр материалов ранее проведённых работ для подготовки к глубокому бурению структур с объектами поиска залежей нефти и газа в объёме ниже-среднеюрских терригенных отложений. В результате этих работ были открыты месторождения Гарбий Хаккуль, Муродтепа, Чаккакум, Узунчак, Андакли, Шортрак, Раззокбобо и Карабаг, а также, по результатам разведки, подсчитаны запасы углеводородов по терригенным юрским отложениям месторождений Кокдумалак и Уртабулак. Помимо этого, ведутся работы по поиску скоплений в этих отложениях на месторождениях Нишан, Алан, Ойдин, Култук, Шуртан, Зеварды.

Так же, одним из основных объектов на нефть и газ в БХР после карбонатной формации являются меловые отложения. Если же говорить о Бухарской ступени, то эти отложения занимают ведущее место, и связываемые с ними нефтегазоперспективы ни у кого не вызывают сомнения.

В настоящее время перспективы меловых отложений БХР исследователи связывают с Чарджоуской ступенью, отмечая, что меловые отложения на Бухарской ступени изучены детально, и открыты залежи УВ в них, тогда как на Чарджоуской ступени меловые отложения изучены слабо и требуют комплексного изучения. Это аргументируется тем, что разрезы Чарджоуской ступени в геологическом отношении ничем не отличаются от аналогичных отложений соседнего Туркменистана, в которых открыты уникальные по запасам месторождения бессернистого газа (Шатлык, Даулетабад-Донмез и др.). В связи с этим, Чарджоускую ступень необходимо рассматривать как важный объект дальнейших поисковых работ на нефть и газ [4].

Кроме того, меловые отложения привлекают исследователей с точки зрения поисков в отложениях мелового возраста неструктурных ловушек.

По меловым отложениям в последние годы также ведутся работы, в результате которых были открыты такие месторождения, как Дультатапа и Ёркин.

Кроме того, существенные перспективы возлагаются на образования палеозойского возраста, по которым оценены прогнозные ресурсы углеводородов в объёме 1,8 млрд.т.т. Изучение перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса пород является для Республики Узбекистан одним из актуальнейших направлений. Ранее доюрские образования Бухаро-Хивинского региона не рассматривались в качестве продуктивной толщи, так как многие исследователи придерживались, в основном, органической гипотезы происхождения, и считали, что все месторождения приурочены к платформенным осадочным отложениям.

В настоящее время, когда появилась многочисленная информация об открытии месторождений в породах различного генезиса и возраста: метаморфизованно-осадочных, метаморфических, магматических, включая и интрузивные и эффузивные образования, развернулись исследования по определению перспективности пород фундамента и поисково-разведочные работы. На данном этапе в мире открыты более 500 месторождений в породах фундамента, расположенных на всех материках Земного шара, кроме Антарктиды.

В пределах Бухаро-Хивинского региона отмечались промышленные притоки газа на многочисленных площадях: в скважинах №№ 2, 5, 16 Северный Мубарек; скв. № 40 Караулбазар; скв. № 1 Сеталантепе; и непромышленные притоки на площадях: в скважинах №№ 11, 31 Северный Мубарек; скв. № 3 Шумак; скв. № 5 Шурчи (по этой скважине даже выполнен подсчёт запасов по палеозойским отложениям, но не утверждён ГКЗ); скв. №№ 4, 40, 74 Караулбазар; скв. № 1 Восточный Ташлы; скв. № 1П Южный Кульбешкак; скв. № 1 Кунгуртау; и нефтегазопроявления в скв. № 3 Северная Сузьма, скв. № 1 Акджар, скв. № 1 Западный Гордан, скв. № 6 Ходжахайрам, скв. №№ 10, 19 Шурчи. На многих площадях отмечены притоки воды с растворённым газом: в скв. № 6 Караулбазар, скв. № 44 Южный Мубарек, скв. № 13 Западный Ташлы. В скважине № 1П Бештепе из в трёх интервалах получена вода с растворённым газом, газовый фактор от 1,1 см³/см³ до 1,3 см³/см³ [3].

Приведённые данные свидетельствуют о том, что с учётом высокой освоенности и выработанности карбонатной формации Бухаро-Хивинского региона, являющейся основным стратиграфическим комплексом по запасам УВ, их добыче и приросту, постепенно возрастает роль меловых и юрских терригенных отложений, а также палеозойских образований, что требует наращивания объёмов геологоразведочных работ на них с целью открытия новых месторождений нефти и газа.

Литература

1. *Абдуллаев Г.С.* Надёжная сырьевая база углеводородов – основа для привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль Республики Узбекистан // *Узбекский журнал нефти и газа. Специальный выпуск*, май 2013 г. – С. 53–61.
2. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Мухутдинов Н.У.* Состояние ресурсной базы углеводородного сырья Республики Узбекистан и перспективы её наращивания // *Тезисы докладов Республиканской научно-практической конференции 16–17 сентября 2010 года. «Проблемы разработки месторождений углеводородов и пути их решения»*, Ташкент, 2010. – С. 5.
3. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К.* Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан // Ташкент. ИГИРНИГМ. 2019. – 820 с.
4. *Хайитов Н.Ш., Хабибуллаев С.С., Каримов С.Х., Мафуров Ф.Ф.* Перспективы освоения потенциально продуктивных горизонтов меловых отложений Чарджоуской ступени. Сб. материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии и инновационные методы и технологии освоения углеводородного потенциала недр». Ташкент, 2019. – С. 79–84.

ПУТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОКРАЩЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В АТМОСФЕРЕ

А.С. Борисов^{1,2}, Е.М. Нуриева¹, Е.Е. Андреева², С.И. Петров¹

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет, *basgeo49@mail.ru*

² Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

В последние годы уровень мировых выбросов парниковых газов в атмосферу, прежде всего углекислого газа, оценивается учёными величиной ~40 млрд тонн в год. Современный уровень CO₂ в атмосфере является максимальным за последние 800 тыс. лет, и возможно даже за последние 20 млн лет. На естественную вулканическую деятельность Земли приходится всего лишь порядка 0,2–0,5 млрд тонн. В XXI веке продолжается негативный тренд роста выбросов примерно на 2% в год. По расчётам экспертов, чтобы не допустить повышения среднегодовой глобальной температуры выше 1,5°C по сравнению с доиндустриальным уровнем, нужно сократить выбросы парниковых газов почти вдвое [1]. В случае сохранения современной антропогенной нагрузки на атмосферу, к концу столетия климат Земли потеплеет на 2,7°C.

Парижское соглашение, принятое в 2015 году большинством государств в соответствии с рамочной конвенцией ООН об изменении климата, предусматривает меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере начиная с 2020 года. Основная цель добровольно принятого странами Парижского соглашения – достижение углеродной нейтральности к 2050 г. Главный провозглашённый путь её достижения – переход на безуглеродные источники энергии. Страны-участники соглашения индивидуально определяют свои вклады в достижение декларируемой общей цели.

Национальные интересы социально-экономического развития России – это обеспечение баланса динамичного и инклюзивного экономического роста в стране, улучшения качества жизни населения при ответственном отношении к проблеме изменения климата и уменьшения эмиссии парниковых газов. Россия входит в число государств, активно поддерживавших концепцию Парижского соглашения в части принятия добровольных обязательств по сокращению эмиссий парниковых газов. По Парижскому соглашению, Россия предполагает достичь к 2030 г. сокращения выбросов парниковых газов до уровня, не превышающего 70% от выбросов 1990 г. Данная задача представляется вполне решаемой, учитывая что в 2018 г. уровень эмиссии парниковых газов в России составил 52% от уровня 1990 года.

Как показывает новейшая история, возможности «зелёной» энергетики в современных экономических условиях оказались значительно переоценены, а сам процесс перехода на безуглеродные источники энергии оказывается намного более длительным и затратным. Кардинальное решение проблемы углеродной нейтральности – полный переход на водородную энергетику и возобновляемые источники энергии – представляется практически не достижимым в ближайшем будущем. Альтернативным вариантом в современных условиях является улавливание углекислого газа, образующегося при сжигании углеродного топлива с целью его дальнейшей переработки или захоронения в подземных хранилищах.

Достаточно давно и хорошо известны процессы переработки углекислого газа в полезные продукты, реализуемые в различных масштабах в таких сферах, как пищевая и химическая промышленность, нефтедобыча, промышленная безопасность. В нефтедобыче, в частности, широкое распространение [2] получила технология увеличения нефтеотдачи за счёт закачки углекислого газа в нефтяную залежь. Хорошо растворяясь в нефти, CO₂ уменьшает вязкость нефти и в 1,5–1,7 раза увеличивает её объём. В Татарстане повсеместное применение данной технологии ограничивается техническими, экономическими и геологическими причинами [3].

Наряду с нефтедобычей, углекислый газ широко используется на предприятиях пищевой промышленности для увеличения сроков хранения продуктов. Впрочем, в абсолютном выражении объёмы такого использования ничтожны по сравнению с глобальными ежегодными выбросами двуокиси углерода в атмосферу.

Большими возможностями и перспективами обладают химические методы катализа двуокиси углерода в

ценные продукты, реализуемые в промышленности. Методы каталитической переработки позволяют получать такие продукты, как бутиловые спирты, диметилвый эфир и многие другие. В частности, в Южной Корее полученный за счёт каталитической переработки CO_2 диметилвый эфир используют в качестве альтернативы пропан-бутану в бытовых целях. Масштабы промышленного распространения методов химических превращений диоксида углерода ограничиваются крайней нерентабельностью и значительными затратами энергии для преодоления порога активации ангидрида очень слабой угольной кислоты.

Из приведённого краткого обзора можно сделать вывод, что непосредственное использование углекислого газа в нефтедобыче, пищевой промышленности, других отраслях, а также его каталитическая переработка, не могут кардинально решить проблему сокращения ежегодного 40 млрд тонного объёма выбросов парниковых газов в атмосферу. В современных условиях реальным путём решения проблемы сокращения углеродной нагрузки на атмосферу является захоронение CO_2 в подземных хранилищах для долговременного складирования. Климатологи подсчитали, что закачка примерно 2,7 триллиона тонн углекислого газа в подземные хранилища позволит удержать глобальное потепление на отметке в $1,5^\circ\text{C}$, что позволит реализовать все ключевые пункты Парижского соглашения по климату. Предварительные геологические расчёты дают оценку объёмов потенциальных хранилищ CO_2 на территориях разных континентов в 10 триллионов тонн.

Проектирование и организация подземных хранилищ углекислого газа

Подземные хранилища углекислого газа могут быть спроектированы и реализованы [4] в различных геологических формациях, а также в искусственно созданных полостях и пустотах (рис. 1). В мировой практике известны примеры успешных вариантов складирования и захоронения избытков двуоксида углерода. Достаточно давно технология захоронения излишков углекислого газа успешно реализована на алжирском газовом месторождении *Айн Салах* в Сахаре. Природный газ, добываемый на этом участке фирмами Sonatrach, British Petroleum и Statoil, содержит переизбыток CO_2 , затрудняющий его промышленное использование. Для решения данной проблемы, на месторождении углекислый газ химически сепарируется от метана в башнях десорбции, сжимается и затем под давлением закачивается в водонасыщенную формацию на двухкилометровую глубину.

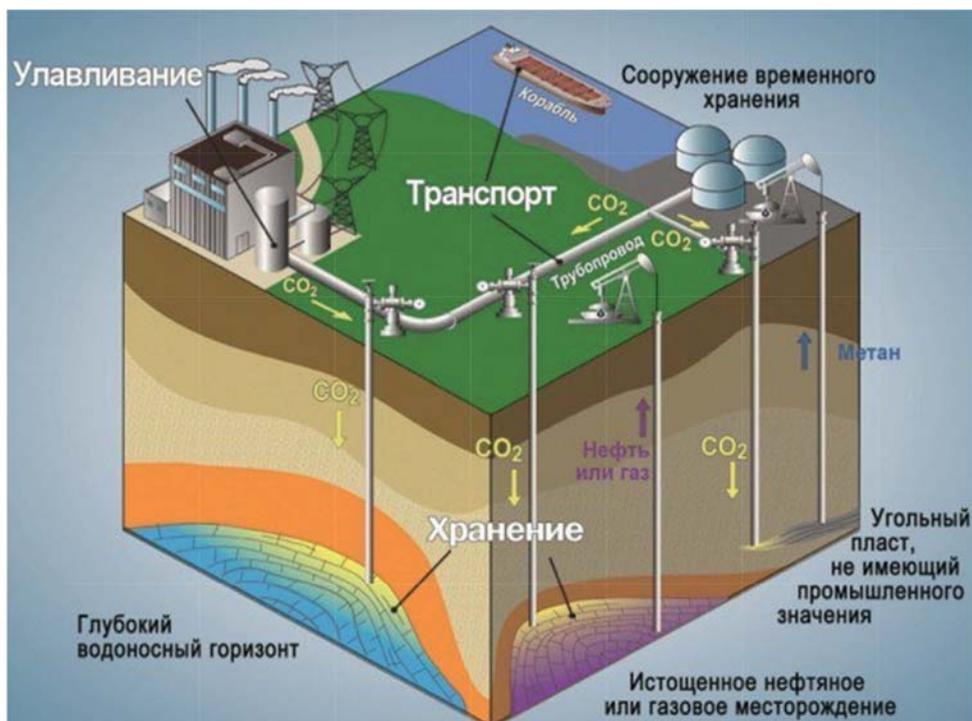


Рис. 1. Подземные хранилища углекислого газа в различных геологических формациях (https://ic.pics.livejournal.com/coal_liza/81254062/141088/141088_original.jpg).

С позиций экономической эффективности захоронение углекислого газа в истощённых нефтяных и газовых залежах месторождений наиболее выгодно. В этом случае для организации ПХГ и последующей закачки CO_2 может быть использован существующий на отработанном месторождении фонд добывающих скважин. Дополнительных экономических затрат потребуют системы подготовки CO_2 , компрессорное оборудование, системы трубопроводов от производителя CO_2 , а также организация службы мониторинга и контроля. Основным экономическим показателем, определяющим эффективность ПХГ, – удельное капитальное вложение в рублях на 1000 м^3 хранимого газа, которое зависит главным образом от объёма хранимого газа, типа хранилища и существующей на отработанном месторождении инфраструктуры.

В отдельных регионах, при отсутствии истощённых нефтегазовых залежей, хранилища CO_2 могут быть

спроектированы и созданы в водоносных высокопористых породах, слагающих антиклинальные структурные формы. В этом случае, дополнительными геологическими изысканиями должно быть подтверждено наличие газонепроницаемой покрышки, в качестве которой могут выступать пачки глин. В таких ПХГ, газ, закачанный в ловушку, оттесняет из неё воду и скапливается над водой. Плотные отложения, залегающие в кровле коллектора, не позволяют газу просочиться вверх. Пластовая вода в свою очередь удерживает газ от миграции его в стороны и вниз. Создание подобного ПХГ в водоносных структурах – процесс длительный, по имеющимся примерам продолжается в среднем 3–5 лет. Глубина обустройства ПХГ в водоносных структурах обычно находится в диапазоне от 200–300 до 1000–1200 м.

Подземные газовые хранилища в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах

Для подземного складирования углекислого газа представляется наиболее перспективной технология, изобретённая и реализованная в СССР ещё в 1963 году. В тот период, на основе теоретических работ И.А. Чарного, было спроектировано и впервые в мире реализовано в промышленных масштабах вблизи Ленинграда Гатчинское ПХГ в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах. Идея создания подобного ПХГ основана на том, что согласно расчётам И.А. Чарного, газ, закачиваемый в горизонтальный, пористый, водоносный пласт, перекрытый непроницаемыми породами, формирует локальный, очень медленно расширяющийся газовый объём, утечки из которого не имеют существенного значения.

Такое хранение газа в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах, без использования естественных или искусственно создаваемых ловушек, представляет особый практический интерес для складирования двуокиси углерода, поскольку во многих регионах отсутствуют благоприятные условия для создания газохранилищ обычного типа в структурных ловушках водоносных горизонтов.

Риски создания подземных хранилищ CO₂

Возможные утечки углекислого газа из подземных хранилищ

В условиях реально существующей геологической макронеоднородности различных горизонтов земной коры, для любых типов подземных хранилищ CO₂ не исключаются риски постепенной и внезапной утечек. В результате постепенной утечки, часть парникового газа просто мигрирует в атмосферу. В этом случае теряется экологический смысл захоронения CO₂, соответственно такие утечки должны быть минимальны.

При создании подземных хранилищ CO₂ в условиях выработанных месторождений, использование старых скважин может быть проблематичным. Цементирование колонн никогда не бывает идеальным, а для старых скважин риск заколонных перетоков особенно велик. В принципе, пластовая жидкость с CO₂ может найти путь от места закачки газа к заброшенным скважинам, разесть цементную пробку и просочиться на поверхность. Риск такого просачивания, как показывают наблюдения, выше в терригенных разрезах, чем в карбонатных формациях, т.к. карбонаты уменьшают активность пластовых рассолов.

Внезапное и быстрое освобождение больших объёмов CO₂ может повлечь гораздо худшие последствия. Углекислый газ, содержащийся в природных концентрациях в атмосфере, обычно безопасен, но большой его выброс может обернуться катастрофой. В 1986 г. в Камеруне произошло ужасное природное бедствие. В кратере древнего вулкана, под дном расположенного в нём озера Ниос, постепенно скапливалось огромное количество углекислого газа вулканического происхождения. Однажды ночью породы профундаля озера не выдержали давления газов, что привело к освобождению порядка 200 тыс. тонн двуокиси углерода. Углекислый газ, который тяжелее воздуха, стёк вниз по двум долинам в расположенные там посёлки и привёл к удушью 1700 сельских жителей.

Минимизация рисков подземного захоронения углекислого газа непосредственно связана с организацией системы мониторинга ПХГ. На законодательном уровне необходимо определить, как долго следует обслуживать могильники CO₂, строго следуя экологическим расчётам.

Риски техногенных землетрясений

Многолетний опыт разработки нефтяных месторождений с закачкой больших объёмов газа или воды для интенсификации разработки показывает, что может произойти накопление дополнительных напряжений в окружающих породах с последующей разгрузкой в виде землетрясений.

Минимизация рисков подземного захоронения углекислого газа непосредственно связана с организацией системы мониторинга ПХГ. На законодательном уровне необходимо определить, как долго следует обслуживать могильники CO₂, строго следуя экологическим расчётам.

Литература

1. *Meinshausen, M. et al. Greenhouse gas emission targets for limiting global warming to 2°C. // Nature 458, 1158–1162 (2009).*
2. Применение углекислого газа в добыче нефти // Балинт В., Бан А., Дошешал Ш., Забродин П.И. и др. – М.: Недра, 1977.
3. *Муслимов Р.Х. Опыт Республики Татарстан по рациональному освоению нефтяных богатств недр: былое и думы о будущем развитии / Р.Х.Муслимов. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2021. – 680 с.*
4. *Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа // Георесурсы, 2010, № 4(36). – С. 55–62.*

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОГНОЗА, ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРЮЧИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ: ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ, СВЕРХВЯЗКАЯ НЕФТЬ

М.Я. Боровский, В.И. Богатов

ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor13@mail.ru

Прогнозирование нефтегазоносности геологического разреза на базе специализированных геофизических и геохимических методов осуществляется на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса (О.Л. Кузнецов и др., 1988). Эта же схема положена в основу стадийности геофизических исследований на природные битумы (сверхвязкие нефти).

Основные положения рассматриваемой технологии, физико-геологические предпосылки применения геофизических методов, методика наблюдений, результаты опытно-методических (экспериментальных) работ, основы мониторинга битумоперспективных территорий подробно изложены разработчиками рассматриваемой технологии [1-10]. Кратко суть предлагаемых исследований.

Согласно целевой ориентации на первой («обзорной») стадии регионального этапа производится выявление возможных зон битумонакопления. В условиях Татарстана для районов развития продуктивных толщ казанского карбонатно-терригенного и уфимского терригенного (восточный борт Мелекесской впадины и западный склон Южно-Татарского свода, соответственно) битуминозных комплексов установлены соотношения между аномалиями геофизических полей и особенностями размещения основных зон максимальных концентраций полезных ископаемых. Область развития песчаных пород с улучшенными коллекторскими свойствами средней (терригенной) части казанского яруса обрамляется зонами интенсивных локальных минимумов силы тяжести. Площадям распространения «раздувов» мощности песчаников шешминского горизонта уфимского яруса соответствуют зоны региональных минимумов геомагнитного и гравитационного полей. Полученные закономерности предполагают переинтерпретацию геофизических материалов прошлых лет. Основу методического подхода регионального уровня прогнозирования составляет районирование геофизических полей с позиции выделения определенных литолого-фациальных зон, обусловленных различным режимом тектонических движений.

На второй («зональной») стадии регионального этапа выполняется оценка перспектив зон возможного битумонакопления путём заложения ряда региональных геофизических профилей. Предполагается зоны увеличенных мощностей пород-коллекторов рассечь одним или двумя региональными профилями. Методически опытно-производственные исследования обуславливают постановку электроразведочных работ в модификациях ВЭЗ-ВП и ЗСБЗ с шагом измерения по профилю 500 м. При интерпретации планируется выделение геофизических аномалий, возможно, битумной природы и выдача рекомендаций на проведение специального на природные битумы бурения.

На «зональной» стадии изучения битумоперспективных площадей целесообразно выявление и трассирование гравиметрией и электроразведкой ВЭЗ (имеется в виду использование материалов геофизических работ, ранее здесь проводившихся) древних погребённых речных долин (на землях Татарстана – неогеновые врезы), малоперспективных на обнаружение полезных ископаемых. Как правило, в зонах размыва коренных пород продуктивные толщи отсутствуют, либо имеют сокращённую мощность.

Поисковый этап геофизических исследований на природные битумы (сверхвязкие нефти) предполагает выявление и подготовку потенциально продуктивных локальных структур (ловушек) к поисковому бурению. Здесь решаются задачи, направленные на обнаружение и оконтуривание в геофизических полях аномалий, обусловленных специфическими эффектами взаимодействия геологической среды с элементами продуктивных структур (флюидонасыщенными пластами, запечатывающими слоями, ореолами «рассеяния» или «вторжения»). О существовании ловушек природных битумов на глубине свидетельствуют зоны повышенных величин на разрезах ВЭВ-ВП, участки высоких значений на графиках СЭП-ВП. По результатам метода ЗСБЗ над битумной залежью следует ожидать закономерное изменение формы кривых ЗСБЗ: кривые со значительным приростом проводимости характеризуют межструктурные понижения и крыльевые части перспективного поднятия, кривые с небольшим приращением проводимости – свод структуры. На разрезах дифференциальных проводимостей поисковым признаком является распределение геофизического поля в виде обрамления мозаичной аномалии низкой проводимости, отображающей залежь углеводородов, зоной повышенных значений рассматриваемого параметра.

При поисковом прогнозировании полевые геофизические работы проводятся аппаратно-методическим комплексом геофизических методов ВЭЗ-ВП, ЗСБЗ. Геофизические наблюдения выполняются в площадном варианте: шаг измерений по профилю 200–250 м, расстояние между профилями 500 м. В конкретных случаях, возможно сгущение сети наблюдений, либо дополнение комплекса исследований электроразведкой СЭП-ВП. В ряде случаев, ориентировка сети геофизических профилей должна учитывать основные положения теории «трендового» строения (см. рисунок). В соответствии с этой теорией, барообразные песчаные тела, содержащие залежи битумов, расположены упорядоченно и развиты в северо-западном и юго-восточном направлениях под углом 45° к меридиану. Размеры песчаных тел составляют по длинной оси 4–5 км, реже 10–12 км, по короткой – 1,5–3 км; глубины залегания скоплений битумов варьируют от нуля до двухсот метров.

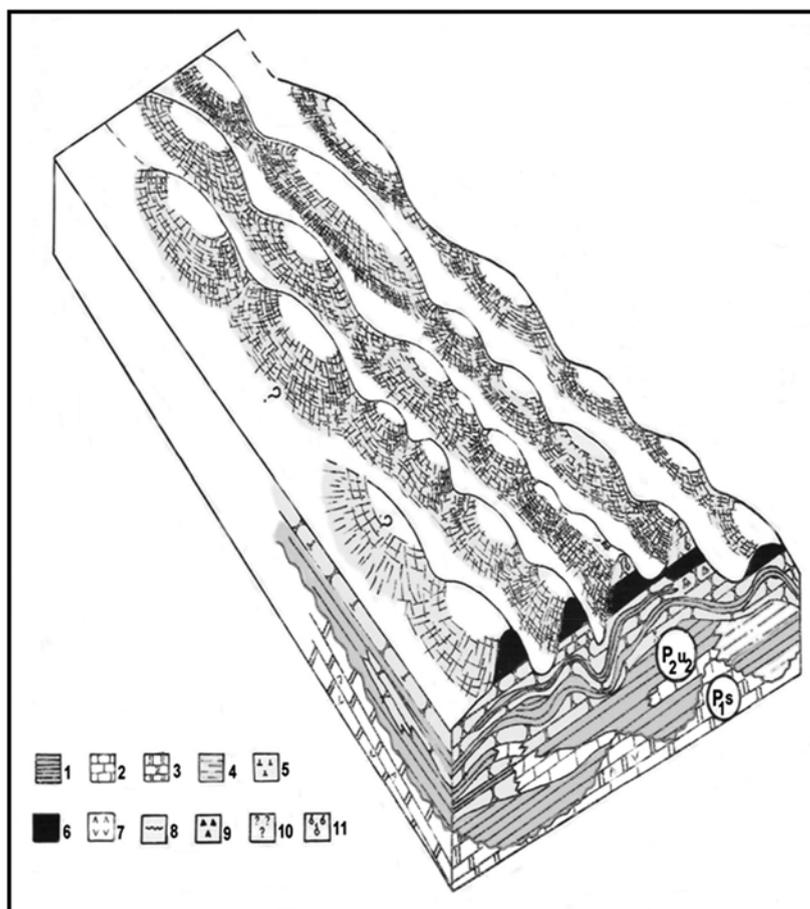


Рис. 1. Схематизированная блок-диаграмма участка развития трендов барообразных ловушек (по П.А. Шалину, 1984).

1 – глинистые породы; 2 – известняки; 3 – доломиты; 4 – алевролиты; 5 – известковистость; 6 – продуктивные битуминозные песчаники; 7 – сульфаты; 8 – граница перерыва; 9 – битумопроявления; 10 – предполагаемое развитие тренда; 11 – свободный, преимущественно метановый газ.

На разведочном этапе освоения залежей полезных ископаемых геофизические методы применяются при составлении проектов и технологических схем промышленной разработки битумных месторождений. Ведущим является высокомобильный помехоустойчивый метод гравиразведки: трассируются зоны развития неогеновых врезов. Установлено, что битумы в направлении к врезу утяжеляются и в самой зоне подвергаются наиболее глубокому гипергенному воздействию. Данное явление приводит к резкому ухудшению товарных свойств углеводородного сырья.

При решении ряда вопросов, связанных с процессами разработки залежей природных битумов способами вторичного воздействия на пласт (ВДОГ, закачка пара, растворителей и др.), гравиразведка приобретает большое значение как эффективный метод при диагностике зон тектонического разуплотнения в осадочной толще. При добыче углеводородного сырья по внутрипластовой технологии в зонах повышенной тектонической трещиноватости могут наблюдаться преждевременный прорыв теплоносителей к забоям добывающих скважин, либо проникновение газообразных продуктов физико-химических реакций в покрывающую залежь толщу вплоть до дневной поверхности. Очевидно, своевременное (на стадии разведки) выявление зон повышенной трещиноватости и проницаемости пластов позволяет повысить эффективность разработки скоплений углеводородов. Для выделения тектонически ослабленных зон в пределах битумных месторождений необходимо проведение целенаправленных высокоточных гравиметрических съёмов с соотношением расстояний между точками измерений к профилям 1:2-3 (50 м × 100-150 м).

Присутствие на площади исследований тектонически ослабленных зон и зон развития неогеновых врезов фиксируется высокоточной гравиразведкой в виде интенсивных локальных минимумов силы тяжести. Благоприятным фактором, способствующим «усилению» аномальных геофизических эффектов, является совпадение местоположений указанных неоднородностей геологического разреза в плане.

В 2021 году вышла статья группы авторов [11] раскрывающие основы технологии геофизических исследований на природные битумы и мониторинга природной (геологической) среды. По форме и содержанию публикация [11] повторяла известные принципы и положения, заложенные [1-10] при разработке геофизической технологии. К сожалению, в публикации [11] нет соответствующих ссылок на [1-10]. В [11] Р.Р. Хазиевым и

др. приводятся сведения из работы профессора Г.Е. Яковлева и др. (Казань, 1993) о мониторинге геологической среды, но работа посвящена созданию больших градиент-зондов.

Огорчает, что авторы [11] не уделили должного внимания на формирование геофизической технологии прогноза, поисков и разведки месторождений, создававшейся более пяти лет и широко освещённой [1-10] на различных научно-практических конференциях.

Литература

1. *Боровский М.Я.* Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов: – Дисс. на соиск. ученой степ. к.г.-м.н. – Казань: КГУ, 2001. – 209 с.
2. *Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2007. – 247 с.
3. *Боровский М.Я.* Методика геофизических исследований на природные битумы/ Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона: Докл. заседания «Круглого стола». – Казань; Мастер Лайн, 2000. – С. 125–130.
4. *Боровский М.Я.* Разведочная геофизика на этапах освоения битумоперспективных территорий и объектов//Нефтяное хозяйство. – 2005. № 9. – С. 166–108.
5. *Боровский М.Я.* Геологическая природа геофизических аномалий на месторождениях битумов// Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 33-й сессии Международного семинара им Д.Г.Успенского, Екатеринбург, 30 января – 3 февраля 2006 г. – Екатеринбург: Институт геофизики УрО РАН, 2006. – С. 64–68.
6. *Боровский М.Я.* Выявление зон развития палеоврезов с помощью гравиелектроразведки при изучении битумоносности Татарстана// Разведочная геофизика. Вып.113 – М.: Недра, 1991. – С. 86–89.
7. *Боровский М.Я., Хабибуллин Р.К., Шабаев Ю.Н.* Метод ЗСБЗ при исследовании битумных месторождений Татарстана//Вопросы геологии, разведки и разработки нефтяных и битумных месторождений. – Казань; Изд-во Казанского университета, 1997. – С. 141–147.
8. *Боровский М.Я., Газеев Н.Х., Нургалеев Д.К.* Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты. – Казань: Экоцентр, 1996. – 316 с.
9. *Боровский М.Я., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г.* Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2016. – 216 с.
10. *Яковлев Г.Е. и др.* Геофизические исследования скважин – эффективный инструмент мониторинга геологической среды//Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы. Материалы Первой Всероссийской конференции. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2000. – С. 379–382.
11. *Хазиев Р.Р., Анисимова Л.З., Фахрутдинов И.Р. и др.* Геофизический мониторинг перспективных территорий на поиск скоплений природных битумов //Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2021. – С. 337–340.

ЭКОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕРРИТОРИЙ РАЗМЕЩЕНИЯ СВАЛОК И ПОЛИГОНОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ И БЫТОВЫХ ОТХОДОВ – СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

М.Я. Боровский¹, В.И. Богатов¹, Е.Г. Фахрутдинов², С.В. Шакуро³

¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor13@mail.ru

²ООО «Сибизыскания», г. Омск

³ООО «ФРОНТ Геология», г. Нижний Новгород

Целесообразно, для своевременного уменьшения или предотвращения экологического и экономического ущерба внедрение в информационный цикл оповещения о негативных явлениях и (или) последствиях природного и антропогенного воздействия современных наукоёмких методов и технологий, в частности, способов и средств инновационной геофизики.

Геофизические исследования – инструмент дистанционного изучения природной окружающей, в том числе геологической среды. Наблюдения осуществляются в воздушном пространстве, на дневной поверхности, непосредственно во внутренних точках изучаемой среды (для земных недр, как правило, в скважинах). Имеется необходимость слежения за особенностями активных геологических процессов, установления их природы и своевременного принятия мер по устранению связанных с ними возможных негативных последствий. При этом важная роль, по глубокому убеждению профессора З.М. Слепака [10-12], принадлежит геофизическим измерениям, не оказывающим каких-либо воздействий на состояние геологической среды. Геофизические работы ставятся с целью выявления возможных процессов карстообразования, наличия трещиноватости, а также определения условий залегания карстующихся и покрывающих пород, и их физических свойств.

При изучении экологических последствий инженерно-хозяйственной деятельности в границах городских

агломераций, в районах действующих нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов и за их пределами использование геофизических методов проводится по двум направлениям [1-5]:

1. Предварительная оценка территории с целью прогнозов техногенного изменения природной (геологической) среды и его масштабов.

2. Определение нарушенных состояний природной окружающей среды, выявление источников техногенного воздействия.

Следует принимать во внимание, что разведочная геофизика при решении экологических задач служит прямым средством изучения окружающей среды.

Интерпретация экогеофизических данных определённа и однозначна в отличие от геологоразведочных работ, где геофизические методы выступают как косвенные методы исследований при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых.

В комплексе экологических защитных мероприятий одним из главных направлений является организация контроля экологической ситуации путём её периодического исследования, мониторинга. В ГНПП «Аэрогеофизика» (г. Москва) разработана и успешно эксплуатируется [2, 3, 9] система оперативного контроля состояния объектов городского хозяйства, разработки месторождений полезных ископаемых и окружающей среды посредством комплексных дистанционных съёмки, включающих методы аэрогамма-спектрометрии, тепловой инфракрасной, аэрозольной и газовой аэросъёмки.

Преимуществами дистанционных съёмки являются их оперативность, комплексность, высокая достоверность и экономичность (возможность за один вылет получить целый комплекс характеристик, вследствие чего стоимость выполнения каждого вида работ существенно снижается). При этом в силу оперативности и мобильности съёмки удаётся получить как бы мгновенный «снимок» экологической ситуации, что крайне важно для установления связей между характером и степенью загрязнения исследуемой территории и показателями качества жизни. Выполнение работ в режиме мониторинга (2–4 раза в год) позволяет установить наиболее устойчивую часть загрязняющих факторов и учесть в результатах наблюдений сезонные колебания в их концентрациях.

Дистанционные аэрометоды охватывают основные компоненты мониторинга экологического состояния крупных промышленных центров и районов с наибольшей концентрацией разрабатываемых месторождений различных полезных ископаемых. Точность аэрометодов, оперативность и компьютерное обеспечение позволяют получать материалы в сжатые сроки с минимальными затратами на единицу исследуемой площади.

Целесообразен геофизический мониторинг скважин [2,3], предполагающий оценку гидрогеоэкологического состояния недр. Проводятся регулярные геофизические исследования в скважинах, пробурённых по контуру интересующих объектов.

К числу последних относятся месторождения подземных вод, скопления рудных и нерудных полезных ископаемых, залежи природных битумов и тяжёлых нефтей, полигоны твёрдых бытовых отходов, свалки и другие природные и техногенные образования.

Неоспоримые достоинства ГИС (Г.Е. Яковлев, 1996; 2000 [2, 3]):

- жёсткая долговременная привязка к местности пунктов наблюдений;
- отсутствие влияния поверхностных (в частности, метеорологических) факторов;
- возможность изучения процессов, происходящих в скважинах, в течение длительного времени после окончания бурения.

В пределах урбанизированных территорий следует обращать внимание на такие источники загрязнения окружающей среды, как свалочные накопления (стихийные свалки, полигоны твёрдых бытовых отходов и др.) и техногенные линзы нефтепродуктов [1, 2, 7, 8, 13, 14].

Свалочный газ негативно влияет на окружающую среду. Следует выделить следующие факторы: загрязнение атмосферного воздуха; содержание огромного количества токсичных и вредных веществ, крайне опасных для здоровья и жизни людей. Биогаз оказывает губительное воздействие на растительный покров вокруг полигона и на его поверхности, в отсутствие управления его образованием и сбором происходит разрушение тела полигона вследствие сброса давления газа внутри него. Свалочный газ является парниковым газом.

В скоплениях отходов активно протекает процесс окисления, сопровождающийся непрерывным выделением газов биологического происхождения, преимущественно метана, угарного и углекислого газов. Даже в сильные морозы зимой температура тела свалки не опускается ниже +30-0°С. Из-за опасности самовозгорания на некоторых свалках в больших городах регулярно дежурят пожарные команды. В контуре свалки опасно бурить скважины, забивать в грунт металлические электроды и даже копать заступом, поскольку эти воздействия могут привести к взрыву скопившихся внутри газов [7].

Для ряда регионов Российской Федерации разработаны [7] рациональные комплексы геофизических методов изучения свалок и полигонов твёрдых бытовых отходов.

Минимально-достаточный набор геофизических исследований установлен [7] для объектов Хакасии и Красноярского края. По экспериментальным данным геофизический комплекс включает электроразведку ВЭЗ, СЭП, ЕП в сочетании с газовой съёмкой.

Для определения тенденции развития загрязнения окружающей среды сформулирована стадийность геофизических исследований свалок и полигонов твёрдых бытовых отходов [7].

Существенна [7] последовательность применения геофизических методов:

1. Предварительная оценка территории для прогнозирования санитарно-экологической обстановки и выбора оптимального расположения санкционированных свалок и полигонов ТБО, районирование земель по признаку чувствительности горных пород к различным видам загрязнения. Целевое назначение эколого-геофизических работ данной стадии – предотвращение или уменьшение негативных последствий влияния физико-химических процессов на окружающую среду. Имеются случаи (Г.В. Мамонова, В.В. Толмачев, 1997) строительства крупных полигонов промышленно-бытовых отходов в зонах интенсивного развития карстовых явлений.

2. Определение нарушенных состояний недр и природы. Исследования проводятся в режиме мониторинга. Цель геофизического мониторинга – получение разносторонней информации о строении геологической среды и влияния на литосферное пространство и атмосферу техногенно-природной нагрузки. Решается важнейшая задача – оценка тенденций развития загрязнения с течением времени. При этом определяются границы распространения загрязнения и количественные показатели, характеризующие степень воздействия загрязнителей на окружающую среду.

Для каждого этапа используются определённые геофизические технологии и комплексы [2, 7].

В пределах урбанизированных территорий следует также обращать внимание на такие источники загрязнения окружающей среды, как техногенные линзы нефтепродуктов [3, 13, 14]. Техногенные месторождения нефтепродуктов с извлекаемыми объёмами в сотни, тысячи и более кубических метров формируются в районе нефтебаз, нефтехранилищ, нефтеперерабатывающих заводов, находящихся в эксплуатации достаточно длительный срок.

Как правило, скопления представляют компактные линзы поллютантов, формирующиеся у зеркала вод первого от поверхности водоносного горизонта и мигрирующие по его уклону, частично «размазываясь» как в плане, так и по вертикали в пределах зоны аэрации.

Залежи нефтепродуктов представляют коммерческий интерес, поскольку в благоприятных условиях большая часть продукта – бензина (смеси бензинов) или керосина может быть извлечена и переработана. Лёгкие нефтепродукты, такие как бензин, дизельное и авиационное топливо, попадая в верхние слои геологического разреза, в силу своей высокой подвижности, легко проникают вниз сквозь зону аэрации и, являясь жидкостями легче воды, скапливаются в районе уровневой поверхности грунтовых вод. Ареал распространения загрязнения включает [13, 14] принципиально различные по условиям нахождения нефтепродуктов зоны: донорскую, транзитную и вторичного накопления, которые могут быть проявлены в разной степени, что приводит к широкому разнообразию условий и целей исследования площадей, загрязнённых нефтепродуктами.

Особое внимание при эколого-геофизической оценке изучаемых территорий должно уделяться нефтешламонакопителям. Типы, строение, геофизические методы изучения этих объектов изложены [15-21] в литературе.

Для выявления источников загрязнения недр рекомендуется применение электротомографических наблюдений и газовой съёмки в составе комплексных эколого-гидрогеологических исследований.

Методы экологической геофизики оперативны, малозатратны, технологически эффективны для определения причин воздействия на природную окружающую среду урбанизированных территорий.

Литература

1. *Боровский М.Я.* Концепция геофизического обеспечения эколого-геологических задач // Инженерно-геологическое обеспечение недропользования и охраны окружающей среды: Материалы международной науч.-практ. конф. – Изд-во Пермского университета, Пермь: 1997. – С. 162–164.

2. *Боровский М.Я., Газеев Н.Г., Нургалеев Д.К.* Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты. – Изд-во «Экоцентр», 1996. – 316 с.

3. *Боровский М.Я., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г.* Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2016. – 216 с.

4. *Боровский М.Я., Богатов В.И., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г.* Высокоточная гравиразведка в природоохранных целях. В сборнике: Теория и практика нефтяной геофизики. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвящённой 90-летию со дня рождения Адама Константиновича Урупова. Пермское отделение Межрегиональной общественной организации Евро-Азиатское геофизическое общество Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет» Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»; гл. ред. В.И. Костицын. 2013. – С. 60–66.

5. *Боровский М.Я., Шакуро С.В., Фахрутдинов Е.Г.* Возможности разведочной геофизики при решении геоэкологических задач. В сборнике: Развитие геофизических методов с позиций первой всесоюзной геофизической конференции (1932 г.). Материалы Всероссийской научно-практической конференции. Пермское отделение Межрегиональной общественной организации Евро-Азиатское геофизическое общество Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет». 2012. – С. 31–34.

6. *Боровский М.Я., Богатов В.И., Шакуро С.В., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г.* Геофизические исследования инженерно-геологических условий строительной площадки под очистные сооружения завода по обработке сырья месторождений водорастворимых полезных ископаемых. В сборнике: Теория и практика разведочной и промышленной геофизики. Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Пермского университета, 85-летию геологического факультета, 65-летию специальности «Геофизика, 90-летию со дня рождения профессора Б.К. Матвеева». Главный редактор В.И. Костицын. 2016. – С. 66–72.
7. *Боровский М.Я.* Свалочный газ: эколого-геофизические аспекты. Журнал экологии и промышленной безопасности. 2014. № 1–2. – С. 9–12.
8. *Коробкин В.И., Передельский Л.В.* Инженерная геология и охрана природной среды: Учебник для вузов. – Ростов н/Д: Изд-во Рост. ун-та, 1993. – 352 с.
9. *Пируева Т.Г., Скловский С.А.* Дистанционный поисковый мониторинг городских территорий и природных объектов//Разведка и охрана недр. – 2006. № 5. – С. 6–53.
10. *Слепак З.М.* Разведочная геофизика в археологии (на примере объектов археологии Казанского ханства и Волжской Булгарии). – Казань: Изд-во Казанского государственного университета, 2010. – 223 с.
11. *Слепак З.М.* Геофизика для города. – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2007. – 240 с.
12. *Слепак З.М.* Геофизический мониторинг при сохранении памятников архитектуры на примере Казанского Кремля. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1999. – 176 с.
13. *Шакуро С.В.* Применение геофизических методов при изучении техногенных линз нефтепродуктов. // Разведка и охрана недр. – 2005. – № 8. – С. 24–26.
14. *Шакуро С.В., Боровский М.Я.* Геофизическая оценка площадей, загрязнённых нефтепродуктами на урбанизированных территориях. Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан // Труды X Междунар. симп. Казань, 1–3 декабря 2009 г. – Казань: Изд-во Печатный салон Онегин, 2009. – С. 202–212.
15. *Боровский М.Я., Богатов В.И. и др.* Эколого-геофизические исследования реки Волги: урбанизированные территории (Часть 1) //Сборник трудов X Специализированной выставки и Конгресса «Чистая вода. Казань», 17–19 октября 2019 г. – Казань: НП РЦОК ЖКХ РТ, 2019. – С. 70–74.
16. Геофизическое обследование шламонакопителей предприятий нефтеперерабатывающей промышленности / С.В. Шакуро, М.Я. Боровский, В.И. Богатов, В.Н. Филимонов // Журнал экологии и промышленной безопасности. – 2014. – № 1–2. – С. 5–8.
17. *Вахромеев Г.С.* Экологическая геофизика: учебник: Пособие для вузов. – Иркутск: ИрГТУ, 1995. – С. 101–109.
18. *Шакуро С.В., Боровский М.Я.* Геофизические технологии исследования шламонакопителей нефтеперерабатывающих производств // Чистая вода: сб. тр. V Междунар. конгресса. – Казань, 26–28 марта 2014 г. – Казань: ООО «Куранты», 2014. – С. 276–281.
19. *Шакуро С.В., Боровский М.Я.* Эффективность геофизических методов при обследовании шламонакопителей предприятий нефтеперерабатывающей промышленности // Управление техносферой: электрон. журнал. – 2021. – Т. 4. – Вып. 1. – С. 75–87.
20. *Машкова А.И., Тупицина О.В., Исаев С.В., Чертес К.Л., Букин А.А.* Геофизические методы исследования накопителей нефтесодержащих отходов // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 6. – С. 72–84.
21. *Боровский М.Я., Шакуро С.В., Борисов А.С., Богатов В.* Полигоны твёрдых бытовых отходов и свалки как дополнительные источники углеводородного сырья и объекты экологического мониторинга //Управление техносферой. 2020. Т. 3. № 2. – С. 191–206.

*Светлой памяти доктора геолого-минералогических наук
ВЛАДИМИРА АЛЕКСЕЕВИЧА ТРОФИМОВА*

**ПРОФЕССОР ВЛАДИМИР АЛЕКСЕЕВИЧ ТРОФИМОВ – ИССЛЕДОВАТЕЛЬ
ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ТОЛЩ**

М.Я. Боровский¹, Р.З. Мухаметшин^{2,3}, А.С. Борисов², В.Ф. Кудряшова⁴

¹ ООО «Геофизсервис», ² Казанский федеральный университет, ³ Уральский государственный горный университет, ⁴ АО НПП «ВНИИГИС»

Владимир Алексеевич Трофимов – учёный-геофизик, яркий представитель Казанской геологической школы, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Заслуженный геолог Российской Федерации и Татарстана, Почётный разведчик недр, действительный член РАЕН.

В.А. Трофимов родился 30 января 1949 г. в Казани. В 1966 г. поступил на геологический факультет Казанского государственного университета на отделение «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Здесь во второй половине 60 – начале 70-х гг. прошлого столетия читали лекции и проводили практические занятия такие крупные ученые, как Ф.М. Ишмаев (декан факультета), В.М. Винокуров, С.Г. Каштанов, Н.И. Пеньков, В.А. Полянин, Б.В. Селивановский, Е.И. Тихвинская, В.И. Троепольский, В.П. Бо-

ронин, А.К. Гусев, Ю.А. Дикгоф, В.И. Игнатъев, М.Е. Королёв, В.В. Корчагин, Ю.Е. Коршиков, В.И. Крупин, И.С. Муравьёв, Н.Н. Нелидов, В.А. Тимесков, З.М. Слепак, М.Н. Соколов, Г.Е. Яковлев и др.

В 1971 г. В.А. Трофимов окончил высшее учебное заведение с присвоением квалификации «инженер-геолог-геофизик». Примечательно, что ещё в процессе учёбы большое внимание он уделял сейсмическому методу. На направление и выбор метода дальнейших исследований на него как студента оказали влияние результаты работ известного советского геофизика Ю.А. Дикгофа, ведущего преподавателя выпускающей кафедры. В это же время появилась и заинтересовала будущего специалиста монография выпускника КГУ 1956 г. В.И. Мешбея по основам методологии одной из основных модификаций сейсморазведки – метода общей глубинной точки (МОГТ).

Выпускниками геологического факультета того же года являются также профессора – В.А. Абрамов, А.С. Борисов (декан геологического факультета на протяжении почти двадцати лет), Н.К. Есаулова, Р.З. Мухаметшин, доктора наук – В.В. Смыков, В.Г. Чайкин; кандидаты наук – А.А. Архипов, В.В. Баранов, М.Я. Боровский, С.Ф. Зубарев, В.М. Малюгин, Я.К. Нуретдинов, А.Н. Суркова, А.Н. Тимофеев; занимавшие руководящие посты на производстве известные специалисты – Р.Н. Абдуллин, Р.Х. Ахметзянов, В.И. Полушин, Р.Г. Фархутдинов и др.

После окончания ВУЗа Владимир Алексеевич 26 лет проработал в тресте «Татнефтегеофизика», пройдя путь от оператора сейсмокаротажной станции до заместителя генерального директора – главного геолога этого ведущего геофизического предприятия Советского Союза и Российской Федерации. С 1997 по 2000 гг. он возглавлял отдел геологии нефти и газа в Госкомитете Республики Татарстан. Наряду с нефтяной тематикой в этот период по его инициативе и с его участием осуществлены уникальные тематические обобщения по оценке перспектив алмазности территории РТ (отв. исполнитель М.Я. Боровский). На северо-востоке Мелекесской впадины (Нурлатский нефтеносный район) при анализе сейсмических материалов МОГТ В.А. Трофимовым выделен алмазоперспективный объект трубчатой формы, сходный по геофизическим критериям с аналогичными объектами Якутской алмазносной провинции.

Практически параллельно с этим (1995–2002 гг.) в качестве профессора он читал курс лекций для студентов Казанского государственного университета. В 2000 г. В.А. Трофимов принял приглашение генерального директора ИГиРГИ профессора Груниса Е.Б. и с этого времени по 2014 г. проработал его заместителем по научной части. В последние годы являлся советником в системе АО «Росгеология» – АО «ВНИИгеофизика», затем АО «ЦГЭ».

В начале трудового пути В.А. Трофимов усовершенствовал методику скважинных сейсмических исследований, обработку и интерпретацию получаемых данных, разработал методику прогнозирования сложнопостроенного разреза терригенных отложений нижнего карбона, сложнопостроенных ловушек в девоне и, что важно отметить, разуплотнённых зон в докембрийском фундаменте (в том числе в сверхглубоких скважинах 20000 Миннибаевская и 20009 Ново-Елховская. За эти и другие инновации в тресте «Татнефтегеофизика» он неоднократно удостоивался звания «Лауреат технического творчества». В 1988 г. им успешно защищена кандидатская диссертация на тему «Методика картирования локальных неоднородностей сейсмическими методами на юго-востоке Русской плиты» на диссертационном совете при БашНИПИнефти (г. Уфа). Научный руководитель диссертации – известный специалист доктор технических наук Гогоненков Г.Н., сыгравший важную роль в становлении Владимира Алексеевича как специалиста.

В.А. Трофимов уделял большое внимание повышению информативности и геологической эффективности геофизических исследований, что в сочетании с мощной производственной базой ПО «Татнефтегеофизика» способствовало наращиванию объёмов работ в Татарстане (включая западную часть республики с неясными перспективами нефтегазности) и расширению их географии даже в лихие 90-е годы. «Татнефтегеофизика» вышла с сейсморазведочными работами в Ульяновскую и Оренбургскую области, Чувашию, Республику Марий Эл, увеличила объёмы в Западной Сибири.

В.А. Трофимов участвовал в подготовке более 150 перспективных на углеводородное сырьё объектов, в открытии и доразведке более 20 месторождений нефти. Новые геологические результаты стали основой докторской диссертации «Геофизическое обоснование и развитие новых, нетрадиционных направлений поисков нефтеперспективных объектов (на востоке Русской плиты)», представленной и защищенной в виде научного доклада в 1994 г. на диссертационном совете при ВНИИгеосистем (г. Москва).

Большое внимание Владимир Алексеевич уделял обоснованию региональных геофизических исследований, в том числе глубинной сейсморазведки МОГТ, инициировал и организовывал их реализацию на территории многих районов Российской Федерации. Полученные результаты позволили узнать новые данные о геологическом строении слабоизученных регионов и глубокозалегающих толщ. Всё это в комплексе с другими методами в ближайшее время может стать эффективным инструментом поиска значительных скоплений углеводородного сырья и оценки перспектив нефтегазности перспективных на нефть и газ регионов.

Направления научной и производственной деятельности В.А. Трофимова взаимосвязаны и всегда шли в ногу со временем. Получение уникальных результатов глубинной сейсморазведки МОГТ на нефтегазносных территориях повлекло за собой возрастание интереса к геотектонике, к выявлению связей глубинного строения земной коры со структурой и нефтегазностью осадочного чехла, к использованию концепции глубинного происхождения нефти в практике поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. В последние десятилетия под его руководством и активном участии составлена «Тектоническая карта Волго-Уральской нефтегазносной провинции», получены принципиально новые данные о строении и перспективах нефтеносности Казанско-Ка-

жимского авлакогена и других малоизученных земель, выявлены кардинальные отличия в строении земной коры нефтегазоносных и малоперспективных территорий и на этой основе сформулированы новые задачи и направления геологоразведочных работ на нефть и газ.

Широта диапазона интересов В.А. Трофимова как ученого огромна. Наряду с глубинной сейсморастворкой, оценкой перспектив нефтегазо- и алмазоносности Владимир Алексеевич уделял много внимания (совместно с А.И. Волгиной) природе гравитационных возмущений над нефтеперспективными объектами, изучая изменения гравитационного поля во времени и пространстве (эффект неустойчивости поля силы тяжести). Доктора геолого-минералогических наук интересовали вопросы экологической безопасности и охраны недр нефтедобывающих регионов. Им установлена приуроченность очагов ощутимых землетрясений в Татарстане к интервалам тектонической расчлененности земной коры.

Предложено кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи на «старых» месторождениях – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов. Уникальны инновационные подходы, разработанные профессором к решению проблемы поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в связи с необходимостью восполнения ресурсов нефти и газа.

Существенное значение в становлении и развитии В.А.Трофимова, как учёного, имело плодотворное сотрудничество с лауреатом Государственной премии СССР академиком АН РТ Р.Х. Муслимовым и профессором Е.Б. Грунисом. Он был многолетним членом редакции НТВ «Каротажник», многие годы являлся председателем ГЭК в К(П)ФУ, членом ГЭК в МГРИ-РГГРУ.

В.А. Трофимовым опубликовано более 280 научных работ, в том числе четыре монографии, получено четыре патента РФ на изобретения. Владимир Алексеевич основатель династии: его дети (сын и дочь) пошли по стопам отца, окончили кафедру геофизики Казанского государственного университета и успешно трудятся на геологической службе.

Оценивая роль доктора геолого-минералогических наук, профессора Владимира Алексеевича Трофимова в становлении новой парадигмы развития нефтегазовой геологии, можно сказать, что все разработки учёного были направлены на поиск новых нетрадиционных направлений, позволяющих нарастить минерально-сырьевой потенциал нефтегазоперспективных регионов.

14 октября 2021 г. вследствие тяжелой и продолжительной болезни Владимир Алексеевич Трофимов ушел из жизни. Похоронен на Ясенеvском кладбище г. Москвы.

Список основных научных трудов В.А. Трофимова

1. *Трофимов В.А. Методика картирования локальных неоднородностей сейсмическими методами на юго-востоке Русской плиты: дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Уфа: БашНИПИнефть, 1988.*
2. *Грунис Е.Б., Трофимов В.А. Состояние и перспективы изучения кристаллического фундамента в Татарии // Геофизические исследования и разработки. – Казань: КГУ, 1988. – С. 13–16.*
3. *Трофимов В.А. Оценка возможности прогнозирования разуплотненных зон кристаллического фундамента по сейсмическим данным // Геолого-геофизическое моделирование при поисках нефти и газа. – М.: ИГиРГИ, 1991. – С. 126–133.*
4. *Трофимов В.А. Структуры горизонтального сжатия на территории Татарстана и северной части Оренбургской области // Докл. РАН. – 1993. – Т. 329. – № 4. – С. 476–479.*
5. *Трофимов В.А., Харисов Р.Г., Климашин В.П., Давыдов Р.Б. О возобновлении нефтепоисковых работ в западных районах Волжско-Камской антеклизы // Недр Поволжья и Прикаспия. – 1993. – Вып. 5. – С. 14–20.*
6. *Trofimov V. Seismic Investigations of the Pre-Cambrian Basement in Tatarstan (Eastern Part of Russian Platform) // 6th International Symposium on Seismic Reflection Probing of the Continents and their Margins. – Abstracts. Budapest, Hungary, 1994.*
7. *Трофимов В.А. Геофизическое обоснование и развитие новых, нетрадиционных направлений поисков нефтеперспективных объектов (на востоке Русской плиты): дис. в виде науч. докл. ... д-ра. геол.-минер. наук. – М.: ВНИИгеосистем, 1994.*
8. *Трофимов В.А. Сейсморастворка МОГТ при изучении строения докембрийского фундамента востока Русской плиты. – М.: Недр, 1994. – 90 с.*
9. *Трофимов В.А., Газизуллин Ф.З., Фомкин Ю.К. Первые результаты региональных сейсморастворочных работ в Чувашской Республике // Геология нефти и газа. – 1997. – № 2. – С. 38–40.*
10. *Трофимов В.А., Мухутдинов Р.А. Основные результаты сейсморастворочных работ на Лабитовском нефтяном месторождении (Ульяновская область) // Геология нефти и газа. – 1997. – № 4. – С. 14–16.*
11. *Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов // Материалы науч.-практ. конф. «Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых». – Октябрьский, 1999. – С. 28–30.*
12. *Трофимов В.А., Лаубенбах Е.А. Комплексирование сейсморастворки и геохимии при региональном изучении недр // Геоинформатика. – 2000. – С. 19–20.*

13. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. – 2002. – № 1(9). – С. 18–23.
14. Корчагин В.И., Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. – М.: Геос, 2002. – С. 369–371.
15. Трофимов В.А., Хуснимарданов Н.М., Трофимов А.В. Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Воротиловская СГС – Пижма – Яранск – Мари-Турек – Кукмор – Альметьевск – Стерлитамак // Георесурсы. – 2004. – № 1(15). – С. 35–36.
16. Муслимов Р.Х., Глузов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалеев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа (спецвыпуск). – 2004. – С. 43–49.
17. Трофимов В.А., Романов Ю.А., Хромов В.Т. Результаты глубинных сейсмических исследований МОВ-ОГТ в Самарской области // Нефтегазовая геология, освоение ресурсов и запасов углеводородов. Сб. науч. тр. к 70-летию ИГиРГИ. – М., 2004. – С. 197–216.
18. Трофимов В.А., Романов Ю.А., Хромов В.Т. Крупные радиально-кольцевые образования – перспективные объекты нефтепоисковых работ в Волго-Уральской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 4. – С. 36–41.
19. Трофимов В.А. Региональные геофизические исследования в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 12. – С. 42–47.
20. Трофимов В.А. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в палеозое Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. № 12. – С. 9–15.
21. Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Татсейс-2003, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию // Геотектоника. – 2006. – № 4. – С. 3–20.
22. Трофимов В.А. Особенности строения земной коры и нефтеносность (первые результаты глубинных сейсмических исследований МОВ ОГТ по геотраверсу, пересекающему Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию) // Докл. РАН. 2006. – Т. 410. – № 5. – С. 651–656.
23. Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 32 с. (Серия «Академические чтения», вып. 55).
24. Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования МОГТ как инструмент оценки перспектив нефтегазоносности недр и поисков крупных скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 55–62.
25. Трофимов В.А. Нефтепроводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: гипотезы и факты // Георесурсы. – 2009. – № 1. – С. 46–48.
26. Трофимов В.А., Волгина А.И., Саттаров Ч.Г. и др. Перспективы нефтеносности Республики Марий Эл в свете новых данных // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 15–20.
27. Трофимов В.А., Масагутов Р.Х. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифейвенском комплексе Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. – 2012. – № 2. – С. 80–83.
28. Трофимов В.А. Горизонтальное бурение как способ локализации нефтеподводящих каналов // Георесурсы. – 2012. – № 5. – С. 16–18.
29. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А. Бурение специальных параметрических скважин на прогнозируемые нефтеподводящие каналы – оптимальный путь получения доказательств наличия современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами // Георесурсы. – 2012. – № 5. – С. 41–45.
30. Трофимов В.А., Семянов А.А., Воронков Д.Л., Трофимов А.В. Особенности строения земной коры и перспективы нефтегазоносности Большехетской впадины (на основе переобработки региональных сейсмических профилей) // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 2–10.
31. Трофимов В.А. Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов // Георесурсы. – 2013. – № 4. – С. 75–77.
32. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. – М.: ГЕОС, 2014. – 202 с.
33. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н. и др. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2019. – 264 с.
34. Патент на изобретение 2204700, Россия. Способ добычи нефти / В.И. Корчагин, Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалеев, В.А. Трофимов. – № 2002112747/03, заявл. 16.05.2002; опубл. 20.05.2003. – Бюлл. № 14.
35. Патент на изобретение 2263935, Россия. Способ поисков месторождений и залежей нефти и газа / В.А.Трофимов, А.И. Волгина, А.В.Трофимов. – № 2003137740/28, заявл. 30.12.2003; опубл. 10.11.2005. – Бюлл. № 31.
36. Патент на изобретение 2458366, Россия. Способ поисков месторождений и залежей нефти и газа / В.А. Трофимов. – № 2010154063/28, заявл. 29.12.2010; опубл. 10.08.2012. – Бюлл. № 22.
37. Патент на изобретение 2507381, Россия. Способ поиска и добычи нефти / В.А. Трофимов. – № 2012127226/0, заявл. 29.06.2012; опубл. 20.02.2014. – Бюлл. № 5.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Л.Х. Бреслер

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, bresler.liya@mail.ru

В статье рассматриваются вопросы о разработке методик получения дисперсных материалов на основе льда и замороженного раствора поливинилового спирта (ПВС) с просеиванием и без, использование которых считается перспективным при разработке способов перевода газа в твёрдое гидратное состояние с целью транспорта, хранения, использования для локального газообеспечения месторождений и близрасположенных поселков, а также нефтедобывающих платформ, как один из самых экологически чистых и безопасных источников энергии. Оценивается эффективность использования дисперсных систем, приготовленных путём измельчения льда или замороженного раствора ПВС, для разработки газогидратных технологий локального газоснабжения.

Газовые гидраты – это уникальный класс нестехиометрических соединений воды с разными по химическому составу газами. Они имеют ряд особенностей, в частности, их клатратная структура. Газовый гидрат представляет из себя «молекулярный контейнер», или же «самоконсервацию», проявляющуюся при понижении давления в условиях отрицательных температур.

Данные особенности позволяют решить ряд проблем. Например, известно, что существует проблема потери природного нефтяного газа. Как правило, это происходит на отдаленных северных месторождениях, где нет возможности рентабельно применить имеющиеся методы утилизации, поэтому, одним из правильных решений является использование гидратной технологии для локального газообеспечения месторождений и близрасположенных поселков, а в условиях шельфа применять для жизнеобеспечения платформы или для временного хранения и дальнейшей транспортировки.

Развитие газогидратных технологий сдерживает малая скорость и степень превращения воды в гидрат. Недавно было выявлено, что эти показатели могут быть повышены за счёт применения дисперсного льда или же дисперсного льда, модифицированного поливиниловым спиртом. Значит, анализ образования газовых гидратов в данных системах может дать толчок для развития ранее обозначенных технологий.

К исследованиям газовых гидратов приковано огромное внимание всего мира, это объясняется тем, что природные газогидраты метана по количеству на сегодняшний день уже превосходят все разведанные запасы нефти и традиционного газа. Также газогидраты имеют огромную энергоёмкость и глобальную экологическую значимость. Известно, что газовые гидраты будут образовываться, если клатрат заполнен на 90%, то есть около 150 объёмов метана при стандартных условиях на объём воды. Однако, растворимость метана в морской воде очень низкая, около 0,045 объёма метана при стандартных условиях на 1 объём воды. Таким образом, количество метана, требуемого для образования газовых гидратов, значительно превышает растворимость метана в воде. Следовательно, для образования газовых гидратов необходимо огромное количество метана. Данное условие ограничивает области на Земле, где газовые гидраты могли бы образоваться. Это означает то, что страны, ранее не обладавшие огромными ресурсами УВ из-за газовых гидратов, могут получить энергетическую независимость. Изучением газовых гидратов заинтересованы представители различных областей науки: физической химии, геологии, геофизики, биологии, экологии и др., а также специалисты, работающие в газовой промышленности. Такие исследования проводятся и в Казанском федеральном университете.

Газовые гидраты внешне напоминают снег или рыхлый лёд (рис. 1). Газовые гидраты принято характеризовать общей формулой:



где M – молекула гидратообразователя; n – гидратное число, то есть число молекул воды, приходящихся на одну молекулу газа в гидрате (переменная величина, зависящая от типа газа и условий гидратообразования) [1].



Рис. 1. Синтетические гидраты природного газа, полученные из дисперсного льда.

Молекула воды образует жёсткую решётку (вода кристаллизуется в изометрической кристаллографической системе, а не в гексагональной системе обычного льда) или полиэдрический каркас с большинством клеток, каждый из которых может содержать молекулу природного газа, в основном метан. Удерживание молекул газа в решётке происходит за счёт Ван-дер-Ваальсовых сил [2].

Газовые гидраты являются нестехиометрическими соединениями включениями, «газовыми клатратами», у которых «включенные» молекулы газа стабилизируют кристаллическую решётку «хозяина», построенную из молекул воды с помощью Ван-дер-Ваальсовых сил [3]. Рисунок 2 иллюстрирует одну из полостей газовых гидратов с заключённой внутри молекулой CH_4 .

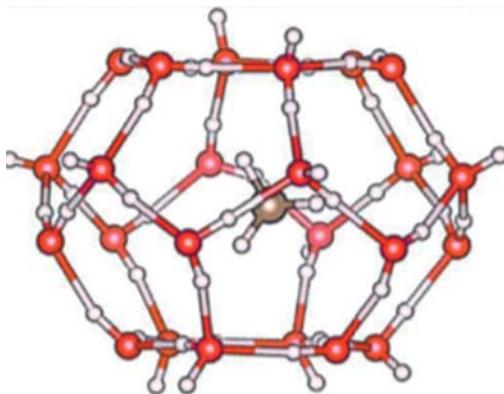


Рис. 2. T-полость в кубической структуре I газового гидрата, состоящая из водородно-связанных молекул воды с гостевой молекулой газа внутри [4].

Для полного представления процесса образования газового гидрата стоит вспомнить строение молекулы воды, которая состоит из двух атомов Н (водород) и атома О (кислород). Связь между атомами водорода и кислорода в молекуле воды ковалентная полярная. Благодаря своей полярной природе молекулы воды способны хорошо притягиваться к другим молекулам воды.

Стоит внести понятия «гидратообразователь» или «гидратообразующее вещество», которые в клатратных соединениях выступают в роли молекулы-гостя – стабилизирующего кристаллическую структуру. Выступать в роли гидратообразователя могут многие газы, органические летучие жидкости, или же многокомпонентные смеси (Ar, N_2 , O_2 , CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , изо- C_4H_{10} , H_2S , SO_2 , Cl_2 , CS_2 , галогенпроизводные углеводородов C_1 - C_4 , циклические и простые эфиры и т. д.) [5].

Гидраты принято делить на две категории, основываясь на условия образования, а именно техногенный (искусственный) и природный (естественный).

Естественные ГГ – это форма залегания гидратов в природе, в районах, где возможно образование ГГ и их залегание. В природе традиционные встречаются ГГ метана ($\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), в 1 м^3 которого содержится примерно $0,8 \text{ м}^3$ куб воды и 164 м^3 метана при стандартных условиях [5].

Исследователи считают, что количество углерода, который содержится в газовых гидратах во всем мире в два раза выше, чем количество углерода в других ископаемых видах топлива, к этому числу относится и уголь. Ясно то, что по мере истощения традиционных запасов углеводородов интерес к залежам ПГГ будет только расти. Газовые гидраты можно обнаружить во многих континентальных регионах Арктики, где находятся около $2 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ ПГГ, из которых на Россию приходится 10^{14} – 10^{15} . Следовательно, ГГ имеют большое значение в будущем, как основной источник УВ.

Принято считать, что искусственные или техногенные ГГ в нефтегазовой отрасли имеют негативный характер, так как их образование в стволе или в призабойной зоне пласта приводит к авариям, ухудшению фильтрации, падению уровня добычи. Техногенные ГГ могут при определённых условиях образовываться в ТП, что так же негативно влияет на технологический процесс, а именно повышается местное гидравлическое сопротивление, что приводит к поломке оборудования и большим энергозатратам. Предотвращение гидратных отложений требует значительных инвестиций, которые могут достигать до 10–15% от стоимости производства [6].

Следовательно, чтобы использовать искусственные гидраты для альтернативных видов хранения и транспорта, также для получения газа из природных гидратов, необходимо понимать, как происходит процесс их образования и разложения. Исследования гидратообразования тесно связаны с разведкой природных запасов гидратов, предотвращением и ликвидацией техногенных гидратов, выявлением участков накопления природных гидратов в ходе разведки новых месторождений и выявлением гидратоопасных зон в процессе добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородов. Для решения этих задач необходимо детальное изучение гидратообразования в природных и технических системах.

Исследование, проведённое в Казанском федеральном университете, было направлено на решение проблемы связанной с малой скоростью перехода воды в гидрат, что позволило бы применять в дальнейшем газогидратные технологии.

Цель исследования – оценить скорость и степень образования газовых гидратов в модифицированных поливиниловым спиртом дисперсных системах.

С целью изучения кинетики образования и диссоциации гидратов метана был использован метод PVT измерений. Данный метод является классическим методом при изучении газовых гидратов. Отслеживая изменения термодинамических параметров можно сделать определённые заключения о процессах, происходящих в автоклаве. Также данный метод позволяет получить данные о количестве образованного газового гидрата, используя уравнение состояния Менделеева-Клапейрона.

Объектами исследования являются дисперсный лёд, дисперсный раствор ПВС (выбор производителя ПВС был обусловлен лучшей растворимостью) и метан.

Для получения ГГ использовался газ-метан (99,9 мол.%). Выбор данного газа можно объяснить тем, что он в природе часто является гидратообразователем. Следовательно, данные полученные в результате исследования ГГ чистого метана возможно использовать для моделирования процессов гидратообразования в природе, а также при транспортировке по трубопроводу и хранении в газогидратной форме. Эксперимент проводился с помощью автоклава высокого давления. Температура автоклава поддерживалась программируемым криостатом «LAUDAECORE620». Данный криостат позволяет поддерживать определённую температуру в реакторе на протяжении всего эксперимента. Диапазон температур, в которых может работать криостат от -50 до $+200^{\circ}\text{C}$. Для проведения эксперимента использовались дисперсные системы, чтобы получить их при комнатной температуре необходимо наличие: жидкого азота, теплоизолированной ванны, ступы с пестом (рис. 3).

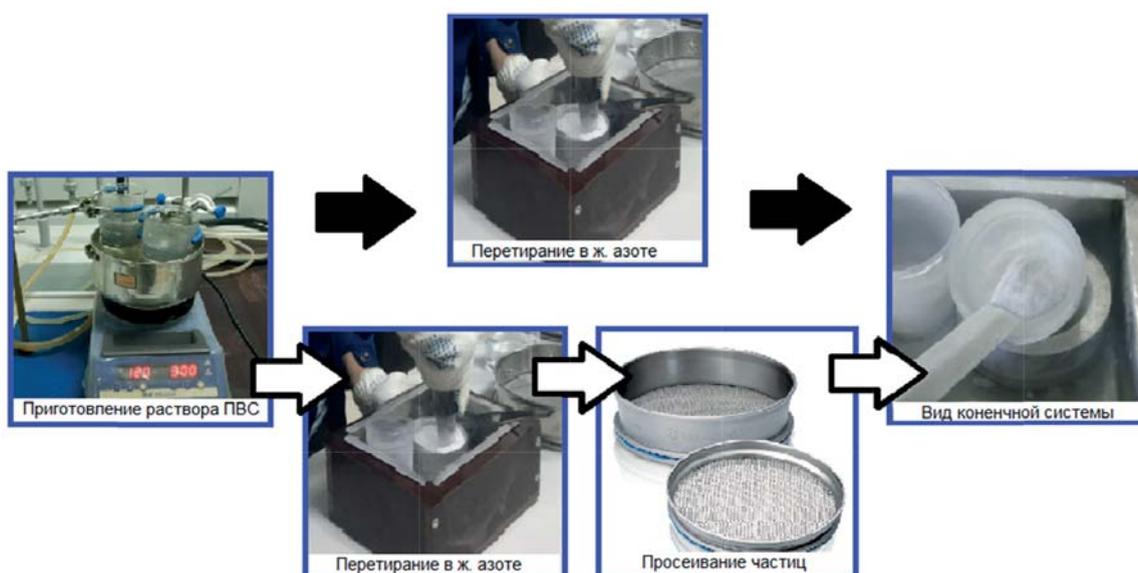


Рис. 3. Схема приготовления замороженных водных растворов поливинилового спирта (с просеиванием или без просеивания).

Получение дисперсных частиц раствора ПВС аналогична, за исключением того, что вместо воды заливается раствор поливинилового спирта. Стоит отметить, что перетирание раствора тем сложнее, чем выше объёмная доля поливинилового спирта.

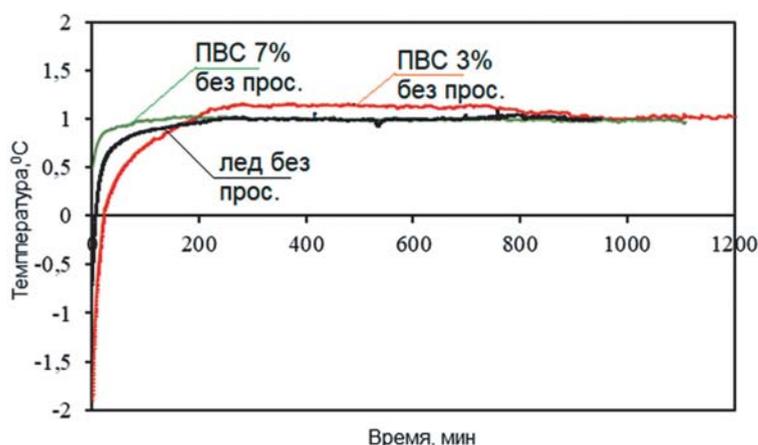


Рис. 4. График изменения температуры в реакторе при образовании гидрата метана из перетёртых непросеянных систем: льда, замороженных водных растворов с концентрациями ПВС 3% и 7%. Начальное давление 7 МПа и температуре $+1^{\circ}\text{C}$.

Известно, что добавка ПВС ускоряет рост гидрата из замороженных измельченных водных растворов ПВС по сравнению с молотым льдом (Мельников и др., 2019) [7]. Однако, судя по результатам, полученным нами для перетёртых растворов ПВС и льда этот эффект достигается в строго определённых условиях, описанными авторами работы, а именно при использовании мелкодисперсной системы, что было достигнуто просеиванием узкой фракции 80–140 микрон. При проведении экспериментов без просеивания, что существенно упрощает процедуру приготовления экспериментальных систем с одной стороны, мы получаем результаты, которые трудно поддаются анализу, с другой стороны. На графике видно, что наибольшей скоростью падению давления отличается чистый лёд, перетёртый без просеивания. Что касается измельчённых перетёртых и непросеянных растворов ПВС, видно, что с увеличением концентрации ПВС в исходном растворе, скорость изменения давления падает. Это объясняется тем, что добавка ПВС приводит к тому, что лёд модифицируется и упрочняется после замораживания раствора ПВС. С увеличением концентрации ПВС в исходном растворе увеличиваются прочностные свойства льда, модифицированного ПВС и, следовательно, при наличии добавки ПВС перетирание льда затрудняется. За одинаковое время замороженный раствор ПВС перетирается хуже, то есть размер частиц в перетёртом замороженном растворе ПВС крупнее, чем в молотом льду. И естественно, чем выше концентрация ПВС в растворе, тем сложнее перетирать замороженный раствор ПВС, тем крупнее будет размер частиц.

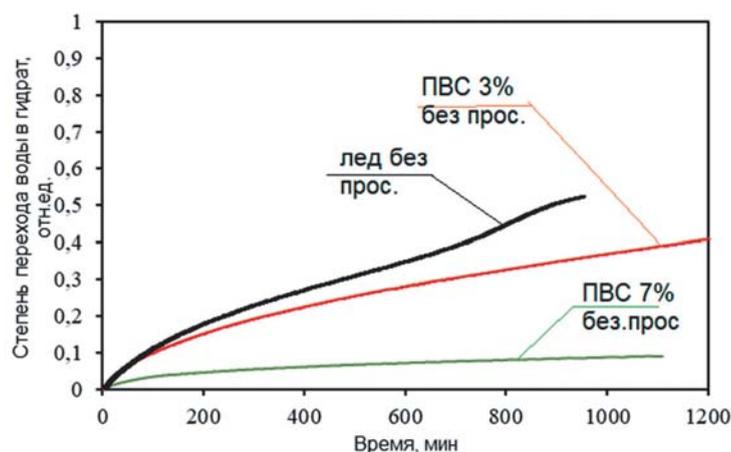


Рис. 5. Изменение степени перехода воды в гидрат для перетёртых непросеянных дисперсных систем: перетёртый лёд, перетёртые замороженные растворы с концентрацией ПВС 3% и 7%.

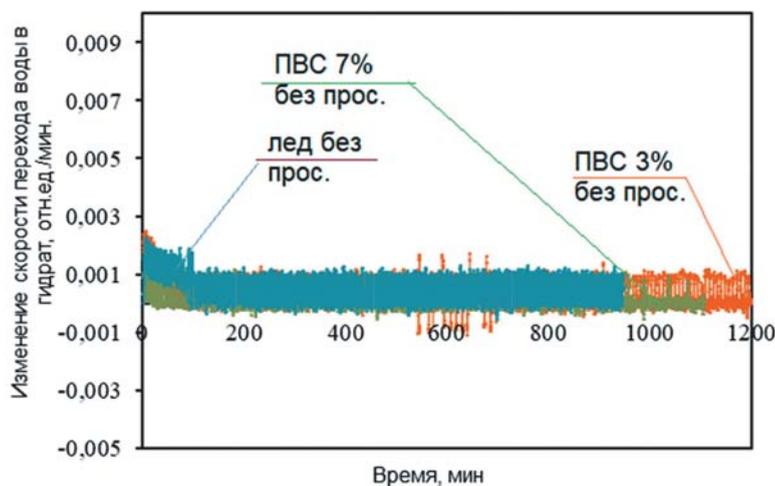


Рис. 6. Изменение скорости перехода воды в гидрат для перетёртых непросеянных дисперсных систем: перетёртый лёд, перетёртые замороженные растворы с концентрацией ПВС 3% и 7%.

В результате обработки и интерпретации лабораторных данных по классическим уравнениям состояния с помощью программных комплексов было выявлено влияние концентрации поливинилового спирта в растворе, размера частиц дисперсной системы на основе льда или льда, модифицированного ПВС, а также способа приготовления на скорость роста гидрата метана в нём. По результатам исследования можно сделать следующее заключение: поливиниловый спирт имеет промотирующее действие, а значит, он повышает степень перехода и ускоряет процесс перехода воды в гидрат.

Предлагаемый раствор поливинилового спирта в дальнейшем может быть использован в качестве решения вопроса, связанного с медленным ростом газовых гидратов в гидратных технологиях.

Литература

1. Бык С.Ш., Фомина В.И. «Газовые гидраты», Усп. хим., 37:6 (1968), 1097–1135; Russian Chem. Reviews, 37:6 (1968). – 469–491 с.
2. Koh C.A. Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates / C.A. Koh // Chemical Society Reviews. – 2002. – Vol. 31. – Pp. 157–167.
3. Никитин Б.А. Избранные труды, Изд. АН СССР, М., 1956.
4. Hester K. (2007). Probing hydrate stability and structural characterization of both natural and synthetic clathrate hydrates. Ph. D. thesis, Colorado School of Mines
5. Бык С.Ш. Газовые гидраты / С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомина. – М.: Химия, 1980. – 296 с.
6. Makogan Y.F., Hydrates of Hydrocarbons, PennWell Publishing Company, Tulsa, OK, USA, 1997.
7. Мельников В.П., Поденко Л.С., Драчук А.О., Молокитина Н.С. Получение гидратов метана в дисперсных замороженных водных растворах поливинилового спирта // Доклады Академии наук. – 2019. – Т. 487, № 2. – С. 164–168.

КОМПОЗИЦИЯ СНПХ-9800 КАК ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РИР

Р.А. Былинкин, Д.В. Краснов, Н.П. Григорьева, М.С. Чаганов

АО «НИИнефтепромхим», г. Казань, bylinkin.r.a@neftpx.ru

В настоящее время большая часть месторождений России отличаются значительной выработанностью запасов нефти. Из характерных проблем, с которыми сталкиваются нефтегазодобывающие предприятия можно отметить:

- заколонные и межпластовые перетоки;
- «кинжальные» прорывы воды и газа;
- негерметичность эксплуатационной колонны.

Этим проблемам посвящено множество исследований и предложено большое количество тампонажных составов. Но проблема изоляции прорыва воды и газа, а также заколонных и межпластовых перетоков остаётся всё ещё актуальной [1].

Несмотря на различный характер и причины заколонных перетоков в скважинах и потери герметичности обсадных колонн, методы ремонтно-изоляционных работ (РИР) весьма ограничены и сводятся в основном к задавливанию цементного раствора в нарушенные и обводнённые интервалы пласта.

Широкое применение цементных составов для РИР обусловлено их доступностью и низкой стоимостью цемента. В то же время их низкая проникающая способность не позволяет изолировать каналы и трещины малых размеров, что снижает эффективность ремонтных работ. Формируемое цементное кольцо в заколонном пространстве не выдерживает градиента давления более 2 МПа/м [2]. Поэтому применение цемента для таких работ не всегда целесообразно.

В связи с этим в АО «НИИнефтепромхим» разрабатываются новые технологии РИР с использованием изолирующих составов на основе композиции СНПХ-9800. Основным требованием к составам на основе композиции СНПХ-9800 является хорошая фильтруемость в поры и каналы пласта, отсутствие в них взвешенных частиц и возможность регулирования времени их отверждения.

Лабораторные эксперименты показали, что полимерная композиция СНПХ-9800 имеет следующие преимущества:

- длительность изолирующего эффекта;
- регулируемость сроков отверждения;
- хорошая фильтруемость в поры и трещины пласта;
- высокая адгезионная способность и эластичность образующегося полимерного камня;
- возможность работы в зимнее время;
- экологическая безопасность и технологичность;
- невысокая стоимость используемых реагентов.

При проведении РИР в промысловых условиях важное значение имеет скорость отверждения состава, как показали лабораторные исследования, образование полимерного камня во времени можно изменять в широких пределах в зависимости соотношения компонентов. Физико-механические свойства и время отверждения регулируется количеством и концентрацией щёлочного катализатора. При взаимодействии компонентов полимерный камень образуется как в терригенных, так и карбонатных коллекторах.

В качестве базовых составов используются смеси с соотношением полимерная композиция/щёлочной агент: 86/14 и 80/20, так как при этих соотношениях оптимальны физико-механические свойства и время жизни состава. В качестве щёлочного катализатора использовалась модифицированная щёлочь с регулируемым содержанием основного вещества.

Для оценки возможности применения реагента СНПХ-9800 на нефтяных месторождениях были проведены

исследования в институте «ТатНИПИнефть» в соответствии с техническими требованиями к составам на основе синтетической смолы для ремонтно-изоляционных работ при соотношениях (% об.):

- А) СНПХ-9800 : 12% раствор щелочного катализатора ÷ 80:20;
- Б) СНПХ-9800 : 12% раствор щелочного катализатора ÷ 86:14;
- В) СНПХ-9800 : 15% раствор щелочного катализатора ÷ 80:20;
- Г) СНПХ-9800 : 15% раствор щелочного катализатора ÷ 86:14.

Таблица 1

Состав	Прочность на изгиб через 48 часов, МПа	Прочность на сжатие через 48 часов, МПа	Время сохранения текучести при одностадийном введении щелочного катализатора, ч	Время сохранения текучести при двухстадийном введении щелочного катализатора
А	2,14	2,71	3	4
Б	1,96	2,5	3,5	4,5
В	2,5	3,25	2,5	3,5
Г	2,28	3,06	3	4

Исследованные полимерные составы на основе композиции СНПХ-9800 соответствуют требованиям к физико-механическим свойствам тампонажных материалов (через 48 часов), их значения приведены в табл. 1. Однако время сохранения текучести меньше минимального времени, необходимого для реализации технологии РИР с использованием синтетических смол (менее 4 часов).

В то же время по результатам исследований было установлено влияние степени разбавления полимерной композиции на характер её отверждения. Наиболее эффективные композиции получаются при разбавлении водой не более 20%. С увеличением количества воды более 20% прочностные и адгезионные характеристики полимерного камня ухудшаются. В то же время разбавление полимерной композиции нефтью в таких объёмах не влияет на ухудшение качества образующегося тампонажного состава.

Поэтому для увеличения времени сохранения текучести при промысловых испытаниях АО «НИИнефтепромхим» предложена к реализации методика «чёточной» закачки композиции, позволяющая увеличить его при двухстадийном введении щелочного катализатора (50% в композицию СНПХ-9800 с последующей закачкой его в пласт, и оставшиеся 50% после закачки оторочки нефти) с сохранением требуемых физико-механических свойств тампонажного состава.

Согласно предложенной схеме, возможно, реализовать закачку тампонажного состава за требуемый период для ремонтно-изоляционных работ на основе композиции СНПХ-9800, таких как догерметизация нарушений эксплуатационной колонны с падением давления в добывающих скважинах, для ликвидации заколонных перетоков.

Литература

1. Семёнов А.В., Лукьянов О.В., Романов Г.В. Разработка технологий РИР с применением СНПХ-8335 и СНПХ-8345. Материалы Международной научно-практической конференции. Казань, 2007. – 534 с.
2. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г. и др. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. – М.: «Недра», 1976. – 175 с.

ДОРАЗВЕДКА АЛЕКСЕЕВСКОГО УЧАСТКА С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА

Р.В. Вафин, А.Ф. Егоров, Т.Р. Мифтахов

ЗАО «Алойл», г. Бавлы, geoaloil@mail.ru

В региональном тектоническом плане Алексеевское месторождение расположено в пределах юго-восточно-го склона Южно-Татарского свода. В целом, данный регион характеризуется сложностью тектонического строения, обусловленной особенностями геологической истории, как кристаллического фундамента, так и перекрывающего его осадочного чехла.

Месторождение расположено вблизи (8–10 км) таких разрабатываемых месторождений, как Бавлинское, Урустамакское, Тат-Кандызское.

Тектоническое строение девонско-нижнекаменноугольного комплекса отложений на рассматриваемой территории характеризуется наибольшей геоморфологической выраженностью локальных поднятий, связанных с развитием шельфовых биогермных построек, послуживших основным структуроформирующим фактором. Размеры структур увеличиваются, нередко своды их осложнены двумя-тремя куполами (рис. 1).

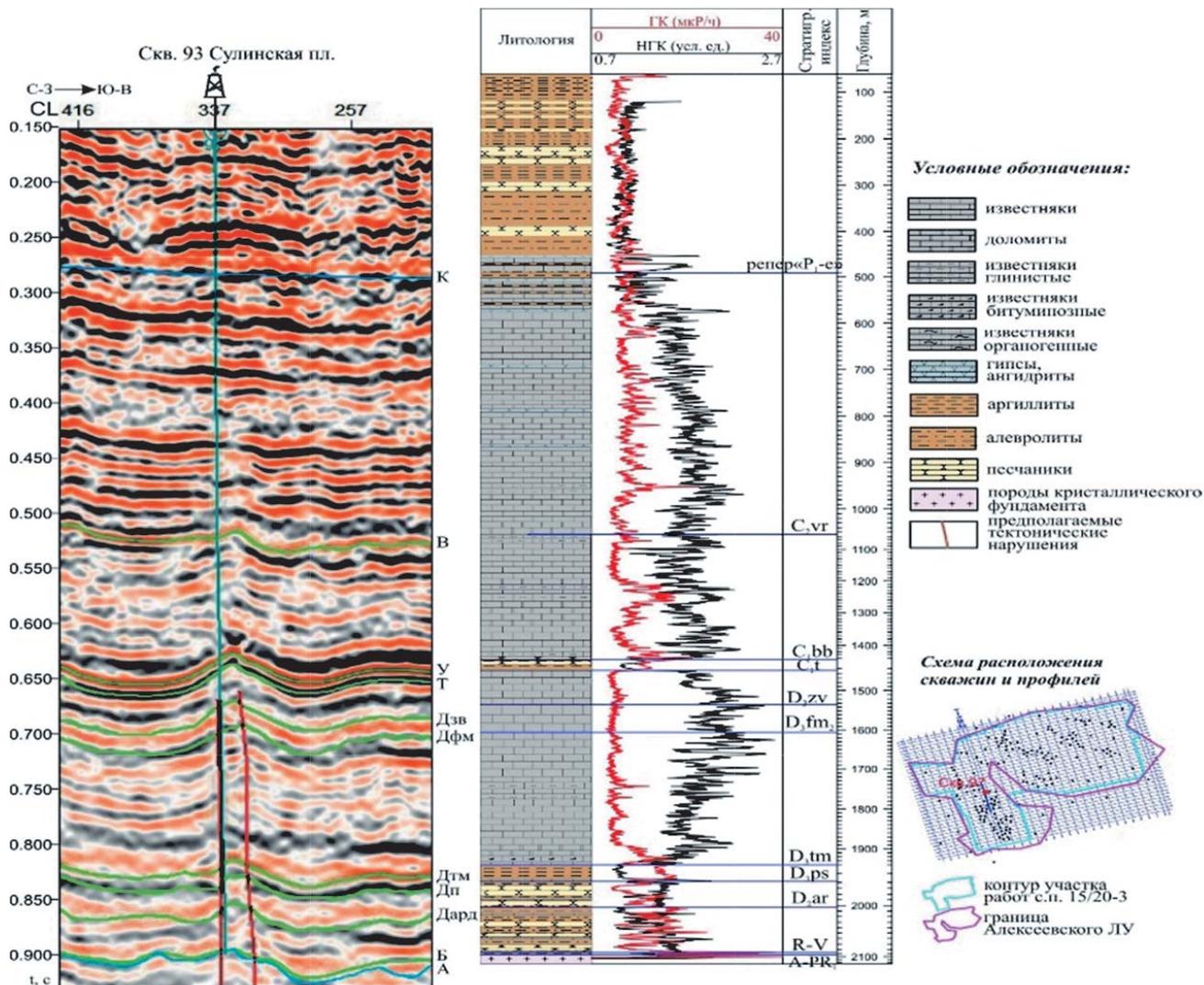


Рис. 1. Литолого-стратиграфическая привязка отражающих границ.

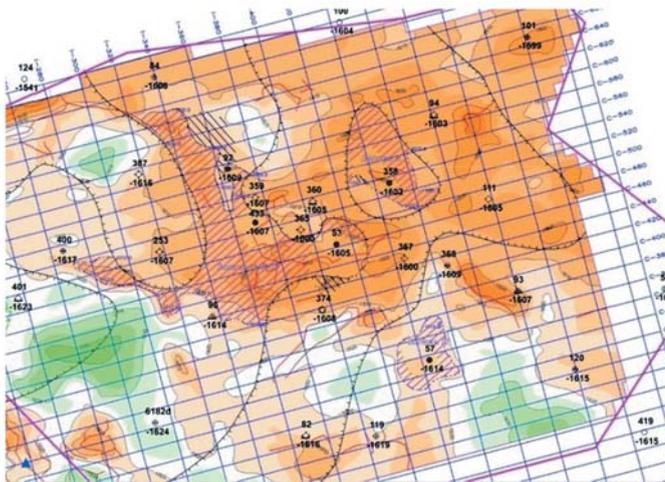
Алексеевское нефтяное месторождение многопластовое, характеризуется сложным строением, обусловленным наличием дизъюнктивной тектоники, невыдержанным характером распространения и литологической неоднородностью терригенных пластов коллекторов нижнего карбона, карбонатного и терригенного девона, сложным строением структуры порового пространства карбонатных коллекторов, высокой расчленённостью турнейских, заволжских и данково-лебедянских пластов при низкой доле коллектора.

Геологическое строение кровли пашийских отложений верхнего девона отображает **отражающий горизонт Дп**. Структурные формы находят своё отображение, в различной степени изменяясь в размерах и конфигурации. Большинство тектонических нарушений продолжают своё существование с небольшим смещением осевых линий. Центральная и восточная части площади также занимают более высокое гипсометрическое положение. Погружение поверхности в юго-западном направлении контролируют изолинии -1610 м и -1650 м. В сводовых частях поднятий значение оконтуривающей изолинии составляет – 1590 м.

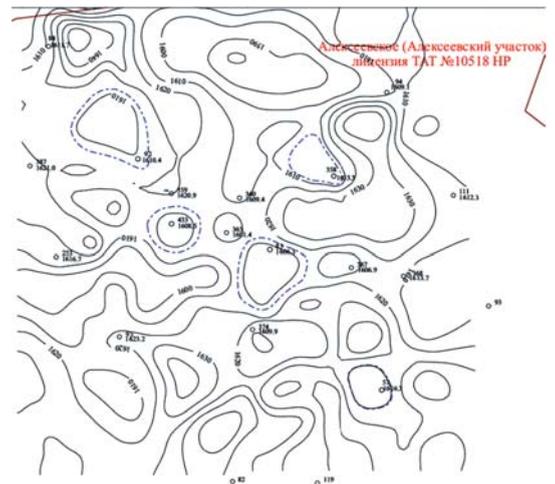
В последующее верхнедевонско-турнейское время происходит смена условий осадконакопления, сопровождающаяся формированием мощной толщи карбонатов, в большинстве своём осложнённых органическими постройками, приуроченными к положительным структурным формам [1].

В ПЗ 2020 г. была произведена переинтерпретация материалов ГИС старого фонда скважин, в результате которого в отложениях пашийского горизонта выявлено 5 залежей нефти, вскрытых 5-ью скважинами, приуроченных к пласту Д1. В разрезе пласта Д1 пашийского горизонта нефтенасыщенными являются пропластки Д1а и Д1б, нижние – Д1в, Д1г, Д1д являются водонасыщенными. В ПЗ пашийские пласты рассматривались как единый объект – пласт Д1. По кровле коллекторов пашийского горизонта была построена структурная карта. По отчётным данным с учётом переинтерпретации материалов ГИС в ПЗ, на структурную карту по ОГ Дп вынесена информация по насыщению пласта Д1а+б (граф. 15, рис. 1). По полученным данным отрисована линия замещения пласта-коллектора Д1а+б. В результате выполненных построений залежи I (р-он скв. 92), III (р-он скв. 83) и IV (р-он скв. 433) объединились в единую залежь (I + III + IV (р-он скв. 92,83 и 433)) (рис. 2).

Залежь I+III+IV (р-он скв. 92,83 и 433) вскрыта 3-мя скважинами. Скважина 92 опробована в интервале



Структурная карта по кровле продуктивных отложений пласта Д1 пашийского горизонта верхнего девона (МОГТ 2Д 2005 г.)



Структурная карта по кровле продуктивных отложений пласта Д1 пашийского горизонта верхнего девона (МОГТ 3Д 2020 г.)

Рис. 2. Сравнение структурных карт по кровле пласта Д1.

абсолютных отметок -1611,0– -1614,2 м, получен приток нефти дебитом от 1,6 до 7,3 т/сут при различных диаметрах штуцера. Скважина 83 опробована в интервале абсолютных отметок -1607,3– -1612,3 м, в результате получен приток нефти дебитом от 32,2 до 84,8 т/сут с обводнённостью от 3,6 до 6,2% при различных диаметрах штуцера. В скв. 433 в интервале абсолютных отметок -1610,9– -1612,9 м получен фонтан нефти.

В ПЗ УПУ по залежам были приняты по подошвам нефтенасыщенных прослоев в соответствующих скважинах. По отчётным данным пересчётный УПУ объединённой залежи I+III+IV в районе скв. 92 определён на уровне - 1609,8 м, в южной части залежи – на уровне - 1612,9 м по скв. 83. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по залежи составляет 1,0–8,0 м. Этаж нефтеносности – 9,8–12,9 м, размеры залежи составляют 3,0×1,4 км. Залежь по типу относится к пластовой сводовой, литологически экранированной. Запасы нефти по степени изученности отнесены к категориям А и В1.

Залежь II (в р-не скв. 358) выявлена одной скважиной. При опробовании скважины в интервале абсолютных отметок - 1602,9–1605,4 и 1604,9–1606,4 м получен приток нефти дебитом 4,2 т/сут с обводнённостью 55%. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по залежи составляет 2,8 м. В скважине вскрыт ВНК на абсолютной отметке - 1606,9 м (округленно 1607,0 м), пересчётный ВНК – -1605,4 м. Размеры залежи составляют 1,6×0,9 км, высота залежи – 3,7 м. Залежь по типу относится к пластовой сводовой, литологически экранированной. Запасы нефти по степени изученности отнесены по категории А.

Залежь III (в р-не скв. 57) вскрыта скважиной 57, в которой проведено испытание в интервале абсолютных отметок -1615,9– -1617,3 м. Получен приток безводной нефти дебитом 2,3 т/сут. Суммарная эффективная толщина составляет 3,4 м. ВНК вскрыт по ГИС на абсолютной отметке - 1620,2 м (пересчётный - 1618,5 м). Размеры залежи составляют 1,0×0,9 км, высота залежи – 3,9 м. Залежь по типу относится к пластовой сводовой, подстилаемой водой. Запасы нефти по степени изученности подсчитаны по категории А.

На Алексеевском участке разработка велась по всем пяти залежам одиночными скважинами. В эксплуатации пребывало пять добывающих скважин. С 2009 года в эксплуатации находится одна скважина № 57 со среднегодовым дебитом по нефти 8,2 т/сут и обводнённостью продукции 60,8%. По участку добыто 75 тыс.т нефти, что составляет 35% от всей добычи пашийского горизонта. Жидкости отобрано 696,8 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,219, при утверждённом 0,414.

Залежи нефти терригенных отложений девона (пласты Д1, Д2, Д3). Нижние горизонты являются наиболее слабо изученными глубоким бурением. Эксплуатируются единичными скважинами залежи пашийского горизонта. Характерным для работы скважин, осуществляющих добычу нефти, является растущая обводнённость продукции, связанная как с близостью подошвенной воды, так и приконтурной. Однако, следует отметить, что несмотря на особенности геологических условий залегания, пласт Д1, обладающий высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами, является привлекательным как объект доразведки.

Начальные геологические запасы по участку на 01.03.2021 г. составляют: по промышленным категориям (А+В₁) – 343 тыс.т, накопленная добыча нефти – 76,654 тыс.т (отбор от НИЗ составил 55,87%, достигнутая обводнённость – 89,2%). Текущий КИН – 22,35%. Остаточные извлекаемые запасы по категории А+В₁ – 60,5 тыс.т. Разработка залежей осуществляется одной скважиной. Характеристика выработки пашийского объекта по залежам и в целом представлена в таблице 1.

Характеристика выработки пашийского объекта

Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, доли ед.	Накопленная добыча нефти на 01.01.2021 г., тыс.т	Текущий КИН, д.ед	Коэф-т использования запасов, %	Остат. запасы, тыс.т	Обв-ть, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Пашийский объект										
Залежь I в р-не скв. 92	A	вн	17	7	0,400	6,762	0,173	43,3	8,8	98,0
	B1	вн	22	9	0,400					
Залежь IV в р-не скв. 433	A	вн	41	16	0,400	7,643	0,186	46,6	8,8	93,1
Залежь III в р-не скв. 83	A	вн	193	77	0,400	42,350	0,219	54,9	34,9	100,0
Залежь II в р-не скв. 358	A	вн	34	14	0,400	8,056	0,237	59,2	5,5	88,5
Залежь V в р-не скв. 57	A	вн	36	14	0,400	11,843	0,329	82,2	2,6	91,1
ИТОГО	AB1	вн	343	137	0,400	76,654	0,223	55,87	60,5	89,2

Основная доля остаточных запасов (86,6%) сосредоточена в трёх залежах I (р-он скв. № 92), IV (р-он скв. № 433), III (р-он скв. № 83), что следует учесть при переводе/приобщении скважин с вышележащих объектов для довыработки запасов нефти пашийского объекта.

№ залежи (район скважины)	Приращение, км ²	Сокращение, км ²	Разница, км ²
1	2	3	4
<i>Пласт Д1 пашийского горизонта</i>			
I+III+IV (р-он скв. 92,83 и 433)	+2,555	-0,414	+2,141
II (р-он скв. 358)	+0,745	-0,011	+0,734
V (р-он скв. 57)	+0,329	–	+0,329
Итого:	+3,629	-0,425	+3,204

По результатам уточнения структурных планов по основным отражающим горизонтам и кровлям продуктивных пластов оценено приращение и сокращение нефтеперспективных площадей залежей в пределах Алексеевского участка Алексеевского месторождения [2]:

Анализ выработки запасов терригенных отложений девона свидетельствует о необходимости проведения мероприятий по доразведке залежей нефти и вовлечению запасов коллекторов, характеризующихся высокими ФЕС, в разработку. Доразведку залежей рекомендуется осуществлять выборочным углублением скважин из сетки на турнейский объект, расположенных в оптимальных структурных условиях относительного девонского плана. По результатам доразведки, в случае необходимости, необходимо выполнить пересчет запасов нефти.

Так как залежи подстилаются подошвенной водой, то эксплуатация скважин объекта сопряжена с большим отбором воды, что явилось причиной выбытия скважин с данного объекта. В настоящее время с достаточно высокой обводнённостью (60–70%) работает одна скважина. В таких скважинах необходимо проводить плановые геолого-технические мероприятия по изоляции воды.

По пашийскому горизонту девонского объекта на одной залежи (р-он скв. 83 и 433) рекомендовано бурение двух разведочных скважин. Для выработки запасов остальных мелких залежей объекта предусматривается возвратный фонд скважин с вышележащих горизонтов.

Литература

1. Закиров И.И. Отчёт о работах с.п. № 15/20-3 на территории Бавлинского района Республики Татарстан и Северного района Оренбургской области ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма.
2. Бакиров И.И. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Алексеевского нефтяного месторождения. ООО «КНЦ», Казань, 2020, Татарстанский филиал ФБУ «ТФГИ по ПФО», инв. № 4612-К.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ОБРАЗОВ КЕРНА, ВЫПОЛНЕННЫЕ РАЗЛИЧНЫМИ ЛАБОРАТОРНЫМИ МЕТОДАМИ

А.Т. Габдрахманов

ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

Целью данной работы является оценка достоверности различных методов лабораторных исследований керна, основанных на принципиально различных методах количественного и качественного анализа углеводородов и органического материала в керне. Были изучены ранее проведенные исследования [1-6] и др. В данной же работе автором представлены исследования органического материала образца горной породы по определению состава нефти и процессов, протекающих в ней при нагревании по заданной программе, а также результаты исследований хроматографическим и спектрофотометрическим методом, выполненные автором в Альметьевском государственном нефтяном институте. Образец представляет собой фрагмент нефтенасыщенного доломита с кораллами, объемной плотностью 2680 кг/м³, объемная нефтенасыщенность которой составляла 5,70%.



Рис. 1. Фотография фрагмента анализируемой горной породы.

Образец горной породы был подвергнут нагреву до 700°C. Результаты эксперимента представлены на рисунке 2. Процесс окисления углеводородов образца связывают с несколькими стадиями: первая (до 100°C) – испарение

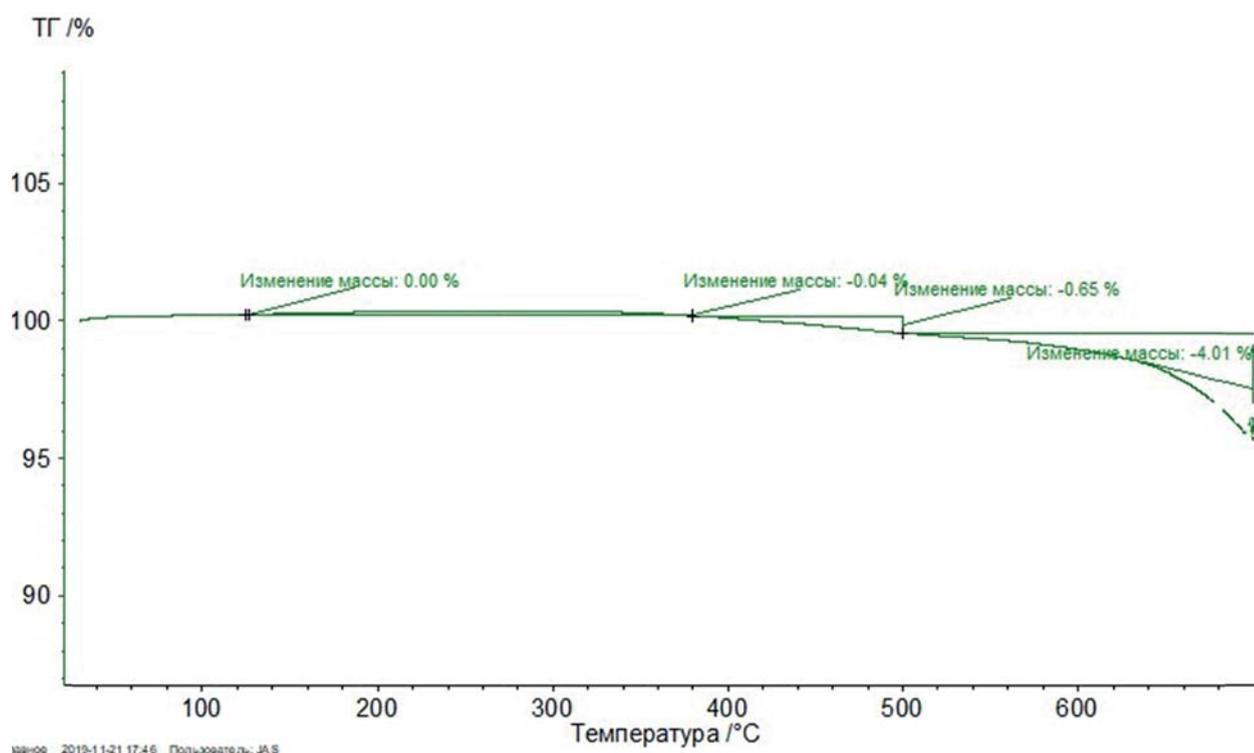


Рис. 2. ТГ-кривые процесса окисления.

воды и лёгких компонентов, на этой стадии потери массы не обнаружено; вторая (от 100°C до 380°C) – зона испарения лёгких углеводородов и зона НТО, на этой стадии произошла потеря массы на 0,04%; третья (от 380°C до 500°C) – образование кокса, на этой стадии произошла потеря массы на 0,65%; четвёртая стадия (от 500°C до 700°C) – зона ВТО, на этой стадии произошла потеря массы на 4,01%. Таким образом, массовая доля данного образца ядерного материала, подвергнувшаяся термическому преобразованию, составила 4,7%. Казалось бы, что анализируемый образец не имеет перспектив по содержанию углеводородов и органического материала.

На следующем этапе из образца горной породы были экстрагированы углеводороды и изучены хроматографическим и спектрофотометрическим способом. Хроматограмма представлена на рисунке 3.

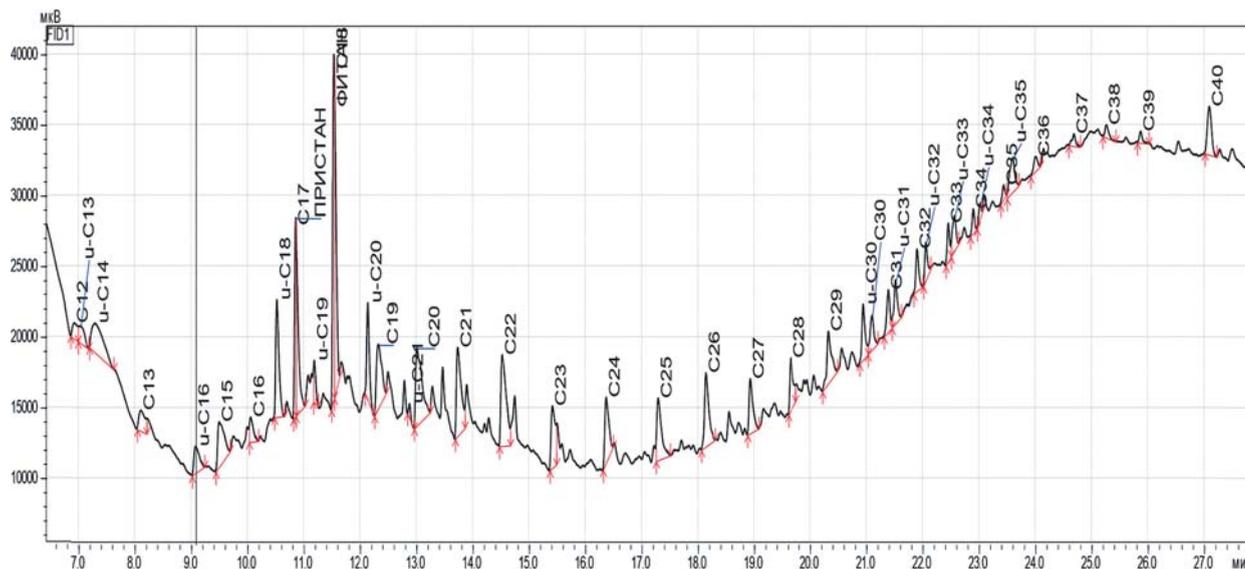


Рис. 3. Хроматограмма углеводородов из анализируемого образца горной породы.

По хроматограмме дополнительно рассчитаны следующие показатели: $\frac{\sum i}{\sum n}$ – отношение содержания алканов изостроения к содержанию алканов нормального строения, П/Ф – отношение пристана к фитану, K_i – изопреноидный коэффициент.

Результаты сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Показатели углеводородного состава из анализируемого образца горной породы

Показатель	Значения показателей
$B = \frac{\sum S_{\text{пиков } iC_{13}-iC_{21}}}{\sum S_{\text{пиков } iC_{30}-iC_{35}}}$	3,46
$D = \frac{\sum S_{\text{пиков } C_{10}-C_{20}}}{\sum S_{\text{пиков } C_{21}-C_{40}}}$	0,57
$\frac{\sum i}{\sum n} = \frac{\sum iC_{13-21} + \sum iC_{30-35}}{\sum nC_{10-40}}$	0,59
П/Ф, усл.ед.	0,71
$K_i = \frac{\sum S_{\text{пиков } iC_{19}-iC_{20}}}{\sum S_{\text{пиков } C_{17}-C_{18}}}$	0,555

Значение коэффициента В, характеризующего соотношение лёгких и тяжёлых изоалканов, указывает на повышенную долю лёгких алканов в компонентном составе углеводородов изостроения. Значение коэффициента D, характеризующего соотношение лёгких и тяжёлых нормальных алканов, меньше единицы, следовательно, в компонентном составе углеводородов, экстрагированных из образца, концентрация тяжёлых углеводородов больше, чем концентрация лёгких. Значение коэффициента i/n указывает на отношение алканов изостроения к алканам

нормального строения в образцах. В компонентном составе углеводородов, экстрагированных из образца, алканов нормального строения в среднем больше, чем алканов изостроения. Значение изопреноидного коэффициента $K_1 < 1$ позволяет отнести исследуемую нефть к типу A^1 , который характеризуется высокими концентрациями нормальных алканов.

Результаты спектрофотометрических исследований представлены на рисунке 4, вычисленные спектральные коэффициенты занесены в таблицу 2.

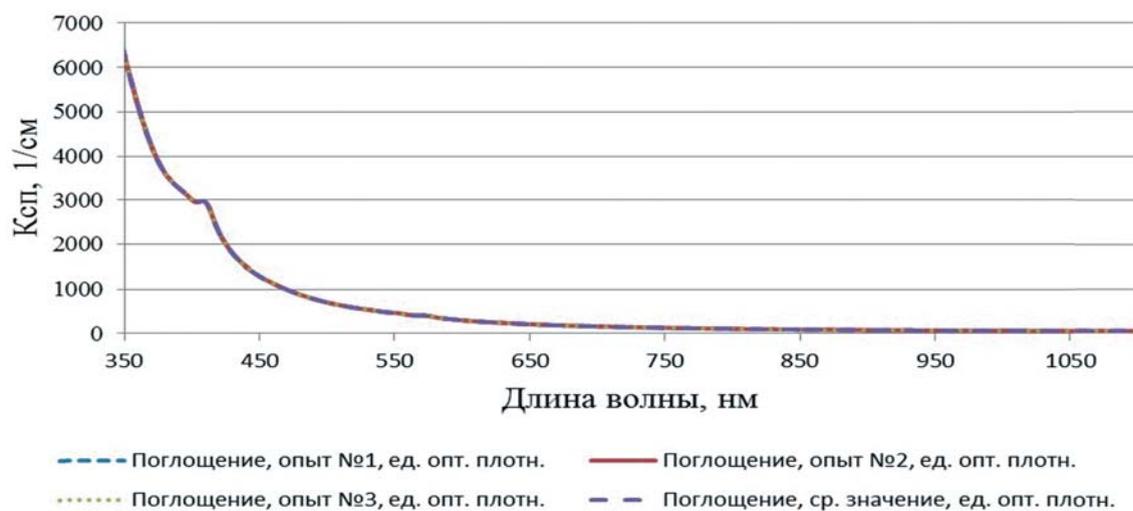


Рис. 4. Зависимость коэффициента светопоглощения ($K_{сп}$, 1/см) углеводородов, экстрагированных из анализируемого образца горной породы.

Таблица 2

Характеристика оптических свойств углеводородов, экстрагированных из анализируемого образца горной породы

Параметр	Длина волны, нм	Значения параметров			Среднее значение
		опыт № 1	опыт № 2	опыт № 3	
Ксп при 410,1/см	410	2946	2946	2950	2947
Ксп при 540,1/см	540	498	498	498	498
Ксп при 630,1/см	630	239	243	239	241
Минимум D(λ)	398	2861	2865	2865	2863
Максимум D(λ)	410	3085	3089	3089	3087
D465/D670	-	5,71	5,61	5,61	5,64
D440D490/(D590D670)	-	19,21	18,91	18,91	19,01

По итогам сравнительного анализа полученных результатов можно установить, что термогравиметрический анализ не позволил выявить углеводороды в данном образце горной породы, твёрдый органический материал в нём отсутствовал. Однако, жидкие углеводороды выявлены в экстракте спектрофотометрическим и хроматографическим методами. При этом большую роль играют методы отбора и подготовки образца для данных исследований. Показана необходимость применения принципиально различных методов количественного и качественного анализа углеводородов и органического материала в керне, а также математической обработки полученных результатов.

Литература

1. Дмитриенко А.О. Термический и термогравиметрический методы анализа [текст]/ А.О. Дмитриенко, Г.Н. Макушова, М.В. Пожаров. – Саратов: ФГБОУ ВПО СГУ им. Н.Г. Чернышевского, 2015. – 50 с.
2. Ивлев В.И. Термический анализ. Ч. 1: Методы термического анализа В. И. Ивлев, Н. Е. Фомин, В.А. Юдин [и др.] – Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2017. – 44 с.
3. Якимова Л.С. Метод УФ-спектроскопии и его применение в органической и физической химии [текст] / Л.С. Якимова. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 19 с.
4. Насыбуллин А.В. Методика определения состава углеводородов и процессов протекающих в них при нагревании по заданной программе. 04-12-ФЗП 0019-1 ПМТСН [текст]/А.В. Насыбуллин, Л.И. Гарипова. – Альметьевск, 2018. – 15 с.

5. Гуськова И.А. Методика спектрофотометрических исследований углеводов доманиковых отложений. 04-12-ФЗП 0195 – 12 МСФ Д. [текст]/И.А. Гуськова, И.И. Маннанов, Е.Ф. Захарова, Д.М. Гумерова, Г.Р. Юсупова, А.Т. Габдрахманов. – Альметьевск, 2017. – 12 с.

6. Евдокимов И.Н. Возможности оптических методов исследований в системах контроля разработки нефтяных месторождений: Монография / И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2007. – 228 с.

7. Габдрахманов А.Т. Анализ результатов исследований образцов керна и керновой нефти с применением статистических методов//Нефтяная провинция. – 2020. № 2(22). – С. 18–35. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.18–35>.

ВОЛНОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И ПРИНЦИП ИНТЕРФЕРЕНЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИТОКА НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин

*Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский
научный центр РАН, г. Казань, galimzyanova_aliy@mail.ru*

Несмотря на постоянно растущий интерес к разработке новых экологически чистых источников энергии для замены ископаемого топлива, оно всё ещё будет основным источником энергии в мире в течение длительного периода времени в будущем. Поиск новых месторождений и увеличение добычи нефти на существующих месторождениях по-прежнему будет главной целью энергетических компаний.

В последние десятилетия добыча нефти становится всё более сложной. Традиционные месторождения, разработанные ранее, почти исчерпаны. При этом труднодоступные глубокие пласты с крайне сложным геологическим строением хранят огромные объёмы трудноизвлекаемых запасов. Чтобы добывать такую «трудную» нефть, нужны принципиально новые подходы. Поэтому существует острая необходимость в разработке технологий нового поколения, которые отличаются высокой адаптивностью, простотой эксплуатации, низкой стоимостью и нулевым загрязнением нефтяного пласта. Волновая технология добычи нефти является одним из наиболее перспективных методов и отвечает этим требованиям, в том числе – отсутствием загрязнения окружающей среды [1, 2].

Воздействие упругими волнами на пласт обладает такими характеристиками, как низкий уровень загрязнения, низкая стоимость и высокая эффективность разработки месторождений. При добыче нефти примеси, такие как осадочные отложения, существующие в пласте, приводят к закупорке пор в скважине, что значительно снижает фильтрационную способность пласта и приводит к снижению добычи. В результате процесса распространения звуковой волны создаются такие эффекты, которые могут разрушить структуру частиц нефтяного слоя и достичь цели увеличения проницаемости нефти. Волновые технологии извлечения нефти применяются для обработки призабойной зоны нефтяных пластов в водонагнетательных скважинах и добывающих нефтяных скважинах. Вследствие этого, путём изменения физических свойств и состояния пластовых флюидов улучшаются условия циркуляции и проницаемости коллектора на забое скважины, и решается проблема засорения нефтяных скважин, а в итоге достигается интенсификация нефтеотдачи пласта [2, 3].

Одновременная обработка нагнетательной и добывающими скважинами с целью создания между ними гидродинамической связи затруднительна. Эти трудности могут быть преодолены посредством технологии площадного воздействия волновыми процессами на пласт.

Рассмотрим технологию площадного воздействия на продуктивный нефтяной пласт на основе формирования интерференционного волнового поля на выходе нагнетательной скважины. Эффективность воздействия предлагаемой технологии в значительной мере определяется распространением волнового поля от источника в продуктивную зону. Прогнозирование характеристик поля в этой зоне и выбор мощности излучателя колебаний давления будут являться первоочередными в комплексе вопросов обеспечения эффективности совмещённого воздействия на нефтяной пласт [4]. Последующее решение ожидаемой эффективности технологии будет определяться рядом физических параметров: пористость, проницаемость коллектора, упругие свойства материала и насыщающего флюида, вязкость и т. д.

Накопленный опыт использования волнового воздействия на продуктивные пласты показывает, что при выборе оптимальных объектов разработки и параметров применяемых технических средств, возможно существенно интенсифицировать процесс фильтрации и повысить нефтеотдачу пласта, а также значительно сократить энергетические затраты [5-7]. Поглощение упругой волны в пласте пропорционально квадрату частоты генерируемых колебаний, что показывает целесообразность использования при волновом воздействии низких частот. При этом создаются условия возбуждения в пласте доминантных частот, затухание которых минимально.

Рассматриваемое нами устройство [7] для возбуждения автоколебаний низкой частоты в круглой струе, ограниченной прямоугольной полостью, основано на использовании эффекта Коанда и конструктивная схема его представлена на рис. 1.

Излучатель колебаний состоит из камеры в виде параллелепипеда, на входе в которую установлено сопло, а на выходе присоединены два канала (например, цилиндрической или прямоугольной формы), находящиеся в гидравлической связи с коллектором, причём оси выходных каналов составляют между собой острый угол. При истечении жидкости из круглого отверстия (сопла) струя прилипает к одной из боковых стенок камеры [8].

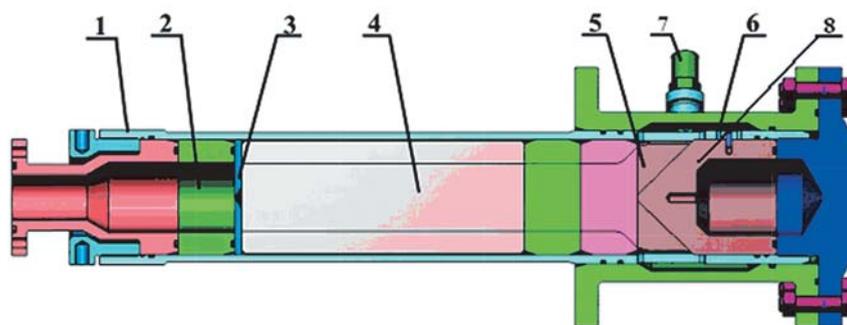


Рис. 1. Конструктивная схема экспериментального излучателя колебаний: 1 – корпус излучателя; 2 – предсопловая камера; 3 – сопло; 4 – камера; 5 – выходные каналы; 6 – коллектор; 7 – выходное сопло; 8 – разделитель потока.

Вблизи этой стенки, прилегающей к соплу, уменьшается давление (по сравнению с областью у противоположной боковой стенки) и точка прилипания к боковой стенке постепенно смещается вниз по потоку, давление в этой области увеличивается, а в области у противоположной стенки – понижается. В результате струя перемещается к противоположной боковой стенке камеры. В итоге возникают устойчивые колебания струи низкой частоты в направлении выходных каналов (патрубков) камеры, через которые струя жидкости истекает в коллектор и далее на выброс из установки. Результаты проведённых стендовых испытаний экспериментального образца излучателя приведены в [7].

На рисунке 2 представлен фрагмент интерференционного поля, где обозначены два одинаковых когерентных источника (выходные каналы S_1 и S_2), разнесённые друг от друга на расстоянии q , малое по сравнению с длиной волны ($q \ll \lambda$). При этом источник S_2 сдвинут в положительном направлении на расстояние, обеспечивающее синхронность начала фронтов волн от источников S_1 и S_2 и последующее их наложение. Частота колебаний давления за излучателем в коллекторе установки удваивается. Реализация волнового поля на основе интерференции потребует обеспечения скважинным излучателем когерентности волн от двух каналов за устройством [4].

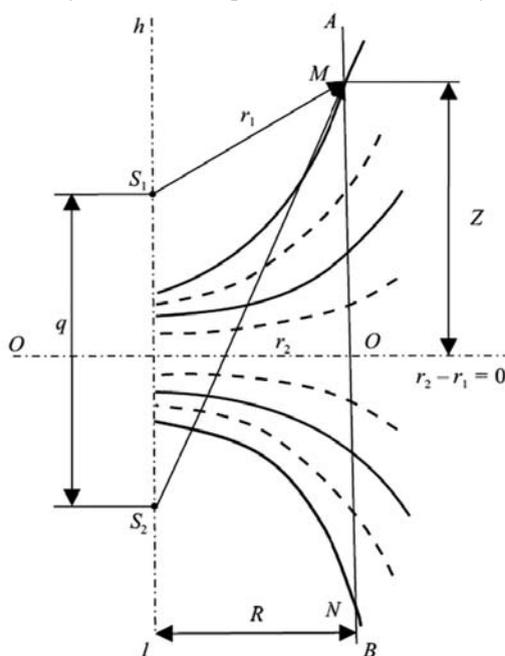


Рис. 2. Фрагмент интерференционного поля.

Конструктивное решение скважинного излучателя колебаний давления должно обеспечивать интерференцию волн, т. е. наложение двух волн, при котором происходит устойчивое во времени их взаимное усиление в одних точках пространства и ослабление в других в зависимости от соотношения между фазами этих волн. Интерферировать могут только когерентные волны, для которых разность их фаз не зависит от времени, распространяющиеся вдоль одного и того же или близких направлений. Эта задача решается в конструкции излучателя колебаний за счёт разных длин выходных каналов.

Применение предложенного излучателя колебаний давления в нагнетательных вертикальных скважинах позволит качественно улучшить коэффициент охвата пласта при вытеснении нефти на забое добывающих скважин без существенного увеличения давления нагнетания. Особенно актуально применение данной технологии при закачке вытесняющих рабочих агентов через излучателей колебаний при разработке месторождений на позд-

ней стадии, когда необходимо увеличить коэффициент нефтеизвлечения. Резонансные процессы, возникающие при интерференции волнового поля, создают дренирующий эффект на продуктивный пласт при освоении скважин, имеющих большой по протяжённости фильтр. Это характерно для горизонтальных скважин, где селективная обработка участков горизонтального ствола по техническим возможностям затруднена. Данная ситуация часто возникает при освоении горизонтальных скважин большой протяжённости при добыче тяжёлой нефти методом парогравитационного дренажа (SAGD). Часто возникают случаи, когда при применении метода SAGD гидравлическая связь между нагнетательной и добывающей скважиной ухудшена по причине неравномерной проницаемости между стволами. При интерференции волн отсутствует простое суммирование их энергий. В интерференционных максимумах интенсивность результирующей волны больше суммы интенсивностей накладывающихся волн, а в интерференционных минимумах – меньше их суммы в зависимости от соотношения между фазами этих волн. Однако в среднем для большей области пространства энергия результирующей волны равна сумме энергий интерферирующих волн. Реальные источники волн всегда имеют конечные размеры. Плоские и цилиндрические волны могут наблюдаться только вблизи источника звука. Согласно принципу Гюйгенса – Френеля [9], каждая точка волнового фронта действует как источник вторичных волн, распространяющихся во всех направлениях. Это приводит к такому расширению волнового фронта, что на больших расстояниях от источника все звуковые волны становятся сферическими. Звуковое поле, создаваемое сложными колебательными системами, состоит из ближнего поля, обусловленного перетеканием и выравниванием давления между соседними участками и несущего энергию звукового поля, которое излучается на большие расстояния. Граница при этом определяется акустическим числом Маха, которое выражается отношением амплитуды колебаний скорости к местной скорости звука и должно составлять $M \leq 0,001$ [10]. Скорость частиц в ближнем поле следует за звуковым давлением с запаздыванием и поэтому ближнее звуковое поле не даёт вклада в энергию, передаваемую среде источником звука.

Каждый источник излучает волну с угловой частотой ω и амплитудой A . При этом рассматривается наложение когерентных сферических волн в области пространства, находящегося в направлении распространения потока жидкости из выходных каналов излучателя. При наличии двух источников волн каждая точка среды принимает одновременно участие в двух волновых движениях на основе рассмотрения действия нескольких волн, как сумму колебаний, каждое из которых имело бы место, если бы действовала одна волна. В этом случае возникает характерное поле, в котором волны усиливают или ослабляют друг друга. В точку M , достаточно удалённую от источников $S1$ и $S2$, приходят плоские волновые фронты со смещениями (рис. 2) [4].

Как один из методов увеличения нефтеотдачи пластов, добыча нефти волновыми методами привлекает всё больше внимания благодаря своей простоте, меньшим затратам, хорошей применимости и отсутствию негативного воздействия на окружающую среду.

Применительно к волновому воздействию на продуктивный пласт исследован метод формирования интерференционного волнового поля в нагнетаемом рабочем агенте предлагаемым техническим решением гидродинамического скважинного излучателя колебаний давления. На основе теоретических исследований в конструкции излучателя предложено техническое решение, обеспечивающее наложение когерентных волн за излучателем. Это позволяет усилить амплитуды генерируемых излучателем колебаний в нагнетаемой жидкости до 2 раз. Дано описание характеристик формирования интерференционного поля за излучателем колебаний давления.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-01174, <https://rscf.ru/project/22-29-01174/>.

Литература

1. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. – М.: Мир, 2001. – 260 с.
2. Wang Z., Gu S. State-of-the-art on the development of ultrasonic equipment and key problems of ultrasonic oil production technique for EOR in China // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2018. – Vol. 82, Part 3. – P. 2401–2407.
3. Гатауллин Р.Н., Кадыйров А.И. Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пласты // SocarProceedings. – 2020. – № 2. – С. 78–90.
4. Галимзянова А.Р., Шестернин В.В., Буторин Э.А. Интенсификация притока пластового флюида в призабойной зоне методом воздействия волнового поля на продуктивный пласт, используя принцип его интерференции. // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 2 (638). – С. 37–42.
5. Муслимов Р.Х., Волков Ю.В., Хавкин А.Я. и др. Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордово-Кармальском месторождении. // Бурение и нефть. – 2003. – № 1. – С. 18–23.
6. Гатауллин Р.Н. Технические средства волнового воздействия на продуктивные пласты // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 2 (133). – С. 34–41.
7. Буторин Э.А., Загидуллина А.Р., Кравцов Я.И. Выбор гидродинамического излучателя колебаний давления для совмещённого воздействия на пласт. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 120–123.

8. Галимзянова А.Р., Гатауллин Р.Н. Исследование гидродинамического излучателя колебаний для комбинированного воздействия на продуктивный пласт // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 1 (114). – С. 39–44.
9. Галицкий Б.М., Рыжов Ю.А., Якуш Е.В. Тепловые и гидродинамические процессы в колеблющихся потоках. – М.: Машиностроение, 1977. – 256 с.
10. Виноградова М.Б., Руденко О.В., Сухоруков А.П. Теория волн. – М.: Наука, 1990. – 432 с.

УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Н. Гатауллин, Е.А. Марфин

*Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ
Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН),
г. Казань, rustem.acadrome@mail.ru*

В связи с постоянными резкими колебаниями цен на нефть и необходимостью соблюдения экологических и социальных требований, в настоящее время для нефтяной промышленности остро стоит вопрос добычи углеводородов рентабельным и безопасным способом.

Постоянное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти привело к тенденции снижения нефтеотдачи пластов и поэтому в недрах остаётся около 70-75% неизвлеченной нефти. Масштабы таковы, что объём потенциально извлекаемых запасов углеводородов составляет около 15 млрд тонн, что соизмеримо с объёмами добытой нефти за всю историю развития нефтяной промышленности России. За последние десятилетия коэффициент извлечения нефти снизился примерно в 2 раза – с 0,5 до 0,27. Это объясняется тем, что добыча уже много лет основана на разработке месторождений с трудноизвлекаемыми углеводородами. А их разработка основана на применение традиционного метода заводнения, которое, как правило, сопровождается большими потерями. Интенсификация процесса извлечения нефти обусловлена необходимостью прироста её добычи на более поздних стадиях разработки месторождений. В связи с этим, чрезвычайно актуальной задачей является применение энергосберегающих экологически безопасных технологий добычи [1, 2].

Тем не менее, в результате применения новых решений по повышению нефтеотдачи пластов всё ещё могут возникать потенциальные негативные экологические последствия, связанные со сбросом пластовой воды, кольматацией пласта при бурении и выбросами в атмосферу. Кроме того, может возникнуть экологический риск из-за аварий. Например, полимерное заводнение, которое обычно осуществляется с использованием полиакриламида (ПАМ) или частично гидролизованного полиакриламида. Полимеры ПАМ устойчивы к морской среде при более высоких молекулярных весах и существует недостаток знаний о наличии токсичных эффектов этих полимеров. Аналогичным образом, химические соединения, используемые в рамках процесса добычи углеводородов на основе щёлочно-поверхностно-активных полимеров, также могут представлять угрозу для окружающей среды. Другой процесс повышения нефтеотдачи, основанный на нагнетании диоксида углерода (CO_2), предлагает многообещающую альтернативу для повышения нефтеотдачи и в то же время смягчения климатических негативных явлений. В целом, перед выбором и внедрением того или иного метода увеличения нефтеотдачи (МУН) для конкретного месторождения рекомендуется провести детальное исследование экологических и экономических рисков и выгод. В последнее время также вызывает озабоченность сейсмичность, вызванная антропогенной деятельностью, которая также может представлять значительный экологический и экономический риск. Зарегистрировано более 100 случаев таких сейсмических событий в результате традиционных эксплуатационных операций и гидроразрыва пласта. Такие сейсмические события во время процессов добычи могут представлять значительный экологический и экономический риск. При решении проблемы повышения нефтеотдачи пластов в настоящее время используют большое количество CO_2 . Газ закачивается в углеводородные месторождения, чтобы повысить пластовое давление и тем самым извлечь больше нефти. Однако неопределенность, связанная с долгосрочным поведением CO_2 под землей, является проблемой как для геологии продуктивного пласта, так и для задачи повышения нефтеизвлечения. Эта неопределенность порождает проблемы общественного признания таких решений и требует дорогостоящего мониторинга мест хранения газа [3, 4].

Заводнение является одним из всемирно применяемых методов успешного извлечения остаточной нефти, которая не может быть добыта первичными методами добычи. Экономический успех заводнения в основном зависит от эффективности вытеснения. Неоднородность залежей в продуктивном пласте является одной из важнейших причин того, что традиционные методы не могут извлечь большее количество углеводородов. Поэтому многие скважины закрываются, когда сталкиваются с низким дебитом нефти и высокой обводнённостью призабойной зоны. Следовательно, большое количество нефти остается в зонах с низкой проницаемостью. Обработка гелями используется как технология химического контроля с целью уменьшения неоднородности пласта, которая может успешно снизить добычу воды. Сообщается о многих тампонирующих агентах, которые могут быть использованы для борьбы с избыточной добычей воды. Традиционно широко используются гелевые системы, которые включают закачку в пласт полимера, связывающего агента и некоторых других добавок, которые затем образуют гель в результате химических реакций. Например, частично гидролизованный полиакриламид является одним из наиболее

используемых типов полимеров для создания геля для управления обводнённостью месторождений. Образовавшийся гель может полностью или частично герметизировать пласт в зависимости от температуры пласта. Однако возможно неконтролируемое образование полимерного геля вблизи ствола скважины. Это нежелательное явление в скважине вблизи добывающего или нагнетательного оборудования может быть вызвано либо слишком малым временем гелеобразования, либо получением недостаточной информации о конкретном слое пласта. Сообщается, что используемый гель стабилен в условиях пласта при низкой и умеренной температуре, однако при высокой температуре происходит его резкая деградация. Следовательно, цель применения полимерного геля для обработки целевого слоя сильно снижается, и это отрицательно сказывается на добыче нефти, закупоривая близлежащую область ствола скважины [5].

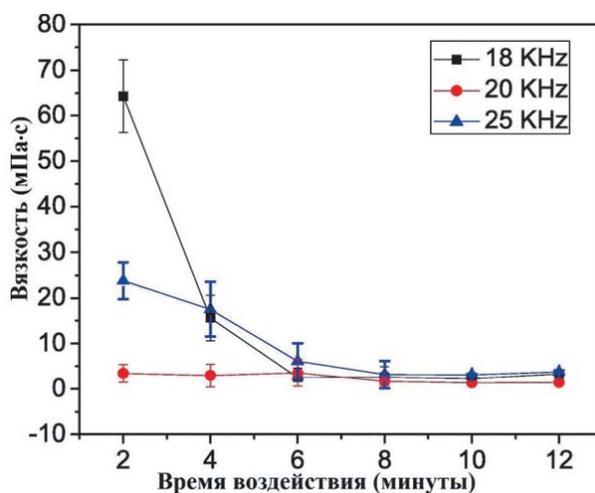


Рис. 1. Снижение вязкости образцов по времени при акустическом воздействии на различных частотах (18, 20, 25 кГц).

В свете вышеуказанных причин, несмотря на применение полимерного геля, прогнозируемые результаты не могут быть достигнуты из-за закупорки близлежащей области ствола скважины. Для удаления остатков геля в призабойной зоне скважины применяются различные традиционные методы, в частности – химические методы [5]. Однако закачка вредных и экологически небезопасных химических реагентов не только влияет на нефтяной пласт, но и является коррозионной угрозой для установленных на скважине узлов. Кроме того, огромные инвестиции в закупку различных химических реагентов, а также длительный период их применения заставляют искать альтернативные методы воздействия. В связи с этим ультразвуковые волны играют важную роль среди методов увеличения нефтеотдачи. Это положительные эффекты применения: снижение вязкости тяжёлой или сверхтяжёлой нефти, удаление неорганических пробок из близлежащего ствола скважины, а также восстановление проницаемости. Для изучения скорости деструкции геля под воздействием ультразвука различной частоты (18 кГц, 20 кГц и 25 кГц). Измерение вязкости проводилось в течение различных периодов времени (например, от 2 мин до 12 мин с промежутком в 2 мин). Результаты показали, что первоначально преобразователь 18 кГц снизил исходную вязкость до 65 мПа·с после первых 2 минут облучения (рис. 1). Образец геля на частоте 20 кГц деградировал быстрее: вязкость восстановилась только на 3,4 мПа·с. Результат образца при частоте 25 кГц показал более высокую сохранившуюся вязкость (23 мПа·с) по сравнению с 20 кГц. Кроме того, стоит отметить, что 10-минутное облучение на разных частотах снизило вязкость гелевого образца до минимального уровня [5].

Повреждение пласта является одной из основных проблем при добыче из вновь пробуренных скважин. Повреждение пласта может произойти по нескольким причинам, включая капиллярную блокаду пластовых жидкостей, выпадение осадков из-за взаимодействия бурового раствора или закачиваемых теплоносителей с пластовыми жидкостями, осаждение углеводородных материалов, таких как асфальтены, закрытие пор и горла пор из-за проникновения бурового раствора, различных частиц или миграции глины во время добычи. Эти повреждения в основном снижают производительность скважин и иногда приводят к прекращению работы добывающих скважин [6]. Для восстановления проницаемости пласта обычно используются различные методы, такие как кислотная промывка, кислотный или гидравлический разрыв пласта, которые влияют на повышение дебита скважин. К основным недостаткам традиционных методов, особенно методов кислотной промывки, относятся проблемы безопасности и охраны окружающей среды, коррозия скважин и снижение эффективности при повторных обработках. Также к недостаткам традиционных методов относят необходимость большого количества наземных сооружений, необходимость использования мощных насосов для закачки, особенно при методах гидроразрыва пласта, значительные эксплуатационные затраты и проблемы с эксплуатацией пропанга [6]. Более того, традиционные методы интенсификации скважин вместо устранения основных причин повреждения открывают новые пути для прорыва потока жидкости в пласте, что ограничивает возможность повторения операций по интенсификации пластов. В последние годы исследователи сосредоточились на альтернативных менее затратных методах обработки, чтобы устранить потенциальные источники снижения добычи и недостатки традиционных методов. Один из перспек-

тивных методов основан на технологии ультразвуковых волн. Экономическое сравнение между традиционными методами и методом ультразвуковых волн показывает, что этот подход может быть подходящим.

В работе [6] определена абсолютная проницаемость 2-х образцов известняка (индианский и оолитовый) под воздействием ультразвуковых волн. В результате их хрупкая текстура увеличилась. Вследствие того, что ультразвуковые волны могут изменить поровую структуру двумя механизмами: через расширение сети микротрещин, и/или за счёт разрушения и удаления твёрдых частиц в порах [6]. Вследствие существования частиц в поровом пространстве в оолитовых образцах, их текстура более хрупкая. Следовательно, микротрещины расширяются более эффективно в этом типе пород (рис. 2). Сделан вывод, что абсолютная проницаемость образцов оолитового известняка увеличилась более значительно по сравнению с индианским известняком.

В частности, метод ультразвукового излучения показал многообещающие результаты в восстановлении повреждений, особенно в отношении отложения асфальтенов и парафинов вблизи скважин. Вязкость является критическим фактором для тяжёлой сырой нефти, который значительно влияет на извлечение нефти. Содержание асфальтенов в сырой нефти оказывает большое влияние на вязкость нефти. Авторы в работе [7] заявили, что осаждение асфальтеновых агрегатов имеет огромное значение после процессов дестабилизации, которые обычно происходят в течение срока службы скважины, таких как закачка углекислого газа, смешанное заводнение и т.д.. Они определили три области изменения вязкости нефти в зависимости от времени ультразвукового воздействия: 1) увеличение вязкости нефти из-за увеличения внутреннего трения при растворении взвешенных частиц; 2) снижение вязкости в результате распада крупных асфальтеновых флокул при повышении температуры; 3) повторное увеличение вязкости из-за объединения разрушенных молекул асфальтена в крупные флокулы. Однако длительное воздействие по времени приводит к объединению асфальтеновых флокул и образованию более тяжёлых компонентов и молекул асфальтена с большим количеством разветвлений [8]. Оптимальное время облучения зависит от физико-химических характеристик сырой нефти.

В исследовании [8] было изучено влияние акустического воздействия на вязкость и температуру сырой нефти с высоким содержанием асфальтенов при различном времени обработки и мощности/частоты. Было обнаружено, что ультразвуковое излучение значительно снижает вязкость нефти до того, как нефть остынет. Затем вязкость была повторно измерена после того, как обработанная нефть остыла до температуры окружающей среды, чтобы оценить обратимость изменения вязкости через различные промежутки времени. Для каждой генерируемой частоты было найдено оптимальное время излучения, при котором у остывшей нефти достигалась минимальная вязкость. Например, максимальное снижение вязкости примерно на 10% было зафиксировано при ультразвуковом излучении с частотой 46 кГц и выходной мощностью 50 Вт в течение 8 минут. Авторы подчёркивают, что ультразвуковая обработка нефти в призабойной зоне до или одновременно с процессом внутрискважинного горения помогает контролировать фронтальную зону горения и, следовательно, повышает проницаемость среды и конечную нефтеотдачу.

Для примера апробация комбинированного воздействия на пласт была выполнена в промысловых условиях Мордово-Кармалынского месторождения природных битумов Республики Татарстан показала высокие результаты применяемой технологии. В данном случае совмещались волновое воздействие и внутрискважинное горение. Режим волнового воздействия в 1000 Гц обеспечил повышение проницаемости пористой среды и двукратное повышение дебита, а на частоте 2000 Гц – в среднем 5–8 кратное увеличение показателей добычи нефти. При этом зафиксировано существенное снижение обводнённости извлекаемой продукции, а также удельных энергетических затрат на процессы извлечения нефти [9, 10].

В настоящее время волновые методы представляются экологически безопасными технологиями будущего, и главным их преимуществом эффективного применения заключается в том, что они могут применяться при разработке месторождений самостоятельно или легко совмещаться с другими методами увеличения нефтеотдачи, тем самым повышая их рентабельность и позволяя достичь синергетического эффекта.

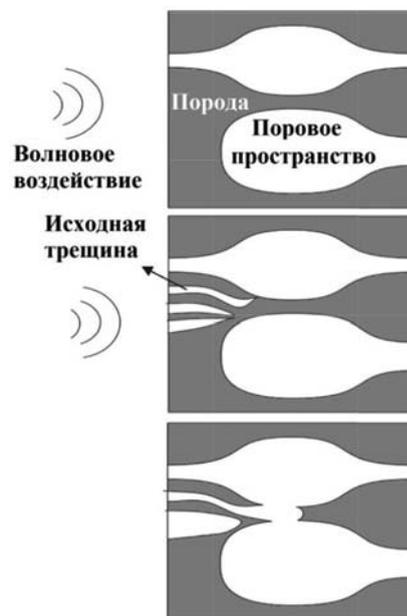


Рис. 2. Схема волнового воздействия на породу: увеличение поровых связей вследствие образования микротрещин.

Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 22-29-01174, <https://rscf.ru/project/22-29-01174/>.

Литература

1. *Гатауллин П.Н., Кадыйров А.И.* Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пласты // SocarProceedings. – 2020. – № 2. – С. 78–90. Doi: 10.5510/OGP20200200434.
2. *Муслимов П.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: «ФЭН», 2014. – 798 с.
3. *Vora M., Sanni S., Flage R.* An environmental risk assessment framework for enhanced oil recovery solutions from offshore oil and gas industry // Environ. Impact Assess. Rev. – 2021. – V. 88. – 106512. Doi: 10.1016/j.eiar.2020.106512.
4. *Brakstad O.G., Altin D., et al.* Interaction between microalgae, marine snow and anionic polyacrylamide APAM at marine conditions. // Sci. Tot. Environ. – 2020. – V. 705. Doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.135950.
5. *Khan N., Pu J., Pu C., Xu H., et al.* Experimental and mechanism study: Partially hydrolyzed polyacrylamide gel degradation and deplugging via ultrasonic waves and chemical agents // Ultrasonics Sono chemistry. – 2019. – Vol. 56. – P. 350–360. Doi: 10.1016/j.ultsonch.2019.04.018.
6. *Ghamartale A., Escrochi M., Riazi M., Faghhi A.* Experimental investigation of ultrasonic treatment effectiveness on pore structure // Ultrasonics Sono chemistry. – 2019. – Vol. 51. – P. 305–314. Doi: 10.1016/j.ultsonch.2018.10.002.
7. *Amani M., Retnanto A., AlJuhani S., et al.* Investigating the role of ultrasonic wave technology as an asphaltene flocculation inhibitor, an experimental study // International Petroleum Technology Conference. – 2015. Doi:10.2523/IPTC-18473-MS.
8. *Razavifar M., Qajar J., Riazi M.* Experimental study on pore-scale mechanisms of ultrasonic-assisted heavy oil recovery with solvent effects // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 214. – 110553. Doi: 10.1016/j.petrol.2022.110553.
9. *Гатауллин П.Н.* Технические средства волнового воздействия на продуктивные пласты / Технологии нефти и газа. – 2021. – № 2 (133). – С. 34–41. Doi: 10.32935/1815-2600-2021-133-2-34-41.
10. *Marfin E.A., Kravtsov Y.I., Abdrashitov A.A., Gataullin R.N., Galimzyanova A.R.* Elastic-Wave Effect on Oil Production by In Situ Combustion: Field Results // Petroleum Science and Technology. – 2015. – Vol. 33 (15–16). P. 1526–1532. Doi: 10.1080/10916466.2015.1037923.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ В ОБЛАСТИ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Е.А. Глущенко, Л.Ю. Кислинская

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
ekaterina-glushenko@mail.ru

На сегодняшний день одним из перспективных направлений, решающих острую задачу перед обществом экологические и климатические задачи, является развитие водородной энергетики. Для достижения целей Парижского соглашения по климату [1] Россия осуществляет государственную политику в области климата, направленную на сокращение и предотвращение антропогенных выбросов парниковых газов за счёт расширения сфер применения энергоносителей с низким углеродным следом и внедрения наилучших доступных технологий. В современных реалиях спрос на низкоуглеродные и возобновляемые источники энергии непрерывно растёт, что безусловно усиливает важность водорода, ключевого энергоносителя, на мировом рынке. Сегодня водород служит сырьём для химической и нефтеперерабатывающей промышленности, в будущем – возможно станет универсальным источником энергии для транспортной, тепло- и электроэнергетической отраслей.

Учитывая, что развитие новых технологий и их внедрение неразрывно связано с основными целями и задачами стандартизации [2], решение такой проблемы, как создание передовой базы документов по стандартизации, способствующей ускоренному развитию инновационных водородных технологий – является первостепенной задачей стандартизации. Более того, в рамках исполнения пунктов 27 и 29 плана мероприятий «Развитие водородной энергетики до 2024 года» [3], а также во исполнение концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [4] и энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года, нужно вести непрерывную работу по развитию технического регулирования и стандартизации водородной энергетики.

Для комфортного энергетического перехода необходимо разработать единые нормы и требования, гармонизировать существующую нормативную базу с лучшими зарубежными и международными практиками в целях обеспечения конкурентоспособности страны, когда начнутся поставки водорода, нормативно-правовая база должна быть уже готова [5]. Так, предлагается модель программы разработки национальных стандартов (рис. 1), где верхнеуровневым документом станет технический регламент Евразийского экономического союза (ТР ЕАЭС), в котором будут закреплены обязательные требования и важнейшая терминология, в развитие терминологического единообразия также необходимо сформировать отдельный стандарт, обеспечивая тем самым единое информационное поле в данной области. Далее будет подготовлен перечень стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований регламента, для формирования которого потребуется разработать целый ряд стандартов по водородной тематике.

Национальная система стандартизации в области водородных технологий насчитывает уже 33 стандарта (ГОСТ и ГОСТ Р), утверждённых с 2011 по 2017 годы – в области транспорта, заправочных систем и хранения и разработанных преимущественно на основе международных стандартов ISO и ИЕС.

При этом уже сейчас необходима актуализация 19 национальных стандартов для соответствия последним международными редакциями. Кроме того, международные организации ISO и ИЕС приняли соответственно 9 и 12 международных стандартов, аналогов которых в российской системе пока ещё нет. Существующие стандарты на сам продукт, процессы и услуги необходимо постоянно актуализировать и гармонизировать.



Рис. 1. Модель программы разработки системы национальных стандартов.

Так, отсутствие специальных нормативных правовых актов и стандартов, регламентирующих обращение с водородом как с энергоносителем, является одним из главных препятствий на пути к развитию водородной энергетики. При этом наиболее важной задачей является разработка стандартов по обеспечению безопасности и качественных характеристик продукта, методам испытаний технологического оборудования и правил его эксплуатации, при соблюдении которых уровень безопасности водородной инфраструктуры будет соответствовать уровню безопасности современных технических систем на углеводородных топливах, а качество применяемого продукта не уступать традиционным источникам топлива.

В перспективе водород покроеет порядка 24% мировых потребностей в энергии к 2050 году, а также сократит глобальные выбросы от ископаемого топлива в промышленности на треть. Водород, чистый или как компонент газомоторного топлива, экономически привлекателен для транспорта, и для использования в некоторых регионах (на Сахалине), и позволит снизить затраты на энергоснабжение на множестве изолированных территорий страны, в Арктике, на Камчатке, Курилах и т.д.

Поэтому перспектива дальнейшего исследования непосредственно связана с разработкой перспективной программы по стандартизации, её реализацией и актуализацией.

Литература

1. Справочно-правовая система «Гарант». Парижское соглашение по климату [Электронный ресурс]. – URL: <https://base.garant.ru/72966852/> (Дата обращения: 02.06.2022).
2. Справочно-правовая система «Консультант плюс»: Федеральный закон от 29.06.2015 N 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_181810/ – (Дата обращения: 02.06.2022).
3. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года» [Электронный ресурс]. – URL: <http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf> (Дата обращения: 02.06.2022).
4. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации [Электронный ресурс]. – URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAKqYKzZ0mnRADAw2NqcVsexl.pdf> (Дата обращения: 02.06.2022).
5. Россия и Европа могут объединить усилия по подготовке нормативов и стандартов для водородной энергетики (eprussia.ru) [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2020/8122257.htm> (Дата обращения: 02.06.2022).

ТАТАРСТАНСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ НЕЙРОКОМПЬЮТЕРНОГО АНАЛИЗА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ РАСШИРЯЕТ ГЕОГРАФИЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ОСВАИВАЕТ НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ

Е.Г. Грунис, Р.А. Алексеев

ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Казань

Одним из главных направлений современной разведочной геологии и геофизики, основанных на регистрации искусственно возбуждаемых упругих волн и извлечении из них полезной геолого-геофизической информации является сейсморазведка. Получаемые в процессе полевых работ сейсмограммы содержат значительную долю нежелательных волн-помех и мешающих колебаний, а полезные волны неудобны для интерпретации, поэтому первичные сейсмограммы обрабатываются с использованием самых современных компьютерных технологий. В результате выполнения процедур обработки сейсмограммы преобразуются во временной или глубинный разрез – материал для геологического толкования. По известным признакам на полученных разрезах выделяются аномальные участки, с которыми связываются скопления полезных ископаемых [4].

Способ поиска нефтегазовых залежей с использованием нейрокомпьютерной системы распознавания образов сейсмических сигналов (основанной на использовании методов искусственного интеллекта) – это одно из современных и наиболее перспективных направлений интерпретации обработанных сейсмограмм. Способ поиска нефтегазовых залежей с использованием нейрокомпьютерной системы распознавания образов сейсмических сигналов «Нейросейсм», основанный на использовании методов искусственного интеллекта – это одно из современных и наиболее перспективных направлений интерпретации обработанных сейсмограмм. Программный комплекс реализован по принципу «обучения на примерах» с использованием искусственной нейронной сети. Примерами для обучения сети являются отраженные сейсмические волны, регистрируемые от пластов в местах подтвержденных залежей нефти [4].

Впервые данная методика упоминается в журнале «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» в ноябре 1994 г. под названием «Нейросейсм». В октябре 1997 г. данная технология была запатентована как «Способ разведки нефтегазовых залежей» [2].

В 2000 г. был получен второй патент: «Способ поиска нефтегазоносных залежей с использованием нейрокомпьютерной системы обработки данных сейсморазведки» [3]. С помощью методики «Нейросейсм» осуществляется прогноз вероятности нефтеносности по данным сейсморазведки на основе работы следующего комплекса программ, написанных на высокоуровневом языке программирования C++:

- 1) **TGRU nerho 2** – обучение нейронной сети на примере трасс в районе скважины;
- 2) **TGRU horizonto ASCII** – вывод из ProMAX ASCII-файл значения слов заголовка и горизонта соответственно;
- 3) **TGRU datum shift** – ручная коррекция статики по ПВ и ПП;
- 4) **TGRU nerho auto** – автоматизированный «Нейросейсм» («Нейросейсм-Foreground»);
- 5) **TGRU fractal – TGRU trend** – окончательная фильтрация разреза;
- 6) **TRGU palitra** – «экстремум-ориентированная фильтрация» (ФЭО);
- 7) **TGRU sintez** – построение модельных разрезов.

Этот пакет программ реализован как плагины к пакету программ ProMAX 2003.12 компании Landmark.

Основное преимущество технологии «Нейросейсм» заключается в том, что в качестве обучающей выборки для получения прогноза по всему исследуемому участку достаточно одной скважины с доказанной нефтеносностью (по результатам отбора керна или испытания пласта). В качестве данных могут быть использованы архивные материалы сейсморазведки, которые дополнительно переобработываются для подготовки к нейрокомпьютерному анализу с применением последних достижений в области обработки материалов сейсморазведки. Данная технология применялась в Татарстане, Самарской, Ульяновской и Оренбургской областях, в Калмыкии и Республике Коми. С учётом отрицательных прогнозов средняя эффективность нейрокомпьютерного прогноза нефтеносности по участкам на территории Татарстана составила 85%.

На протяжении 2014–2018 гг. сотрудниками научно-производственного центра «Нейросейсм» ТГРУ ПАО «Татнефть» разработаны новые программные средства (специальная модификация «Нейросейсм-Foreground») и методические приёмы, позволяющие произвести адаптацию и оптимизацию технологии «Нейросейсм» для прогнозирования нефтеносности франско-фаменского карбонатного комплекса. Программа «Нейросейсм-Foreground» представляет собой модификацию алгоритма нейрокомпьютерной системы прогнозирования нефтеносности «Нейросейсм» и осуществляет автоматизированный поиск наилучшей обучающей выборки сейсмического сигнала на основе самотестирования. Программа предназначена для выявления или уточнения перспектив нефтеносности доманиковых отложений, позволяет значительно снизить риски при заложении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин за счёт выделения участков, аналогичных по добычному потенциалу районам расположения обучающих скважин с промышленно эксплуатируемыми залежами в доманиковых отложениях. Программа реализована на высокоуровневом языке программирования C++ в виде плагина к пакету обработки сейсмических полевых материалов – ProMAX. Общий алгоритм функционирования программы «Foregroud» представлен на рисунке 1 [4].



Рис. 1. Схема функционирования программы «Foreground».

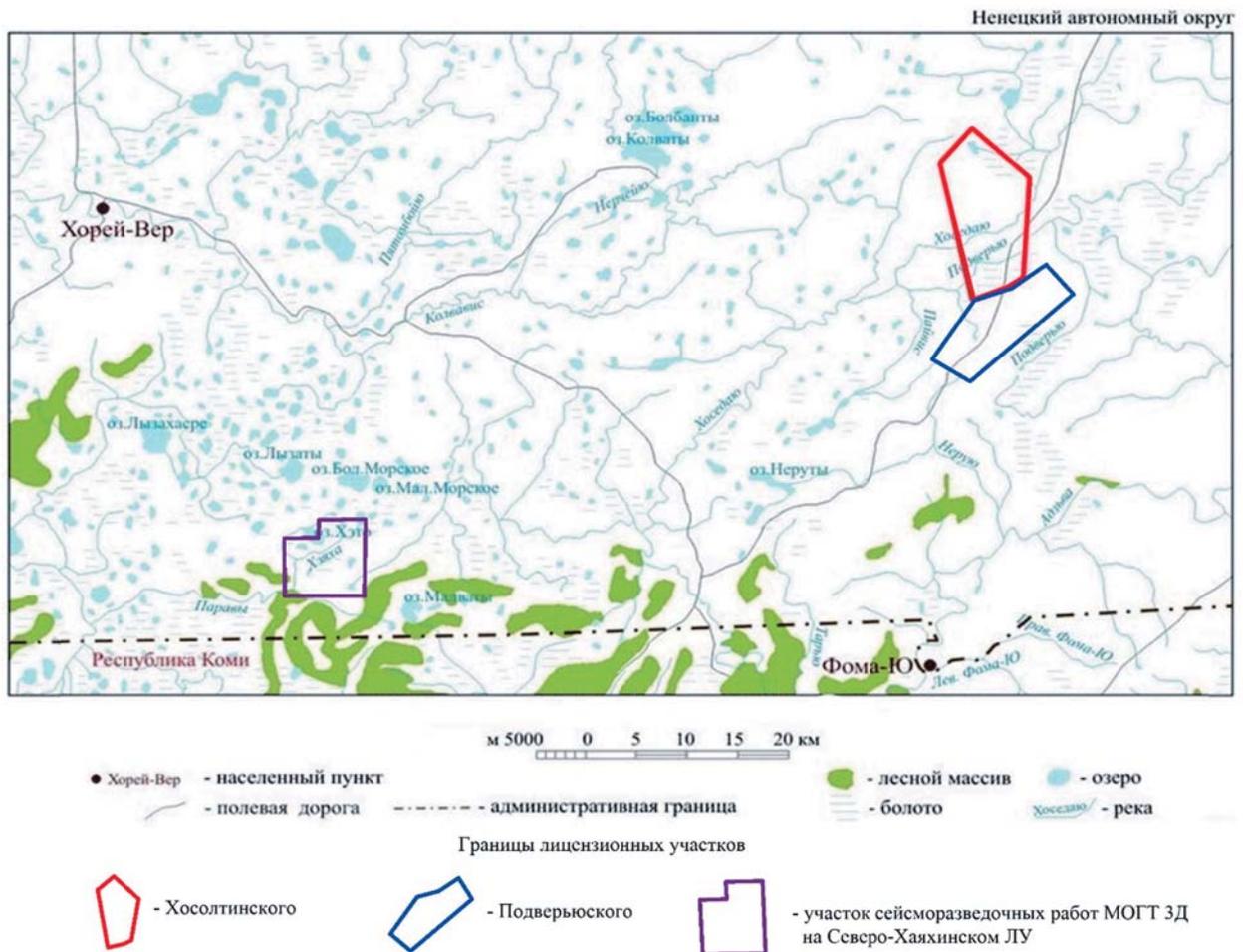


Рис. 2. Обзорная карта района работ.

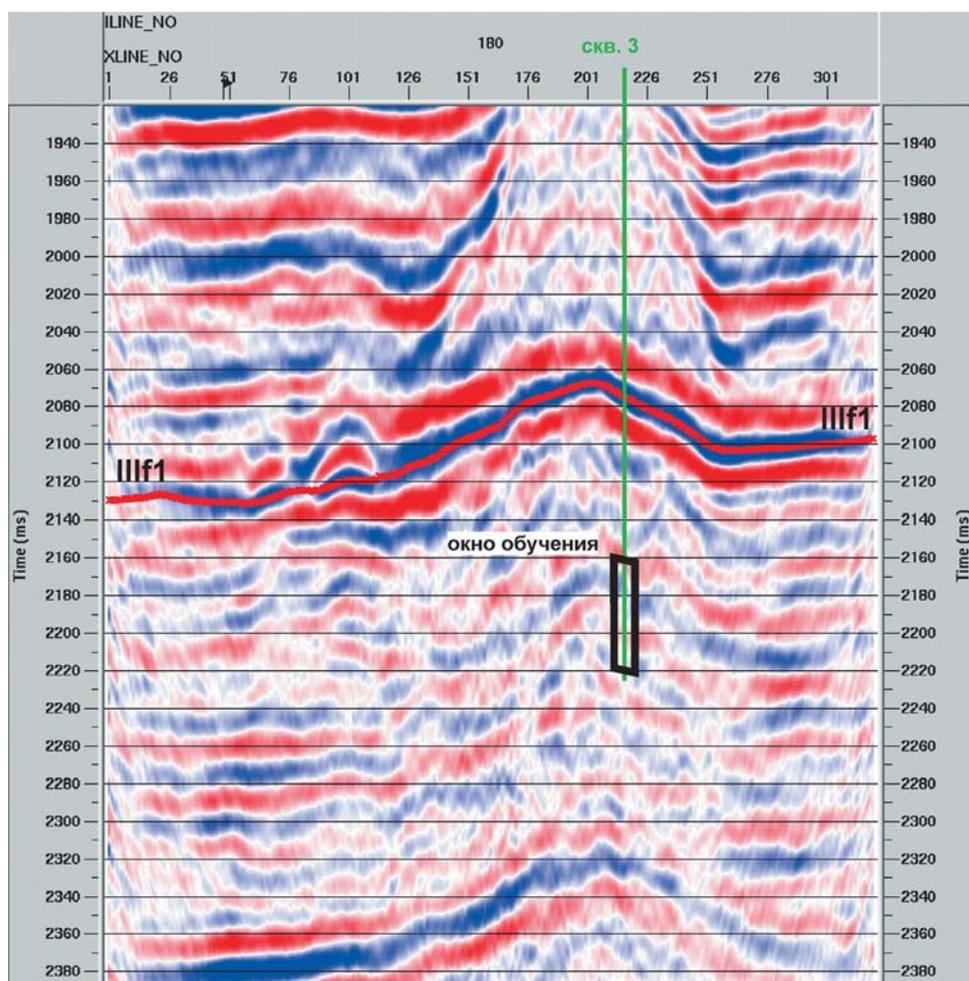


Рис. 3. Окно обучения системы нейрокompьютерного прогноза по силурийским отложениям в районе забоя скважины № 3р.

Апробация этой методики нейрокompьютерного прогноза была произведена на участках работ 3D-сейсморазведки с.п. 9/12-4 Бавлинского и с.п. 3/11-2 Баллаевского участков, на участке работ сейсмпартии 9/13-1 Восточно-Макаровского месторождения, а также 2D-сейсморазведки Матросовского участка. На настоящий момент аналогичных методик исследования нефтеносности доманиковых отложений не существует.

Авторские права на программу ЭВМ «Нейросейсм-Foreground» зарегистрированы в Федеральной службе по интеллектуальной собственности как «Способ определения вероятности нефтеносности доманиковых отложений», свидетельство № 2020616990 от 30 июня 2020 года [1].

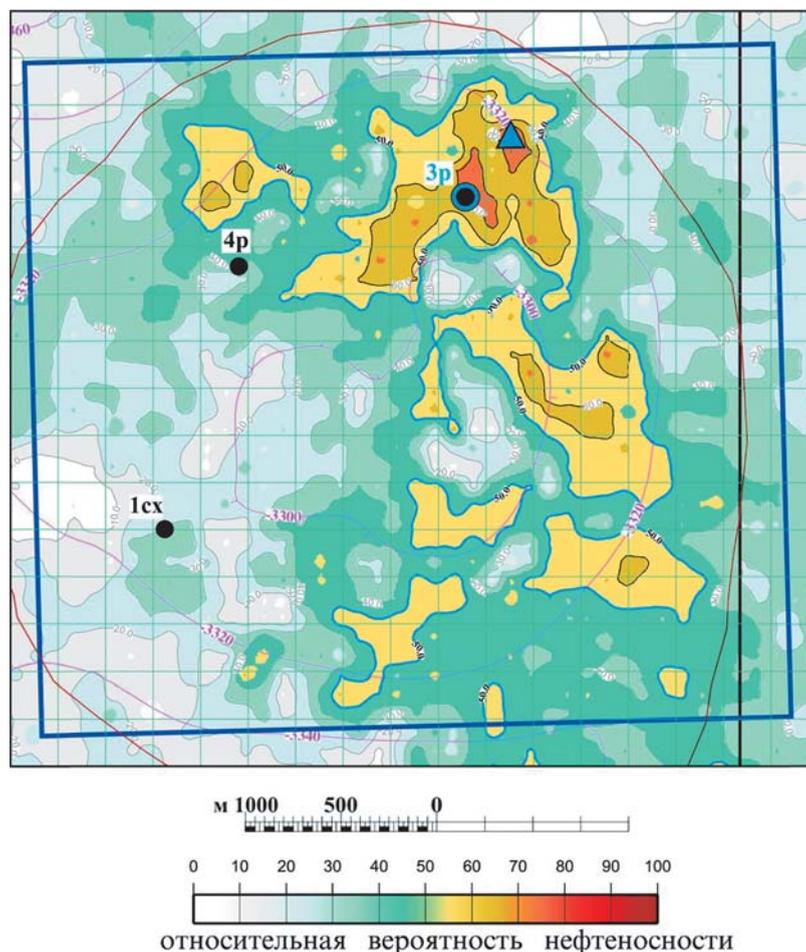
В 2021 году по технологии «Нейросейсм» были обработаны три участка в Ненецком автономном округе: Подверьюский, Хосолтинский и Северо-Хаяхинский лицензионные участки (рис. 2).

В результате выполнения работ по нейрокompьютерному анализу были построены временные разрезы сейсмических кубов и карты распределения относительной вероятности нефтеносности: отложений верхнего и среднего девона, отложений овинпармского горизонта нижнего девона и аллохтонных отложений на Подверьюском и Хосолтинском участках; ассельско-сакмарских и силурийских отложений на Северо-Хаяхинском лицензионном участке.

Особый интерес при выполнении данных работ представляют силурийские отложения на Северо-Хаяхинском лицензионном участке. В качестве обучающей скважины, по силурийским отложениям на участке работ МОГТ 3D Северо-Хаяхинской сейсмпартии 2/07-08, использовалась скважина № 3р, в которой был получен приток нефти 50,4 м³/сут из нижнесилурийских отложений. Обучающее окно для скважины № 3р было выбрано на 110 миллисекунд ниже отражающего горизонта III f₁(D₃-D₁-S₂), в окрестности забоя скважины. Отражающий горизонт III f₁(D₃-D₁-S₂) отождествляется с кровлей верхнесилурийских отложений. По результатам тестов выбрано окно обучения шириной 60 мс. Обучающая выборка содержит 25 сейсмических трасс в окрестности забоя скважины (рис. 3).

Проведён прогноз по всему сейсмическому кубу МОГТ 3D Северо-Хаяхинской сейсмпартии 2/07-08 в объёме 57 км² с окном анализа шириной 100 мс. Получены значения вероятности нефтеносности в силурийских отложениях. По результатам построена прогнозная карта (рис. 4).

В пределах участка работ с.п. 2/07-08 Северо-Хаяхинской площади наблюдается аномалия значением более 70% вероятности нефтеносности силурийских отложений. Это объясняется тем, что залежи нефти резервуаров



Условные обозначения

- - профили 3D с.п. 2/07-08 ТНГ
- - изолинии отражающего горизонта Шф₁, с.п. 2/07-08 ТНГ
- - граница предполагаемого рифа, с.п. 2/07-08 ТНГ
- - изолинии 50% относительной вероятности нефтеносности
- - глубокие скважины
- - глубокая обучающая скважина и её номер
- - граница лицензии Северо-Хаяхинского участка
- ▲ - рекомендуемая скважина по результатам «Нейросейсм»

Рис. 4. Карта вероятности нефтеносности силурийских отложений, построенная по результатам работы с.п. 2/07-08.

пластового строения встречаются в широком стратиграфическом диапазоне, в том числе в нижнем и в верхнем силуре. Экраном в таких резервуарах служат регионально выдержанные верхнедевонские отложения. Резервуары относятся к литологически ограниченными и характеризуются зональным и локальным распространением [5], [6], [7]. На основании результатов полученного прогноза были сделаны рекомендации на проведение поискового бурения в районе выявленной аномалии.

Выводы:

1. Использование методик и технологий, разработанных в НПЦ «Нейросейсм» ТГРУ ПАО «Татнефть», позволяет значительно снизить риски при бурении поисково-разведочных скважин уже на стадии подготовки структур и повысить эффективность геологоразведочных работ.

2. Результативность данных работ на Подверьюском, Хосолтинском и Северо-Хаяхинском лицензионных участках на данном этапе поисковых работ подтверждена уже существующим фондом пробуренных скважин, информация по которым вошла в тестовую (проверочную) выборку при выполнении нейрокомпьютерного анализа.

Литература

1. *Алексеев Р.А., Бачков А.П., Войтович С.Е., Грунис Е.Г., Назимов Н.А., Хисамов Р.С.* Свидетельство № 2020616990. «Способ определения вероятности нефтеносности доманиковых отложений».
2. *Муслимов Р.Х., Куликов С.А., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А.* Патент РФ № 2094828. Способ разведки нефтегазовых залежей.
3. *Муслимов Р.Х., Куликов С.А., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Миннуллин Р.М.* Патент РФ № 2158939. Способ поиска нефтегазаносных залежей с использованием нейрокompьютерной системы обработки данных сейсморазведки.
4. *Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е., Грунис Е.Г., Алексеев Р.А.* Искусственный интеллект – важный инструмент современного геолога. – Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 37–45.
5. *Рассказова Н.Б., Меннер Вл.В.* Горизонты коллекторов в карбонатных толщах ордовика, силура и нижнего девона Тимано-Печорской провинции // Миграция углеводородов и условия формирования коллекторов нефти. – М.: Наука, 1982. – С. 68–77.
6. *Танинская Н.В., Коц В.Г.* Секвенстратиграфический анализ отложений ордовика, силура и нижнего девона Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений, т. 2. – СПб, 1999. – С. 151–155.
7. *Танинская Н.В.* Фациальные модели карбонатных и терригенно-карбонатных отложений силура и девона Оленьей площади Тимано-Печорской провинции // Низкопористые породы-коллекторы и их роль при оценке нефтегазоносности. – Л., 1991. – С. 117–130.

ВЛИЯНИЕ ДЕЙСТВИЯ ОРГАНОКИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

С.А. Долгих, А.Ф. Шагеев, И.И. Мухаматдинов, С.А. Ситнов, А.В. Вахин

*Казанский федеральный университет,
Институт геологии и нефтегазовых технологий*

Проблема освоения высоковязких нефтей и природных битумов (ВВН и ПБ) в карбонатных коллекторах актуальна как для Татарстана, так и для других регионов РФ и стран СНГ.

При разработке карбонатного пласта существует большое количество проблем:

- повышенная вязкость нефти;
- низкая проницаемость матрицы (блоков);
- низкая пористость;
- трещиноватость;
- повышенная неоднородность;
- гидрофобность;
- значительное содержание отложения АСПО в добывающих скважинах;
- повышенное содержание сернистых соединений и как, следствие всего этого – невысокие значения коэффициента извлечения нефти (рис. 1а, 1б, 2, 3).

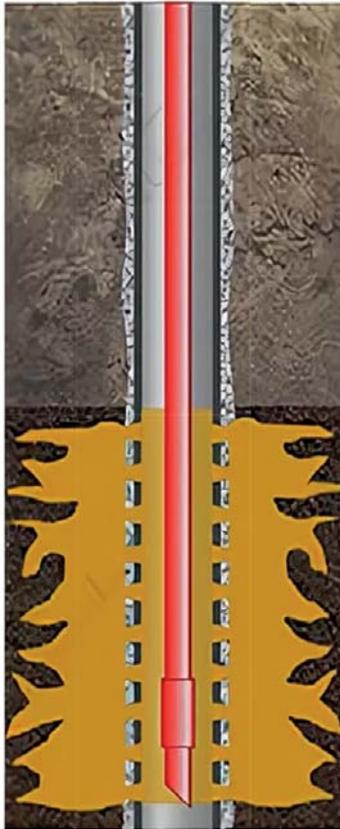
Добыча осложняется наличием низкой проницаемостью и пористостью, неоднородностью системы трещин и каналов, высоким содержанием отложений смолисто-асфальтеновых и парафиновых углеводородов, обуславливающих высокую вязкость добываемой нефти.

Фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) можно улучшить с применением кислотных обработок, а решить проблему асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и низкой подвижности нефти можно закачкой в пласт различных растворителей и перегретого пара.

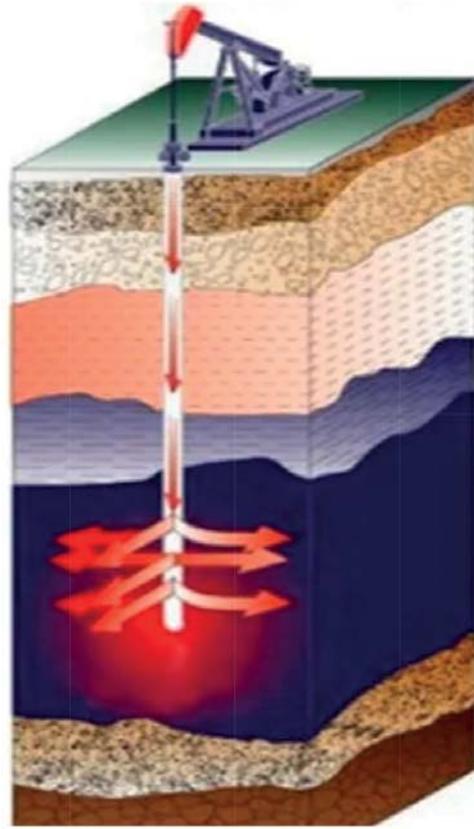
Однако на промысле осуществить последовательно-параллельные операции по закачке кислоты и растворителей является затруднительным.

Механизм действия «оксидата» на нефтяной карбонатный пласт

Карбоновые кислоты, входящие в состав «оксидата», реагируют с карбонатным коллектором, очищенным от нефтяных плёнок, в результате чего, во-первых, улучшаются гидродинамические характеристики пласта, пористость и проницаемость, во-вторых, уменьшается вязкость нефти и увеличивается её подвижность за счёт выделения в результате реакции тепла и CO_2 , который растворяется в нефти, но незначительно растворяется в нейтрализованном «оксидате». Вместе с тем, водный раствор «оксидата» с нейтрализованной кислотной группой представляет собой высоковязкую систему, обладающую поверхностно-активными свойствами. Таким образом, в процессе перемещения по пласту оторочка «оксидата» меняет свои физико-химические свойства, что приводит к многофакторному комплексному воздействию на залежь нефти. Все это и приводит к улучшению не только вытеснения нефти из пористой среды, но и существенному увеличению охвата воздействием [1].



а) кислотное воздействие на пласт



б) паротепловое воздействие на пласт

Рис. 1. Существующие схемы воздействия на пласт.

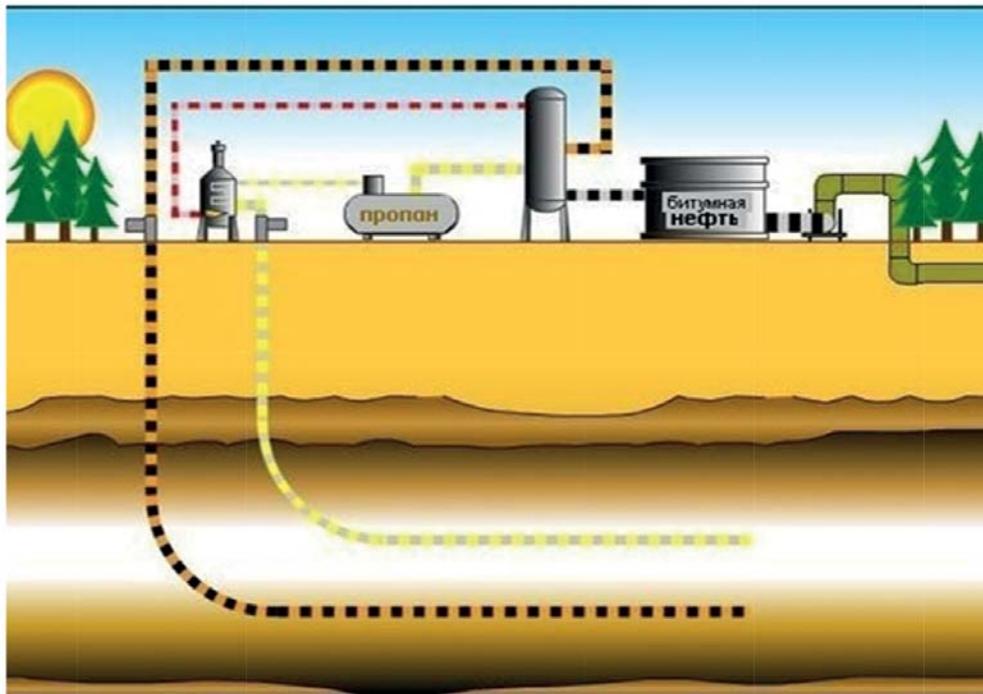


Рис. 2. Закачка газа (пропана).

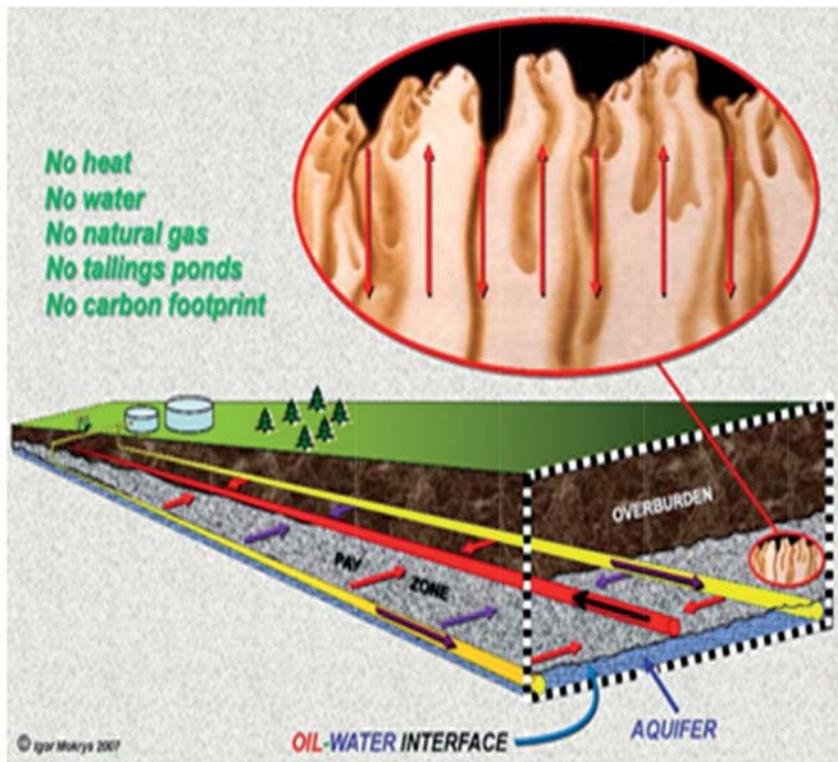


Рис. 3. Воздействие закачиваемого растворителя на призабойную зону пласта.

Влияние на фильтрационные ёмкостные свойства (ФЕС) карбонатного коллектора



Керн при воздействии HCL.



Керн после воздействия «оксидата».

Рис. 4. Воздействие на керн.

Действие органикислотной композиции (рис. 4) позволяет увеличить охват пласта за счёт замедленного растворения карбонатных минералов по сравнению с раствором соляной кислоты.

Важным преимуществом является то, что образование и нейтрализация кислот происходят непосредственно в пласте, без контакта с оборудованием скважины.

Фильтрационные исследования

Полученный лабораторный образец «оксидата» (на основе ШФЛУ) был испытан на линейных моделях карбонатного пласта для определения эффективности его применения. Исследования проводили путём многократной прокачки реагента через водонефтенасыщенную модель.

Проведённые эксперименты подтвердили возможность увеличения нефтеотдачи за счёт вытеснения продуктом жидкофазного окисления лёгких фракций бензина («оксидата»). При этом происходит как собственно растворение и вытеснение высоковязкой нефти (ВВН), так и увеличение её проницаемости за счёт взаимодействия карбоновых кислот «оксидата» с карбонатным коллектором.

Планируемый суммарный прирост коэффициента вытеснения (КИН) превысит 20–30%.

Основные принципы технологии

Действие органикислотной композиции позволяет увеличить охват пласта за счёт замедленного растворения карбонатных минералов по сравнению с раствором соляной кислоты.

Важное преимущество «оксидата» – отсутствие контакта со скважинным оборудованием.

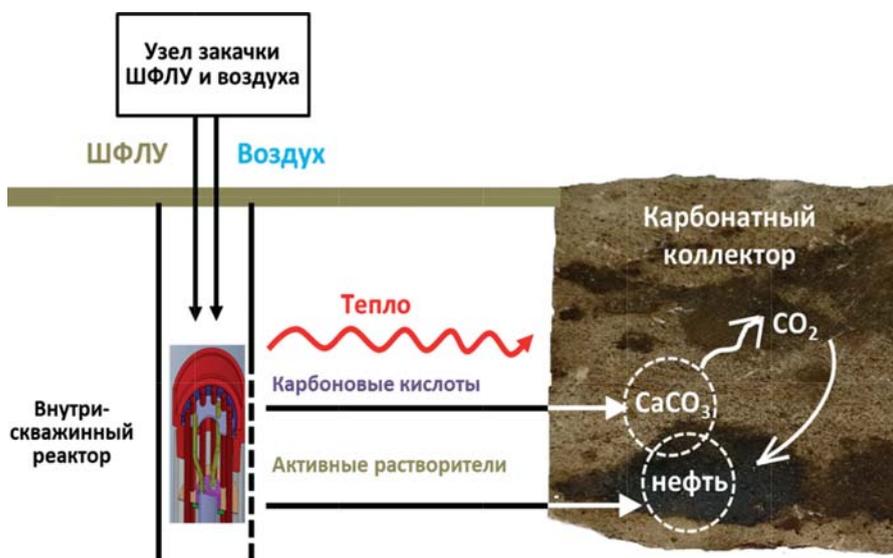


Рис. 5. Схема воздействия продуктов реакции на карбонатный коллектор.

Для борьбы с подобными проблемами хорошо зарекомендовали себя замедленные кислотные обработки композициями содержащими в своём составе ПАВы и гидрофобизаторы, горячие обработки растворителем или лёгкой нефтью. Для комплексного воздействия на ПЗП добывающей скважины проводится предварительная горячая обработка растворителем (нефтью), при которой удаляются АСПО и пленка нефти, затем проводится кислотная обработка кислотным составом на основе соляной кислоты. Применение продукта окисления лёгких углеводов («оксидат») для обработки ПЗП даёт аналогичный комплексный эффект (рис. 5). Проблемой при получении «оксидата» в пластовых условиях является невозможность объективной оценки доли ШФЛУ преобразованной в «оксидат», в связи с неизбежностью гравитационного разделения компонентов имеющих разную плотность.

Создание, адаптация и реализация высокоэффективной технологии физико-химической обработки призабойной зоны (и/или пласта) с целью повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, эксплуатирующих карбонатные низкопроницаемые пласты или пласты с практически «нулевой» проницаемостью, ухудшившие свои эксплуатационные показатели вследствие загрязнения прискважинной зоны приведёт к улучшению фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора.

Литература

1. Шагеев А.Ф., Лукьянов О.В., Романов Г.В. Технология термохимического преобразования ВВН и ПБ пласта с кислородом в движущемся фронте катализатора // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 4. – С. 69–71.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ И ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРИ ВНЕДРЕНИИ КОМПЛЕКСНЫХ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОГРАММ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ

Н.А. Еремин^{1,2}, В.Е. Столяров¹

¹ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»,

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, ermn@mail.ru

В период санкций экономическое развитие страны получило серьёзное подтверждение необходимости национального научно-технологического развития и преобразования нефтегазовой отрасли из экспортно-сырьевой направленности в отрасль ресурсно-инновационного развития с применением интеллектуальных технологий, возможности получения качественной углеводородной продукции с высокой прибавочной стоимостью на базе отечественных разработок. Цифровая экономика в настоящее время воспринимается как основа для создания качественно новых моделей бизнеса, способных задавать новые направления развития государства, экономики и всего общества в целом за счёт привлечения и развития национальных компетенций в области цифровых технологий.

Тесная координация нефтегазодобывающих компаний с институтами Российской Академии наук (далее РАН) в области цифровой модернизации даёт возможность оперативно разработать и реализовать в отрасли эффективные решения по различным вопросам развития и ранее уже была обоснована результатами фундаментальных, поисковых и прикладных исследований по программе «Фундаментальный базис инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности», в выполнении которой за период 1995–2019 гг. приняли участие более 28 (двадцати восьми) национальных и специализированных институтов академического научного комплекса России.

За это время сформировалась практически новая нефтегазовая наука, обеспечившая создание прорывных инновационных технологий по всей технологической цепочке (поиск, разведка, разработка, обустройство, добыча, транспорт, переработка), а также были представлены предложения для расширения имеющейся ресурсной базы, сохранения инфраструктуры для удалённых регионов, имеющих месторождения или находящиеся на заключительной стадии эксплуатации; вопросов применения на объектах добычи и транспорта источников возобновляемой энергетики, декарбонизации, энергоэффективности, ресурсосбережения, импортозамещения и модернизации нефтегазового комплекса в целом [1].

Нефтегазовая скважина в этом процессе является основным наукоёмким и критически важным технологическим объектом, определяющим базовую экономическую эффективность и технологическую безопасность. Основной эффект от создания интеллектуальной скважины может быть получен за счёт интеграции комплекса автоматики с распределённой по стволу скважины системой диагностики (температура, давление). Внедрение комплекса программно-технических средств обеспечит длительную и эффективную (в соответствии с проектом разработки) эксплуатацию системы «пласт-забой-устье скважины-газосборные сети-установки комплексной подготовки-межпромысловый коллектор» как единого технологического и интеллектуального комплекса, что в дальнейшем позволяет обеспечить построение интеллектуального месторождения и реализацию цифрового Предприятия.

Применение интеллектуального мониторинга скважины и трубопроводов позволит на основе анализа информации внедрить систему регулирования и не допустить поступления воды и механических примесей на забой газовой скважины, а также исключить условия разрушения и выноса частиц породы на поверхность и сборные сети в условиях технологических ограничений, а для нефтяных скважин обеспечить работу парогенераторов и насосов в реальном режиме эксплуатации. Динамика проектных и ввода фактических мощностей, а также объёмы показателей добычи по срокам эксплуатации приведена на рис. 1.

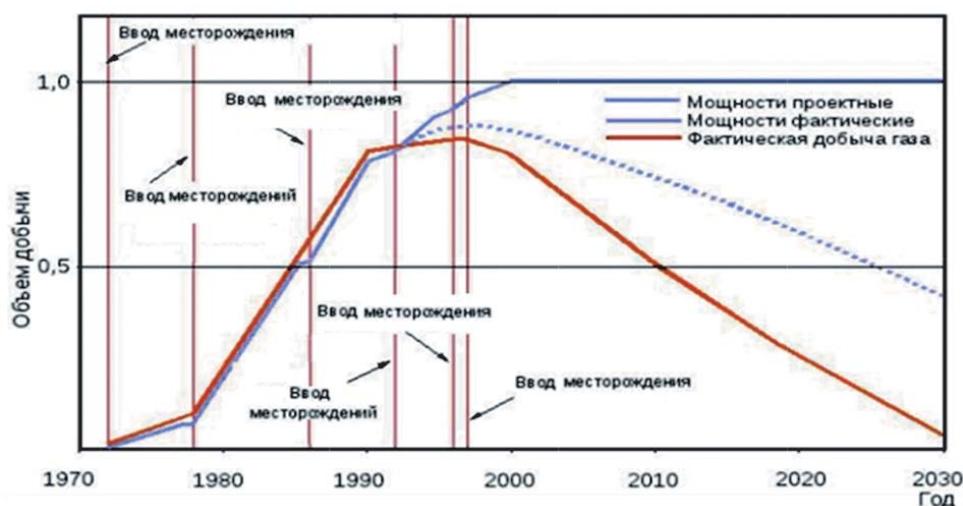


Рис. 1. Динамика ввода и различия в показателях мощностей добычи.

Точное знание и диагностика состояния призабойной зоны позволяет без дополнительных затрат увеличить производительность по целому ряду скважин в условиях геолого-технологических ограничений не менее чем на 30...40%. При этом надо учитывать, что большинство разведанных и находящихся в эксплуатации месторождений России находится на стадии падающая добыча и с целью сохранения объёмов добычи необходимо постоянно обеспечивать ввод новых или проведение капитального ремонта на действующем фонде скважин.

Институтами РАН в рамках реализации Указа Президента Российской Федерации № 642 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» в 2019 г. была подготовлена комплексная научно-технологическая программа развития (далее КНТП) на основе применения перспективных технологий развития. Мероприятия, предусмотренные программой, обеспечивают повышение эффективности нефтегазодобычи и переработки углеводородного сырья, формирование новых источников и способов транспортировки и хранения энергии, широкое внедрение и использование экологически чистых технологий и в первую очередь предполагают внедрение проектов на уникальных и крупных месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии добычи. Программа включает все этапы инновационного цикла: от получения и представления заказчику экспертных знаний до внедрения в производство перспективных технологий развития, что является инструментом успешной трансформации нефтегазового комплекса.

Целью КНТП является обеспечение цифрового и технологического лидерства нефтегазовых компаний за счёт цифровой модернизации, что позволит обеспечить:

- ÷ Нефтегазовую и энергетическую безопасность страны;
- ÷ Улучшение экологии и безопасности за счёт применения цифровых технологий;
- ÷ Конкурентоспособность технологий добычи, транспорта и переработки;
- ÷ Новые рабочие места с цифровыми компетенциями;
- ÷ Безаварийную эксплуатацию месторождений и транспортной системы продукции.

Предлагаемый к реализации подход рассматривает несколько обязательных объектов трансформации к которым относятся:

- ÷ Данные (информация) – позволяет проанализировать процессы и тенденции, осмыслить бизнес в целом и формируют стоимость активов и объёмы работ для объектов;
- ÷ Люди (персонал) – являются экспертами и носителями знаний, обеспечивают создание и поддержание инновационной среды и культуры предприятия/проекта;
- ÷ Технологии (процессы) – формируют новые бизнес-процессы на основе алгоритмов машинного обучения, искусственного интеллекта для принятия управленческих решений;
- ÷ Организационно-штатные структуры – обеспечивают решения, мониторинг состояния и финансирование при модернизации. Являются фактически командой внедрения и предполагается, что имеют мотивационную стимуляцию и инженерное мышление при проведении преобразований и заинтересованы в положительном результате модернизации [2].

Рассмотрение и внедрение мероприятий предусматривает достаточно длительный срок стратегического сотрудничества с нефтегазовыми компаниями в период 2019–2035 гг., а также апробирование предлагаемых технологий в короткой перспективе 2019–2025 гг. с тиражированием зарекомендовавших решений при внедрении и эксплуатации на объектах.

Поздняя стадия эксплуатации обеспечивает наличие действующей инфраструктуры, компетенций, заинтересованности Заказчика в развитии регионов. Предлагаемые технологии должны обеспечить добычу при наличии технологических и геологических осложнений в длительной перспективе с учётом уже разведанных запасов и возможности расширения ресурсной базы. Разработанные мероприятия скоординированы по срокам и целям в рамках отдельных инновационных проектов, а также взаимосвязаны научными, научно-техническими, цифровыми решениями для достижения общей задачи – обеспечения цифровой и технологической модернизации месторождений и центров нефтегазодобычи с обеспечением сохранения или роста показателей эффективности и объёмов добычи, что обеспечит перевод экспортно-сырьевой направленности отрасли в создание современного ресурсно-инновационного технологического комплекса. Ключевыми направлениями цифровой трансформации при внедрении комплексной программы инвестиционного развития являются технологии позволяющие обеспечить:

- ÷ снижение влияния человеческого фактора, оценку состояния оборудования и влияние отклонений на обеспечение технологической и экологической безопасности;
- ÷ прогнозирование развития режимов эксплуатации, анализ причин и рисков возможных аварий и внештатных ситуаций;
- ÷ применение и использование единой информационно-коммуникационной базы процессов и активов;
- ÷ ранжирование планов и объёмов работ с учётом рисков, ресурсов и компетенций;
- ÷ локализацию отказов и минимизацию последствий при нештатных ситуациях;
- ÷ реализацию проектных показателей в соответствии с критериями управления;
- ÷ динамику и визуализацию процессов, снижающих производительность или качество производимой продукции;
- ÷ целостность управления в соответствии с уровнем компетенций и распределением функций нефтегазовых компаний;
- ÷ ведение моделей оценки технического состояния в реальном масштабе времени.

Реализация проекта предусматривает на самой начальной стадии создание концепции (Стратегии) оптимального планирования разработки и позволит для крупных компаний:

- ÷ оптимизировать архитектуру, режимы работы и сопровождения сложных систем;
- ÷ сократить затраты на проектирование и изготовление за счёт цифровых решений;
- ÷ перейти к программе освоения арктических месторождений, обеспечив при этом независимость страны за счёт снижения экспорта материалов и сервисов;
- ÷ снизить риск потенциальных угроз: санкций, алгоритмов, программных «закладок», сократить объёмы утечек информации и планов развития за рубеж и др.

Пример построения оптоволоконного инструментария геосферной обсерватории приведен на рис. 2.

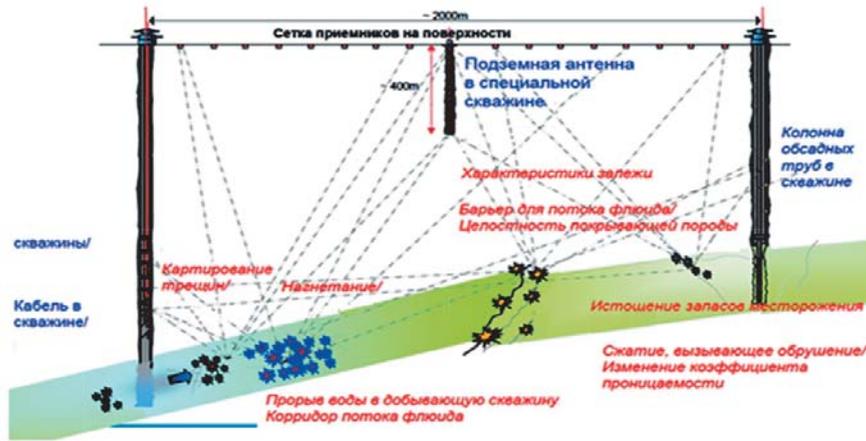


Рис. 2. Построение геосферной обсерватории.

Реализация КНТП подразумевает совместную работу с Заказчиком, использование и развитие компетенций каждого из участников, а также передачу успешных результатов для проектных, межведомственных и межотраслевых предприятий, научных центров для применения.

Именно поэтому инициатором разработки программы КНТП является Совет по приоритетному направлению научно-технологического развития Российской Федерации. Предложения согласованы в рамках программы «Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии» и проекта КНТП для ПАО «Газпром» по направлению «Цифровая и технологическая модернизация крупнейшего в мире Западно-Сибирского центра нефтегазодобычи».

Архитектура цифровой платформы центра интегрированных операций на основе больших данных и промышленного интернета вещей для принятия конструкторских, проектных и инженерных решений на основе тенденций развития, штатных структур и информации для технологических процессов и моделирования в различных средах для добычи и транспортных систем, логистических потоков и имеющегося нормативно-правового регулирования в отрасли приведена на рис. 3.



Рис. 3. Центр интегрированных операций.

В интересах нефтегазовых компаний с привлечением перспективных отечественных разработчиков и производителей, предполагается создание промышленных технологических полигонов для апробирования и доведе-

ния до промышленного применения цифровых и интеллектуальных технологий, что предусматривает разработку и внедрение:

- ÷ чувствительных элементов, технологий и методов управления цифровым газовым производством с применением оптоволоконных распределённых систем;
- ÷ пилотного проекта предиктивного управления нефтегазодобычей на основе цифрового актива добычи (скважин и группы скважин, промыслов); построение эффективной «умной» скважины и месторождения, включая управление и мониторинг промысла;
- ÷ инструментов интегрированного планирования и оптимизации «цифрового двойника» объекта нефтегазодобычи с построением единого информационного пространства;
- ÷ методологии промышленного «интернета вещей» для создания системы «мобильный» рабочий и внедрения безлюдных технологий для эксплуатации;
- ÷ реализации шаблона комплексного решения для дальнейшего тиражирования/масштабирования цифрового двойника и «геосферной обсерватории»;
- ÷ масштабируемого инструментария цифрового нефтегазового производства; внедрения единой цифровой платформы в виде программно-аппаратного комплекса и постоянно действующих математических и численных моделей, с использованием превентивного управления и распределённого ресурса; создания центра интегрированных операций по добыче с возможностью непрерывного удалённого контроля и управления, оптимизации затрат на эксплуатацию.

Внедрение основных мероприятий в рамках проекта будет стимулировать раскручивание восходящей спирали производственного, инвестиционного и потребительского спроса, как на федеральном, так и на региональном уровне; приведёт к росту отечественной промышленности, научной базы и конкурентоспособности компаний ТЭК на мировом газовом рынке, совершенствованию наёмного персонала в освоении цифровых специальностей. Именно внутренний спрос является главным и наиболее надёжным двигателем экономического и социального прогресса в условиях имеющейся санкционной политики и происходящего передела рынков поставок продукции и сырья [3].

Разработка перспективного планирования систем разработки месторождений предполагает использование различных элементов: машинного обучения и искусственного интеллекта, облачных технологий хранения и обработки данных, предиктивной аналитики; интерактивной базы данных и прогноза осложнений при работе оборудования и технологий; внедрения элементов облачных технологий и высокоскоростных каналов связи.

Однако, в настоящее время отсутствуют единые требования в ТЭК на разработку, проектирование, внедрение и эксплуатацию нефтегазового месторождения на основе современных цифровых и инновационных технологий. Имеющиеся требования по отдельным элементам не систематизированы и не могут быть применены для интеграции производственной линейки оборудования унифицированного интеллектуального месторождения, имеются значительные ограничения и риски при применении технологий искусственного интеллекта на опасных производственных объектах, требуется государственная поддержка при разработке ряда положений по регулированию для технологий искусственного интеллекта и разработке программы поддержки инфраструктуры для месторождений на заключительной стадии эксплуатации [4].

В связи с этим необходимо учесть уже имеющийся опыт специалистов РАН и продолжить работы по направлению создания цифровой скважины и интеллектуального промысла, цифрового Предприятия включая проведение фундаментальных и прикладных научных исследований, а также при создании межотраслевых полигонов для широкого применения и развития технологий в соответствии с наилучшими мировыми практиками.

Выполнение КНТП полного инновационного цикла «Цифровая и технологическая модернизация крупнейшего в мире Западно-Сибирского центра нефтегазодобычи» позволит заложить основы цифрового и технологического лидерства нефтегазовой отрасли России, создать фонд высокодебитных эксплуатационных нефтегазовых скважин для обеспечения стабильности положения России на мировых рынках углеводородов, обеспечить ежегодный прирост запасов углеводородов не менее 10% и синхронизировать развитие ресурсной базы углеводородов с развитием нефтеперерабатывающего и химического комплекса Сибири.

Литература

1. СТО Газпром 2–2.1–1043–2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объёмам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. ООО «Газпромэкспо». – Москва, 2016. – 203 л.
2. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. Регулирование и стандартизация для применения цифровых технологий в нефтегазовом комплексе // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2022. – № 2 (583). – С. 6–16.
3. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. Актуальные вопросы и индикаторы цифровой трансформации на заключительной стадии нефтегазодобычи промыслов // SOCAR Proceedings. – Special Issue 2. – 2021. – P. 001–013.
4. Ложников П.С., Клиновенко С.А., Иниватов Д.П. и др. Анализ рисков при использовании технологий искусственного интеллекта в нефтегазодобывающем комплексе// «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности». – № 7 (576). 2021. – С. 17–27.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ КИЗЕЛОВСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.В. Зацарина, И.С. Кучинская

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Многолетний опыт проектирования систем разработки маломощных низко продуктивных объектов месторождений со сравнительно небольшими запасами нефти показывает, что их эксплуатация с применением только традиционных вертикальных скважин (ВС) недостаточно эффективна, в большинстве случаев – нерентабельна. В то же время практически не рекомендуются варианты разработки месторождений исключительно скважинами с горизонтальным окончанием (СГО), так как не во всех геологических условиях их бурение рационально.

Коробковский участок Бавлинского месторождения (6 блок 998 залежи) находится в западной части Бавлинского вала, который характеризуется следующими особенностями геологического строения:

- массивно-слоистое строение залежи нефти в отложениях кизеловского горизонта турнейского яруса;
- наличие покрывки залежи в отложениях турнейского яруса, сложенной глинами елховского горизонта;
- выделение в нефтенасыщенном разрезе двух пачек пород с высокими низким электрическими сопротивлениями, переслаивание плотных и проницаемых прослоев толщиной $0,6\div 3$ м;
- песчаность в пределах этажа нефтеносности изменяется от 0,51 до 1, расчлененность – от 1 до 5, водо-нефтяной контакт (ВНК) по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) и опробования отбивается в среднем на а.о. – (994–1005) м;
- средняя толщина пород кизеловского горизонта составляет 21,8 м, эффективная нефтенасыщенная – 5,6–15 м, средняя равна 10,9 м;
- средняя проницаемость коллектора по скважинам равна $12,3\times 10^{-3}$ мкм², средний удельный коэффициент продуктивности – $1,386$ м³/(сут×МПа×м), причём значения проницаемости, рассчитанные по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС), существенно превышают данные по керну, что подтверждает наличие трещиноватости во вмещающих коллекторах;
- гидродинамическая связь залежи в отложениях кизеловского горизонта с нижними пластовыми водами осуществляется не только через законтурную область, но и через поверхность ВНК при его наличии (подошвенная вода);
- в большинстве скважин продуктивная часть разреза отделена от водонасыщенной уплотненными карбонатными породами, что затрудняет связь с подошвенно водоносной областью, происходит некоторое запечатывание в результате сульфатации и битумизации, а также изначального природного ухудшения коллекторских свойств пород, слагающих законтурную область [1-3].

С целью выбора оптимальной системы разработки Коробковского участка его эксплуатация началась в середине 80-х годов XX века с выделения опытных участков и разбуривания их по сетке скважин разных геометрии и плотности:

- участок скв. № 859 (1985 г.) выбран для определения эффективности разработки кизеловских отложений на естественном режиме при уплотнённой сетке скважин 200×200 м и создании на забоях скважин искусственных каверн-накопителей нефти (ИКНН);
- участок скв. № 897 (1985 г.) разбурен по треугольной сетке 400×400 м с расположением нагнетательной скважины в центре элемента и созданием на забоях добывающих скважин ИКНН для оценки эффективности поддержания пластового давления путём заводнения в зависимости от расстояния добывающих скважин до очага заводнения;
- участок скв. № 2715 (1988 г.) разбурен по равномерной квадратной сетке 200×200 м 14 добывающими скважинами с целью определения влияния плотности сетки на коэффициент извлечения нефти (КИН) при эксплуатации карбонатных коллекторов с созданием на забоях скважин ИКНН;
- участок скв. № 1222 (1988 г.) разбурен по неравномерной сетке с расстоянием между нагнетательной и добывающей скважинами от 350 до 900 м (в среднем 600 м) для изучения эффективности разработки карбонатных коллекторов с использованием заводнения.

Результаты эксплуатации опытных участков показали эффективность разработки карбонатных коллекторов Бавлинского месторождения с применением заводнения, что позволило стабилизировать пластовое давление, снизить темпы обводнения и поддерживать дебиты скважин на рентабельном уровне по сравнению с дебитами скважин других участков месторождения. Опытная разработка по плотной сетке скважин на естественном режиме вызвала более быстрое снижение давления в зоне отбора и даже при обеспечении приемлемой степени выработки запасов такой режим мог привести к такому уменьшению дебитов, что эксплуатация вертикальных скважин станет убыточной.

С 2001 г. на Коробковском участке началось интенсивное разбуривание кизеловского объекта по новой комплексной технологии разработки, заключающейся в бурении на кусте сначала водозаборных скважин, затем нагнетательных и наклонно направленных добывающих скважин. Для создания равномерного фронта вытеснения нефти водой проводку горизонтальных стволов в элементе выполняют равно удаленно от нагнетательной скважины, т.е. начало и конец горизонтальных стволов располагают на одинаковом расстоянии от нагнетательной скважины (рис. 1) [4-8].

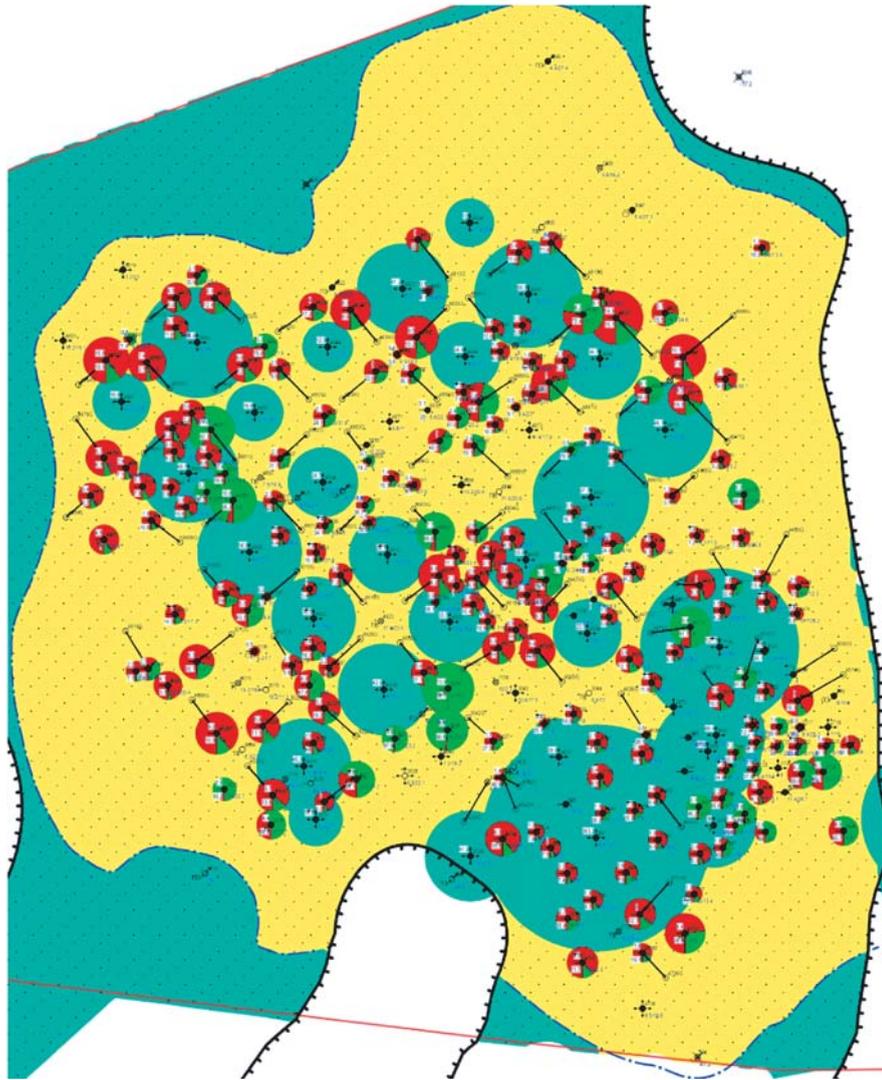


Рис. 1. Выкопировка из карты текущего состояния разработки Коробковского участка турнейского яруса.

В настоящее время разбуривание и эксплуатация Коробковского участка осуществляется по принятой технологии.

За двадцатилетний период с 2001 по 2020 гг. на участке добыто 3925,3 тыс. т нефти, из них 56% приходится на 72 горизонтальные скважины, 44% – на 133 вертикальные скважины. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) увеличивался на 1,3–5,2% ежегодно. Во время эксплуатации участка только вертикальными скважинами (до 2001 г.) отбор от НИЗ изменялся на 0,1–0,9%.

В 2020 г. добыча нефти по участку составила 142,6 тыс. т, жидкости – 173,8 тыс. т. В сравнении с началом проводимых работ по внедрению ГТ (2001 г.) годовая добыча нефти выросла в 6 раз, в 2019–2020 гг. наблюдалось снижение добычи нефти по соглашению ОПЭЖ. Максимальный годовой темп отбора от НИЗ составлял 4,7% в 2015–2016 гг. Среднегодовая обводнённость продукции составляет 17,9%. Средний дебит по нефти вертикальных скважин на участке составляет 2,2 т/сут, горизонтальных скважин – 5,0 т/сут. В действующем фонде находятся 205 добывающих и 41 нагнетательная скважины.

С целью оценки технико-экономической эффективности освоённой в 2001 г. комплексной технологии, представляющей 9-ти точечный элемент с 4 СГО и 4 ВС с нагнетательной скважиной в центре, на Коробковском участке авторами также рассмотрен альтернативный вариант 2 с обычной 9-ти точечной системой с 8 добывающими ВС и 1 нагнетательной (рис. 2).

В варианте 2 ВС вводились аналогично варианту 1, при этом одна СГО заменялась двумя ВС (рис. 3а). Технологические показатели по варианту 2 рассчитывались до 2022 года. Результаты технологических показателей разработки по вариантам приведены на рисунке 3б, в виде динамики годовой нефти и жидкости.

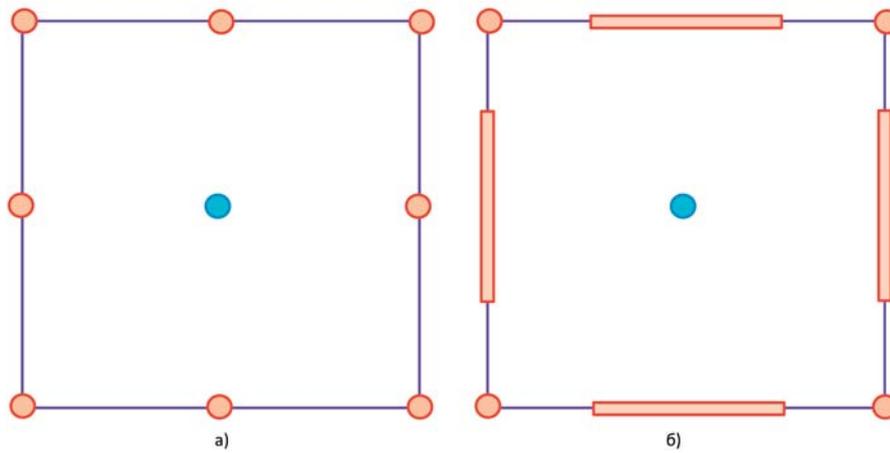
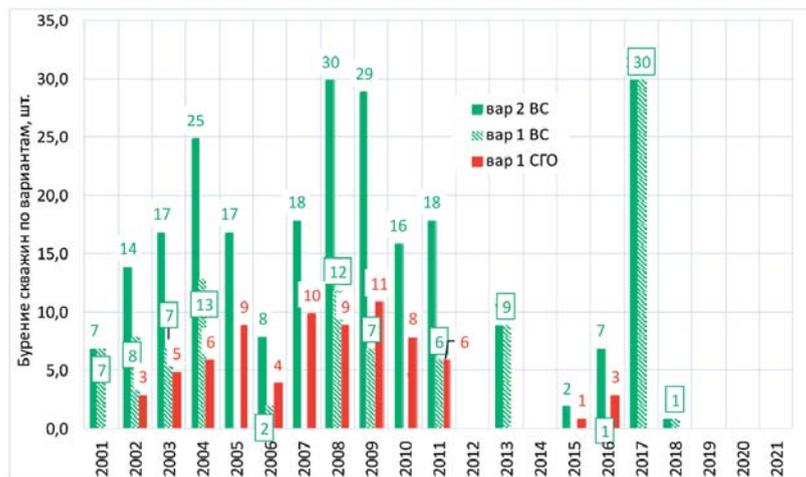
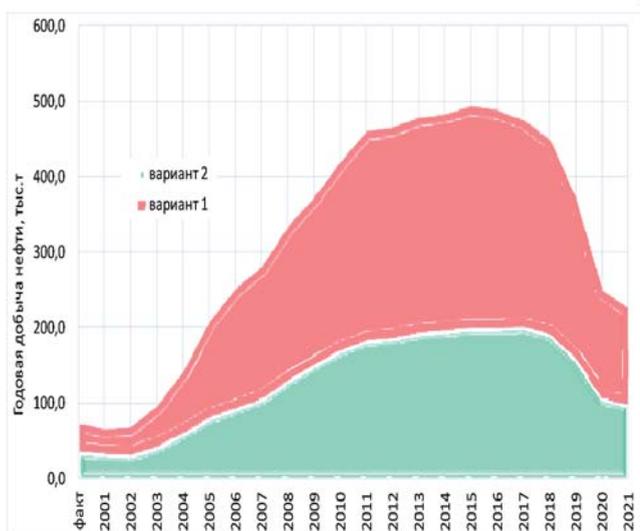


Рис. 2. Схемы размещения скважин: а) 9-ти точечная с ВС, в) комбинированная 9-ти точечная с СГО и ВС.

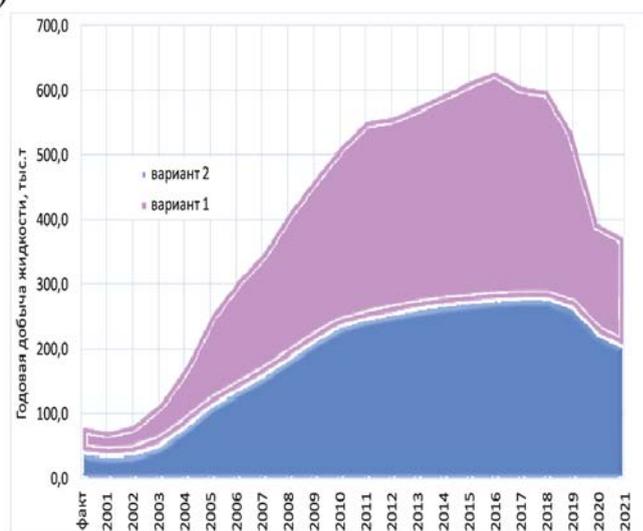
Из рис. 3б можно заметить, что внедрение предложенной комплексной технологии (вариант 1) разработки Коробковского участка позволило отобрать 4110,2 тыс. т нефти, тогда как, по традиционной технологии с 9-ти точечной системой накопленная добыча нефти составит всего 2858, 3 тыс. т, что меньше на 31%. Из динамики годовой жидкости по вариантам видно, что накопленная жидкость по варианту 1 составит 4764 тыс. т, тогда как по варианту 2—4149 тыс. т, что меньше на 13% (рис. 3в).



а)



б)



в)

Рис. 3. Динамика: а) бурения скважин, а) годовой добычи нефти и б) жидкости.

С целью определения рентабельности традиционной и комплексной технологии проведена экономическая оценка сравниваемых технологических вариантов в актуальных на начало 2022 года макропараметрах (цена нефти на внешнем рынке 70,03 дол/бар, курс доллара США 73,83 руб./долл.).

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат по НГДУ «Бавлынефть». Экономическая оценка проведена с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством.

Разработка рассматриваемого эксплуатационного объекта по каждому варианту при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя.

Оценка результатов показала, что вариант 1 разработки является экономически более эффективным. Применение комплексной технологии способствовало увеличению добычи на 44% при снижении затрат на бурение на 13% и снижении текущих затрат на 18%, по сравнению с вариантом 2. При этом чистый доход увеличился втрое (с 5437 млн руб. до 18502 млн руб.). Динамика накопленного чистого дохода представлена на рисунке 4а. Из рисунка можно заметить, что накопленный чистый доход по обоим вариантам в начале имеет отрицательное значение, причем по варианту 1 положительное значение достигается уже к 7 году разработки, по варианту 2 – к 14 году.

Чистый дисконтированный доход при ставке дисконтирования 10% по второму варианту разработки выше в сравнении с первым в 27 раз (рис. 4б).

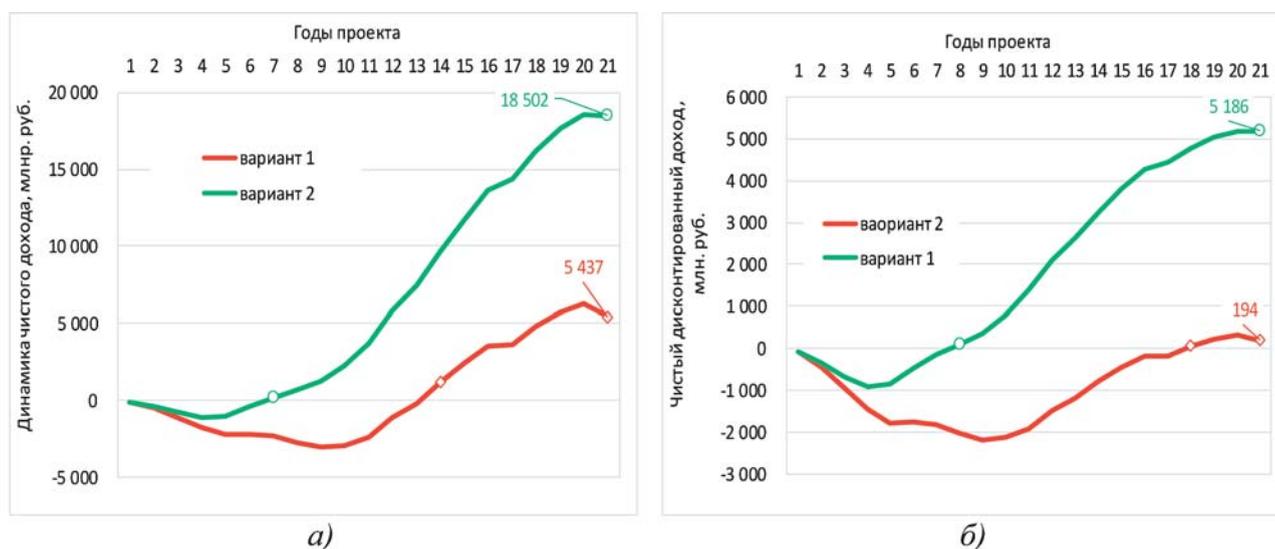


Рис. 4. Динамика накопленного чистого: а) дохода и б) дисконтированного дохода.

Из рисунка можно заметить, что накопленный чистый дисконтированный доход по обоим вариантам в начале также имеет отрицательное значение, причем по варианту 1 положительное значение достигается уже к 8 году разработки, по варианту 2 – к 18 году.

Таким образом, по результатам анализа показателей эксплуатации скважин Коробковского участка можно сделать следующие выводы:

- фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора в районе добывающих скважин резко изменяются при предельно допустимом пластовом давлении, превышающем на 30% давление насыщения;
- добыча нефти возрастает в результате бурения новых вертикальных и горизонтальных скважин;
- при снижении пластового давления ниже критического в коллекторе от призабойной зоны вглубь залежи начинается смыкание трещин, что может уменьшить дебит скважины.
- для наиболее эффективного извлечения запасов нефти на Коробковском участке необходимо улучшить работу нагнетательных скважин в каждом отдельном элементе путём перенаправления закачиваемой воды в каждой нагнетательной скважине в нижнюю часть продуктивного разреза в интервале 1÷2 м от подошвы нижнего нефтенасыщенного прослоя.
- отбор из вертикальной скважины необходимо проводить из интервалов перфорации, составляющих 50÷70% толщины продуктивного разреза от его кровли, а в СГО – не ниже 50÷70%.
- применение комплексной технологии с СГО и ВС на Коробковском участке Бавлинского месторождении обосновано, о чём свидетельствует технико-экономическая оценка вариантов проектирования его разработки, которая показала увеличение добычи нефти на 44% при снижении затрат на бурение на 13% и снижении текущих затрат на 18%, по сравнению с традиционной технологией.

Литература

1. Губайдуллин А.А., Козина Е.А., Юдинцев Е.А., Ахметов В.Н. Физико-литологическая характеристика верхнетурнейской залежи Бавлинского месторождения // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: сборник научных трудов, г. Бугульма, 2000-31-38 с.
2. Муслимов Р.Х., Абдулмизитов Р.Г., Хисамов Р. Б. и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан // Геология и разработка нефтяных месторождений. Т. 1, 2. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2007.
3. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2010. – 283 с.
4. Пат. 2196885 Российская Федерация, МПК7 Е 21 В 43/22, Пат. 2203405 Российская Федерация, МПК7 Е 21 В 43/20.
5. Зацарина Л.В., Хакимзянов И.Н., Кемаева Ю.П., Мухаметвалеев И.М., Миронова Л.М. Особенности системы разработки турнейского яруса Коробковского участка Бавлинского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2017. № 1. – С. 40–43.
6. РД 39-0147585-214-00. Методическое руководство по проектированию, строительству, геофизическим и промысловым исследованиям, эксплуатации горизонтальных скважин и разработке нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии/И.Г. Юсупов [и др.]. – Бугульма: ТатНИПИнефть, АО «Татнефтегеофизика», 2000. – 147 с.
7. Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. Наука и практика применения разветвлённых и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – 320 с.
8. Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров [и др.]. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – 239 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕГО ЭТАЖА – ДОЮРСКИХ И НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Л.И. Зинатуллина

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва, zinatullina@ipng.ru

Глубокие горизонты севера Западной Сибири на сегодняшний день являются наименее изученными в регионе.

Область интересов – ниже-среднеюрские и доюрские (триасовые, палеозойские) отложения Ямальской и запада Гыданской НГО (рис. 1).



Рис. 1. Обзорная карта исследуемого региона.

Для оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов применяется такой же набор геологических параметров, как и для верхнего этажа. Оцениваются свойства пород-коллекторов, пород-флюидоупоров, их литолого-фациальная характеристика, фильтрационно-ёмкостные свойства. Оценивается нефтегазообразующий потенциал разреза.

Геологическое строение и нефтегазоносность глубоких горизонтов в регионе изучалось Скоробогатовым В.А., Бочкаревым В.С., Брехунцовым А.М., Дмитриевским А.Н., Шустером В.Л., Плесовских И.А., Монастыревым Б.В., Дзюбло А.Д. и другими. Вопрос о перспективности этого интервала остаётся открытым. В докладе автором сделана попытка оценить перспективы нефтегазоносности отложений глубоких горизонтов на современном уровне изученности.

Оценка перспектив нефтегазоносности проведена по следующим параметрам: плотность геологических ресурсов, тектонический и литолого-фациальный.

Исходя из проведённого анализа плотности начальных суммарных геологических ресурсов УВ верхнего этажа нефтегазоносности, можно допустить соизмеримые значения для нижнего этажа (рис. 2).

По анализу влияния тектонического фактора благоприятные условия формирования УВ скоплений в глубоких горизонтах считаем, что в первую очередь благоприятны (рис. 3). По результатам проведения палеотектонического анализа в глубоководных отложениях количество объектов из этих положительных структур сократилось.

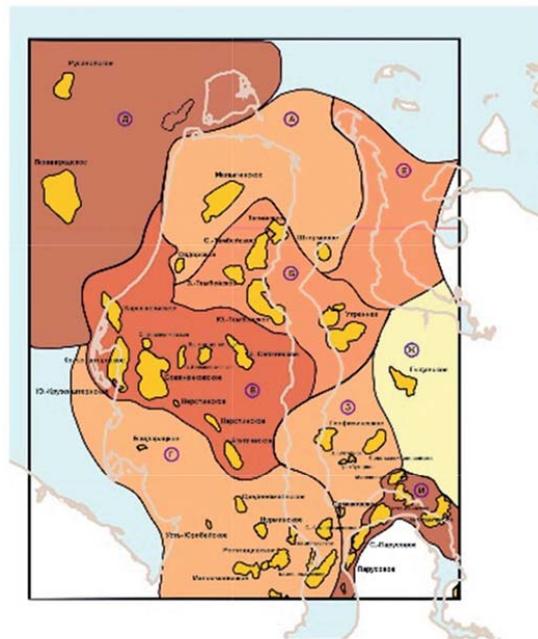
Проведённый анализ фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных горизонтов ниже-среднеюрских отложений говорит о неоднородности распределения по площади значений пористости и проницаемости. Так значения открытой пористости варьируют в малышевском комплексе от 7 до 24%, в вымском от 10 до 15% и в джангодском от 5 до 15% (рис. 4). Проницаемость в целом по всему исследуемому интервалу низкая от 0,5 до 2 мДд с глубиной уменьшается. В нижеюрском комплексе и в отложениях палеозоя данных по определению открытой пористости и проницаемости нет [3-5, 7].

Литолого-фациальный анализ позволил выделить наиболее перспективные зоны с точки зрения распространения пород-коллекторов по площади в исследуемом интервале.

По результатам проведённых анализов на Ямальском и Гыданском полуостровах и прилегающей акватории Карского моря в глубоководных (ниже-среднеюрских, триасовых, палеозойских) отложениях проведена многокритериальная оценка перспектив нефтегазоносности и ранжированы по степени перспективности зоны неф-

Плотность начальных суммарных геологических ресурсов (тыс.т. на кв.м)

- Месторождения:
- 1 - 75 лет Победы
 - 2 - Ленинградское
 - 3 - Русановское
 - 4 - Тасийское
 - 5 - Западно-Тамбейское
 - 6 - Северо-Тамбейское
 - 7 - Сядорское
 - 8 - Южно-Тамбейское
 - 9 - Харасавейское
 - 10 - Крузенштернское
 - 11 - Южно-Крузенштернское
 - 12 - Северо-Бованенковское
 - 13 - Восточно-Бованенковское
 - 14 - Верхнетиутейское
 - 15 - Бованенковское
 - 16 - Западно-Сеяхинское
 - 17 - Нерстинское
 - 18 - Байдарцкое
 - 19 - Нейтинское
 - 20 - Арктическое
 - 21 - Среднеямальское
 - 22 - Нурминское
 - 23 - Усть-Юрибейское
 - 24 - Хамбатейское
 - 25 - Ростовцевское
 - 26 - Новопортовское
 - 27 - Малоямальское
 - 28 - Северо-Каменномыское
 - 29 - Каменномыское
 - 30 - Каменномыское-море
 - 31 - Штормовое
 - 32 - Утреннее
 - 33 - Гыданское
 - 34 - Геофизическое
 - 35 - Солетское-Хановейское
 - 36 - Восточно-Бугорное
 - 37 - Трехбугорное
 - 38 - Минховское
 - 39 - Восточно-Минховское
 - 40 - Тота-Яхинское
 - 41 - Антипаютинское
 - 42 - Семаковское
 - 43 - Северо-Парусовое
 - 44 - Парусовое
 - 45 - Южно-Парусовое



Условные обозначения:

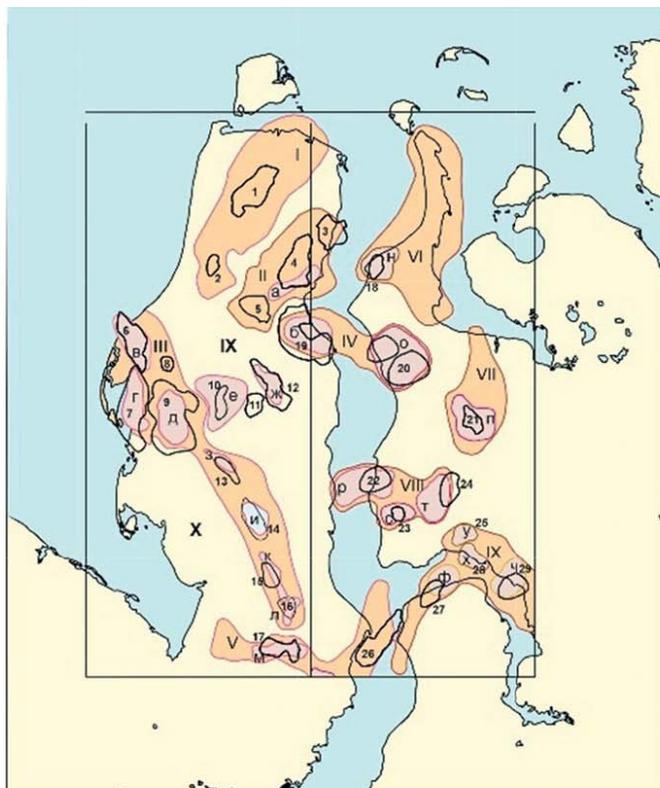
- Гыданская НГО
- Ямальская НГО
- НГР

- 400 – 500
- 300 – 400
- 200 – 300
- 150 – 200
- 100 – 150
- 50 – 100
- < 50

- А - Малыгинский
- Б - Тамбейский
- В - Нурминский
- Г - Южно-Ямальский
- Д - Пухучанский потенциальный нефтегазоносный район
- Е - Северо-Гыданский перспективный нефтегазоносный район
- Ж - Гыданский
- З - Напалковский
- И - Мессовский

Рис.2. Схема плотности геологических ресурсов (составлена Зинатуллиной Л.И. по материалам [2,4] 2022 г.).

- 1 - Малыгинское
- 2 - Сядорское
- 3 - Тасийское
- 4 - Северо-Тамбейское
- 5 - Западно-Тамбейское
- 6 - Харасавейское
- 7 - Крузенштернское
- 8 - Северо-Бованенковское
- 9 - Бованенковское
- 10 - Восточно-Бованенковское
- 11 - Верхнетиутейское
- 12 - Западно-Сеяхинское
- 13 - Нейтинское
- 14 - Арктическое
- 15 - Среднеямальское
- 16 - Нурминское
- 17 - Малоямальское
- 18 - Штормовое
- 19 - Южно-Тамбейское
- 20 - Утреннее
- 21 - Гыданское
- 22 - Геофизическое
- 23 - Трехбугорное
- 24 - Солетское-Хановейское
- 25 - Минховское
- 26 - Каменномыское
- 27 - Семаковское
- 28 - Тота-Яхинское
- 29 - Антипаютинское



Условные обозначения:

- Месторождения
- Структуры I-го порядка
- Структуры II-го порядка положительные
- Структуры II-го порядка отрицательные

- Структуры I-го порядка:
- I - Северо-Ямальский мегавал
 - II - Средне-Ямальский мегавал
 - III - Нурминский мегавал
 - IV - Поруйский (Гыданский) мегавал
 - V - Южно-ямальский мегавал
 - VI - Гыданский свод
 - VII - Напалковский (Геофизический) мегавал
 - VIII - Среднеямальская мегатерраса
 - IX - Среднеямальская мегатерраса
 - X - Юрибейская моноклинал

- Структуры II-го порядка:
- а - Северо-Тамбейский вал
 - б - Южно-Тамбейское куполовидное поднятие
 - в - Крузенштернское куполовидное поднятие
 - г - Харасавейское куполовидное поднятие
 - д - Бованенковское куполовидное поднятие
 - е - Восточно-Бованенковский структурный мыс
 - ж - Сеяхинский вал
 - з - Арктический вал
 - и - Западно-Арктическая котловина
 - к - Сабьяхинский вал
 - л - Нурминский структурный мыс
 - м - Малоямальский вал
 - н - Штормовое локальное поднятие
 - о - Утреннее куполовидное поднятие
 - п - Гыданское куполовидное поднятие
 - р - Геофизическое куполовидное поднятие
 - с - Восточно-Бугорное куполовидное поднятие
 - т - Южно-Гыданское куполовидное поднятие
 - у - Минховское куполовидное поднятие
 - ф - Семаковское куполовидное поднятие
 - х - Тота-Яхинское куполовидное поднятие
 - ч - Антипаютинское куполовидное поднятие

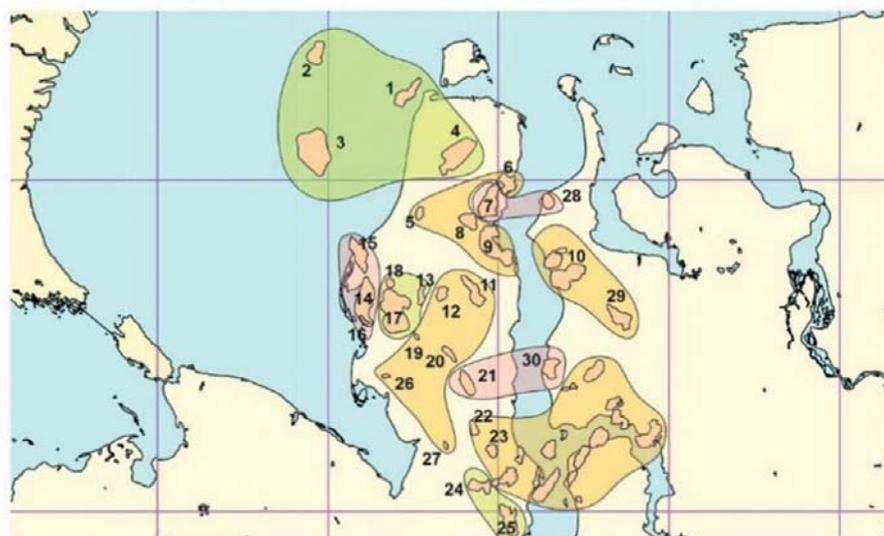
Рис.3. Схема тектонических элементов (составлена Зинатуллиной Л.И. по материалам [1-4, 6] 2022 г.).

Система	Отдел	Ярус	Свита (толща) Индекс ОГ	Мощность, м	Литологическая колонка	Описание
Юрская	нижний + средний	титонский	абалакская ОГ Т ₁	165 - 175		Глины черные, темно-коричневые и темно-серые в разной степени битуминозные с включениями ихтиофауны, раковин пелиципод, аммонитов, ростров бивалимов, с прослоями известников.
		верхний	абалакская ОГ Т ₁	165 - 175		Глины темно-серые (серые) с единичными малоощипчатыми прослоями песчаного алевролита и песчаников.
Меловая	нижний - К ₁	батский	малышевская Ю ₂	80 - 160		Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, полимиктовые, с глинистым цементом. Глины серые, алевролиты, с линзовидной и горизонтальной слоистостью, подчёркнутой обильным углистым детритом и чешуйками слюды, значительной интенсивно биотурбированные, с ходами илюодов. В породе встречаются углеродизированные корни растений, остатки пиритизированных валорослей.
		байосский	леонтьевская ОГ Т ₂	70 - 100		Глины серые и темно-серые (до черных), тонкоотмученные алевролиты, на разных уровнях содержат как нормально морскую фауну так и включения углистого детрита.
		ааленский	вымская Ю ₄ ОГ Т ₃	130 - 180		Песчаники светло-серые, серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, с глинистым и карбонатным цементом, с прослоями глинистых гравелитов, с многочисленными отпечатками растений по поверхностям напластования с подчиненными слоями глины зеленовато-серых, алевролитов и алевролитов серых, мелкозернистых, полимиктовых.
		тоарский	лайдинская ОГ Т ₄	25 - 40		Глины алевролиты и тонкоотмученные, с логурковидным маломком, с пиритизированными водорослями, редким углистым детритом.
		тоарский	лайдинская ОГ Т ₄	25 - 40		Песчаники серые и зеленовато-серые, переслаивающиеся с глинистыми алевролитами и аргиллитоподобными глинами, с включениями обуглившегося растительных остатков.
		плинсбахский	джангодская БО П ₁	50 - 400		Глины тонкоотмученные алевролиты с маломощными прослоями темно-серых разнозернистых глинистых песчаников. Присутствует обильная водоросль.
		плинсбахский	левинская БО П ₁	100 - 150		Чередование песчаников и алевролитов. Песчаники светло-серые и зеленовато-серые, средне-мелкозернистые, алевролиты с включениями гальки кварца, растительного детрита, угля.
		плинсбахский	левинская БО П ₁	100 - 150		Переслаивание темно-серых и серых аргиллитоподобных глин, тонкоотмученных, с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Присутствуют фрагменты нормально морской фауны.
		плинсбахский	левинская БО П ₁	100 - 150		Песчаники разнозернистые, в нижней части - грубозернистые, гравелиты, конгломераты, с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин, обогащенных в той или иной степени растительным детритом, конкрециями гирта, сидерита. В верхней части встречаются обломки раковин двусторок.
		плинсбахский	зимняя БО П ₁	350		Песчаники разнозернистые, в нижней части - грубозернистые, гравелиты, конгломераты, с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин, обогащенных в той или иной степени растительным детритом, конкрециями гирта, сидерита. В верхней части встречаются обломки раковин двусторок.
Язская	верхний - К ₂	сенманский	марресалинская	>500		Переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Песчаники светло-серые, средне-мелкозернистые, в различной степени алевролиты, слабо сцементированные. На разных уровнях встречаются прослои, обогащенные углистым материалом (до перехода в уголь), толщина которых достигает 4 м. В кровле свиты залегает регионально газоносные песчаные пласты ПК ₁ -ПК ₂ , толщиной до 30 м.
		альбский	яронгская ОГ М ¹	>600		Существенно глинистый разрез с маломощными прослоями песчаников и алевролитов (пласты ХМ ₁ и ХМ ₂). Глины серые и светло-серые, алевролиты, песчаные известковатые, комковатые, реже - пластичные, содержат тонкие прослои бурых углей. Алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, глинистые, редко сцементированные. Песчаники светло-серые, тонко-мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, глинистые, известковатые.
		аптский	танолчинская	>2000		Переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Песчаники серые и светло-серые, преимущественно олигомитовые, в слоисто-серых разностях полимиктовые (кварцевые гравелики) с глинистым, реже карбонатным цементом. Они формируют выдержанные песчаные тела, индексируемые как пласты ТП ₁ -ТП ₂ , которые на Харасавэйской площади содержат основные запасы газа и конденсата. Алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, глинистые, крошечные. Глины темно-серые до черных, алевролиты, известковатые, массивные, комковатые, реже - пластичные. Наиболее выдержанной является глинистая пачка, перекрывающая пласт ТП ₁ (нейтинская толща).
		барремский	танолчинская	>2000		Переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Песчаники серые и светло-серые, преимущественно олигомитовые, в слоисто-серых разностях полимиктовые (кварцевые гравелики) с глинистым, реже карбонатным цементом. Они формируют выдержанные песчаные тела, индексируемые как пласты ТП ₁ -ТП ₂ , которые на Харасавэйской площади содержат основные запасы газа и конденсата. Алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, глинистые, крошечные. Глины темно-серые до черных, алевролиты, известковатые, массивные, комковатые, реже - пластичные. Наиболее выдержанной является глинистая пачка, перекрывающая пласт ТП ₁ (нейтинская толща).
		готеривский	ахскакая ОГ НБ ₁	>2000		Клиноформенный комплекс с локально развитыми ачимовскими песчано-алевролитовыми телами, представленный глинами темно-серыми до черных, в различной степени алевролитными, часто карбонатными, с прослоями и включениями сидерита и гирта. В верхней части развита серия песчаных пластов БЯ ₁ .
		валанжинский	ахскакая ОГ Б	>2000		Клиноформенный комплекс с локально развитыми ачимовскими песчано-алевролитовыми телами, представленный глинами темно-серыми до черных, в различной степени алевролитными, часто карбонатными, с прослоями и включениями сидерита и гирта. В верхней части развита серия песчаных пластов БЯ ₁ .
		берриасский	баженовская	30 - 40		Глины черные, темно-коричневые и темно-серые в разной степени битуминозные с включениями ихтиофауны, раковин пелиципод, аммонитов, ростров бивалимов, с прослоями известников.
		берриасский	баженовская	30 - 40		Глины черные, темно-коричневые и темно-серые в разной степени битуминозные с включениями ихтиофауны, раковин пелиципод, аммонитов, ростров бивалимов, с прослоями известников.
		берриасский	баженовская	30 - 40		Глины черные, темно-коричневые и темно-серые в разной степени битуминозные с включениями ихтиофауны, раковин пелиципод, аммонитов, ростров бивалимов, с прослоями известников.
		берриасский	баженовская	30 - 40		Глины черные, темно-коричневые и темно-серые в разной степени битуминозные с включениями ихтиофауны, раковин пелиципод, аммонитов, ростров бивалимов, с прослоями известников.
Палеогеновая	палеоцен зоцен	люлинворская	люлинворская	120 - 230		Диатомовые глины серые, желтовато-серые, алевролиты, диатомиты светло-серые, слабоглинистые, легкие.
		тибейсалинская	тибейсалинская	<100		Опоясковидные глины и слои зеленовато-серые, глинистые.
		ганькинская	ганькинская	<100		Пески серые, желтовато-серые, мелкозернистые, каолинчварованные, с растительными остатками, с прослоями алевролитовых глин.
		маастрихтский	ганькинская	<100		Глины серые, темно-серые, алевролиты, с включениями растительных остатков, с прослоями светло-серых песков и алевролитов.
		кампанский	ог С	>600		Глины серые с зеленоватым оттенком, алевролиты, плотные, прослоями известковые.
		сантонский	ог С	>600		Глины серые, темно-серые, слабо алевролиты, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов.
		коньякский	березовская	>600		Глины серые, темно-серые, прослоями опоясковидные, с редкими прослоями опоя.
		туронский	кузнецовская ОГ Г	>600		Глины темно-серые с коричневатым оттенком, явано, слоистые, глауконитовые, с остатками раковин двусторок, стяжениями гирта.
		сенманский	марресалинская	>500		Переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Песчаники светло-серые, средне-мелкозернистые, в различной степени алевролиты, слабо сцементированные. На разных уровнях встречается прослои, обогащенные углистым материалом (до перехода в уголь), толщина которых достигает 4 м. В кровле свиты залегает регионально газоносные песчаные пласты ПК ₁ -ПК ₂ , толщиной до 30 м.
		Юрская	нижний + средний	титонский	абалакская ОГ Т ₁	165 - 175

Рис. 4. Сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемой территории.

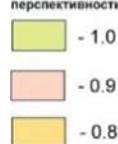
тегазонакопления. Перспективные объекты можно ожидать в основном на севере территории с продолжением в акваторию Карского моря и в центральной части полуострова Ямал (рис.5, 6)[7].

Зоны перспективности по плотности НСР



Условные обозначения:

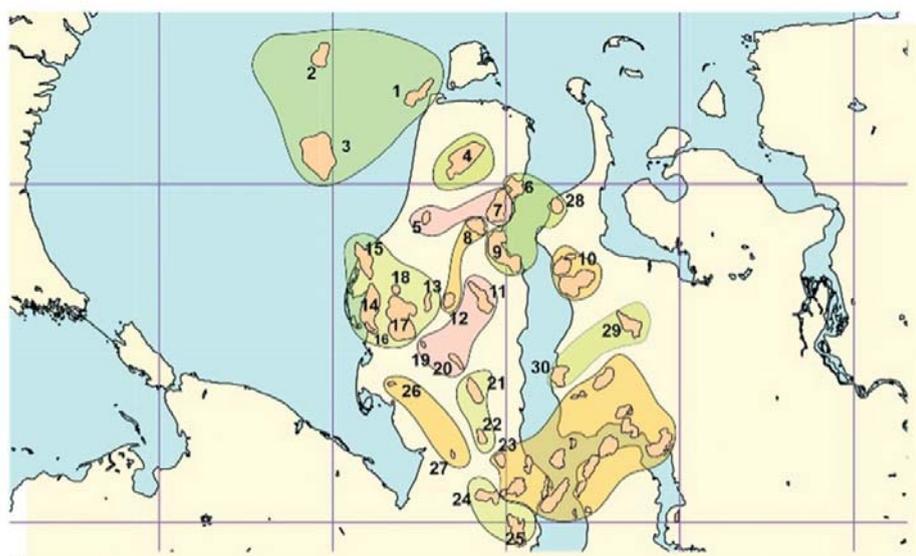
Степень перспективности



- 1 - 75 лет Победы; 2 - Ленинградское; 3 - Русановское; 4 - Малыгинское; 5 - Сяддорское; 6 - Тасийское; 7 - Северо-Тамбейское; 8 - Западно-Тамбейское; 9 - Южно-Тамбейское; 10 - Утреннее; 11 - Западно-Сеяхинское; 12 - Верхне-Тиутейское; 13 - Восточно-Бованенковское; 14 - Харасавзйское; 15 - Крузенштерновское; 16 - Южно-Крузенштерновское; 17 - Бованенковское; 18 - Северо-Бованенковское; 19 - Нерстинское; 20 - Нейтинское; 21 - Арктическое; 22 - Средне-Ямальское; 23 - Нурминское; 24 - Малоямальское; 25 - Новопортовское; 26 - Байдарацкое; 27 - Усть-Юрибейское; 28 - Штормовое; 29 - Гыданское; 30 - Геофизическое; 31 - Восточно-Бугорное; 32 - Минховское; 33 - Тота-Яхинское; 34 - Антипаютинское; 35 - Семаковское

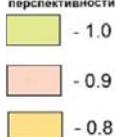
Рис. 5. Зоны перспективности по плотности начальных суммарных геологических ресурсов УВ (тыс.т. на кв.м.), (составлена Зинатуллиной Л.И., 2022 г.).

Зоны перспективности по тектоническому фактору



Условные обозначения:

Степень перспективности



- 1 - 75 лет Победы; 2 - Ленинградское; 3 - Русановское; 4 - Малыгинское; 5 - Сяддорское; 6 - Тасийское; 7 - Северо-Тамбейское; 8 - Западно-Тамбейское; 9 - Южно-Тамбейское; 10 - Утреннее; 11 - Западно-Сеяхинское; 12 - Верхне-Тиутейское; 13 - Восточно-Бованенковское; 14 - Харасавзйское; 15 - Крузенштерновское; 16 - Южно-Крузенштерновское; 17 - Бованенковское; 18 - Северо-Бованенковское; 19 - Нерстинское; 20 - Нейтинское; 21 - Арктическое; 22 - Средне-Ямальское; 23 - Нурминское; 24 - Малоямальское; 25 - Новопортовское; 26 - Байдарацкое; 27 - Усть-Юрибейское; 28 - Штормовое; 29 - Гыданское; 30 - Геофизическое; 31 - Восточно-Бугорное; 32 - Минховское; 33 - Тота-Яхинское; 34 - Антипаютинское; 35 - Семаковское

Рис. 6. Зоны перспективности по тектоническому фактору (составлена Зинатуллиной Л.И., 2022 г.).

В результате проведенных исследований выявлены перспективные зоны по наиболее важным при формировании нефтегазоносных скоплений в глубокозалегающих отложениях геолого-геофизическим показателям. Таким образом, на территориях со слабой изученностью подобный подход оценки перспектив нефтегазоносности позволяет оценить направления поисково-разведочных работ и выявить первоочередные перспективные объекты.

Литература

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Децня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах. Сб.: Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. Пермь, 2000. – С. 201–202.
2. Бурштейн Л.М., Высоцкий В.И., Габриэлянц Г.А., и др. Главный редактор: Мельников П.Н. Карта нефтегазоносности территории Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017. Масштаб 1:5000 000. Составители: Афанасенков А.П., Брехунцов А.М., ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, 2021.
3. Скоробогатов В.А. Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – С. 352.
4. Шишкин М.А., Файбусович Я.Э., Шкарубо С.И., Назаров Д.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист R-42 – п-ов Ямал. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 366 с.
5. Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И. Особенности перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной-Сибири. Экспозиция. Нефть. Газ. 2018, № 2. – С. 18–20.
6. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках. Георесурсы, 23(1), 2021. – С. 30–41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>
7. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности Юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч.2. – С. 337–345.

ПРОБЛЕМЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «ТАТНЕФТЬ»)

З.С. Идиятуллина, И.Н. Хакимзянов, В.Г. Базаревская

ПАО «Татнефть» институт ТатНИПИнефть

На сегодняшний день основной объём льготированной добычи залежей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) на месторождениях Республики Татарстан приходится на низкопроницаемые пласты карбонатного девонского комплекса продуктивных отложений пластов от саргаевского до заволжского.

Различие в условиях осадконакопления и тектонической обстановки привели к развитию литологических разностей пород и позволили выделить два типа таких пород с содержанием органического вещества от 5 до 20% и от 1.5 до 5%.

Продуктивные отложения карбонатного девонского комплекса присутствуют по всей толще как в семилукских, так в мендымских, евланово-ливенских, задонско-елецких и данково-лебемянских отложениях.

В 2013–2015 гг. по результатам детального анализа и уточнения геолого-стратиграфического разреза по всем месторождениям Республики Татарстан были выделены перспективные структуры с вероятными залежами в низкопроницаемых коллекторах.

По выявленным структурам низкопроницаемых отложениях Бавлинского месторождения составлены петрофизические зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости для пород франского яруса с учётом распределения по стратиграфическим горизонтам: более 89,8% (2080 обр.) всех исследованных образцов находится в интервале проницаемости от 0 до $1,0 \times 10^{-3}$ мкм² (до 1 милли дарси); более 87,5% (2851 обр.) всех исследованных образцов находится в интервале пористости от 0 до 4,0%, что говорит о весьма низких коллекторских свойствах пород (рис. 1а).

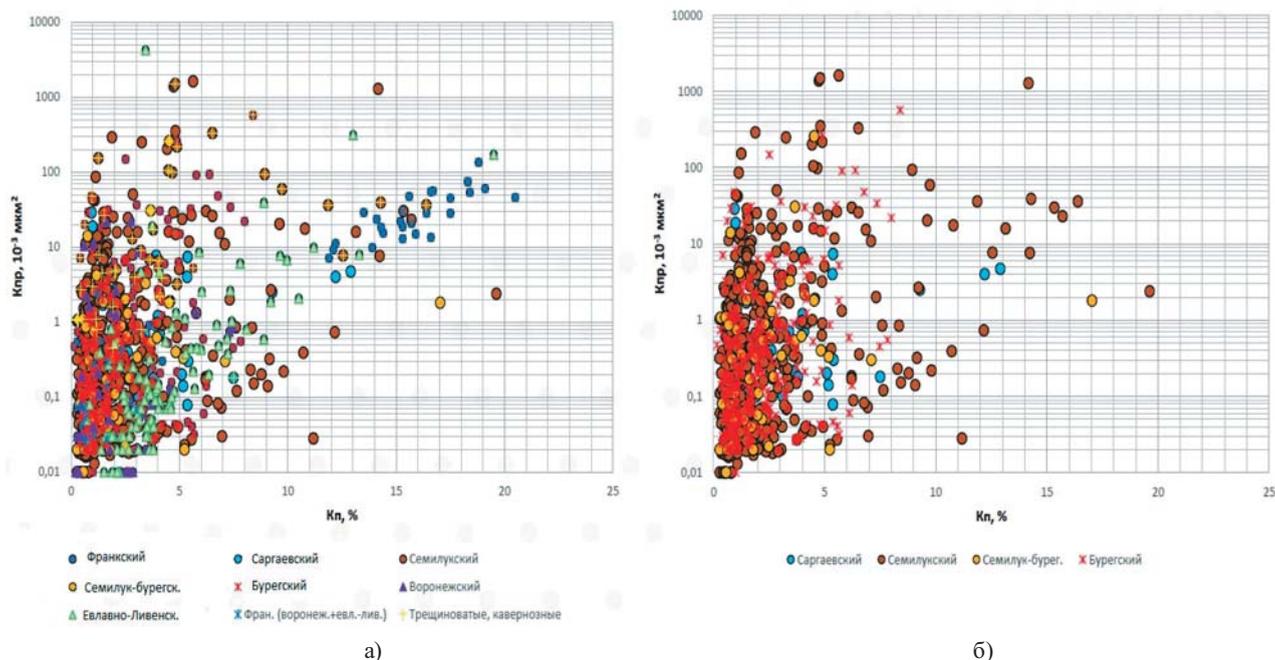


Рис. 1. Петрофизические зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости пород франского яруса (а) и пород фаменского яруса (б).

Анализ зависимости открытой пористости и абсолютной проницаемости для пород фаменского яруса (рис. 1б), распределённых по горизонтам, чёткой связи не выявил. Ниже 2 мД изучено 69% всех исследованных образцов фаменского яруса. Проницаемость до 2 мД: задонские и елецкие – 77,7% образцов (38,9% – н/н образцы), данково-лебемянские – 75,1% (55,1% – н/н образцы), заволжские – 59,6% (42,4% – н/н обр.).

Пористость в интервале от 0 до 4%: задонские и елецкие – 64% образцов, данково-лебемянские – 54,9%, заволжские – 18,1%. Основная масса образцов заволжского горизонта в интервале от 6 до 12% (54% образцов).

Специалистами компании на протяжении многих лет идет изучение залежей ТРИЗ нефти и внедрение относительно бюджетных способов её добычи. Добыча трудноизвлекаемой нефти – это глобальная задача современной нефтедобывающей промышленности, при решении которой применяются аналитические, научные и инженерные подходы, позволяющие выделить наиболее эффективный метод увеличения нефтеотдачи для конкретной скважины и подобрать современные технологии, которые более предпочтительны для освоения.

Достижение прогнозного уровня добычи нефти из залежей ТРИЗ существенно зависит от решения геологических и технологических неопределенностей, для которых выполняется поиск оптимальных технико-экономических решений. Существует возможность значительного увеличения ресурсной базы ПАО «Татнефть» за счёт

реализации потенциала нетрадиционных запасов нефти. Дополнительный потенциал возможен только в случае успешной реализации опытно-промышленных работ (ОПР) в рамках опытно-промышленных проектов.

В рамках выполнения стратегической цели ПАО «Татнефть» по увеличению добычи ТРИЗ за период 2014–2021 годов были проведены работы по совершенствованию технологий разработки. Основным направлением развития технологий является интенсификация добычи нефти из низкопроницаемых пластов, в частности усложнение конструкции и увеличение длины скважин с горизонтальным окончанием (СГО), увеличение количества стадий МГРП в СГО.

Для отработки инновационных технологий для выработки нетрадиционных запасов УВ из них были созданы два полигона: полигон Битум и полигон Доманик (в основном на Бавлинском месторождении).

Ввиду того, что на Бавлинском месторождении сосредоточены основная часть балансовых нетрадиционных запасов УВ, было принято решение создать на полигоне участки для проведения ОПР, по отработке технологий бурения СГО с проведением многостадийного ГРП и многозонного кислотно-пропантного ГРП. В рамках ОПР были пробурены СГО с дальнейшим проведением МГРП (2015 г. – скв. № 2901Г, 2017 г. – скв. №№ 2801Г, 2802Г (рис. 2).

С 2013 по 2017 год ОПР проведены в 53 скважинах, где в качестве методов воздействия выступали ГРП, в том числе МГРП (27 скв.) и соляно-кислотные обработки (в том числе большеобъёмные) (25 скв.).

Притоки нефти были получены в 27 скважинах, отрицательные результаты получены в 16 скважинах, в т.ч. 3 скважины оказались бесприточными, из 10 скважин получены притоки воды. По выполненным работам эффективность ГРП и МГРП составила 63%, ОПЗ – 62%.

Проведённые в течение 2014–2018 годов опытно-промышленные работы по освоению доманиковых отложений показали, что существующие технологии не всегда эффективны.

Изучение доманиковых отложений в ПАО «Татнефть» – это новое направление, требует немалых вложений, как материальных, так и интеллектуальных.

В настоящее время наиболее актуальными являются оптимальные стратегии, методики и технологии геологоразведочных работ в нетрадиционных низкопроницаемых коллекторах, создание технологии разработки, технологии бурения и МГРП, других методов воздействия, а также методов обеспечения рентабельной эксплуатации этих запасов.

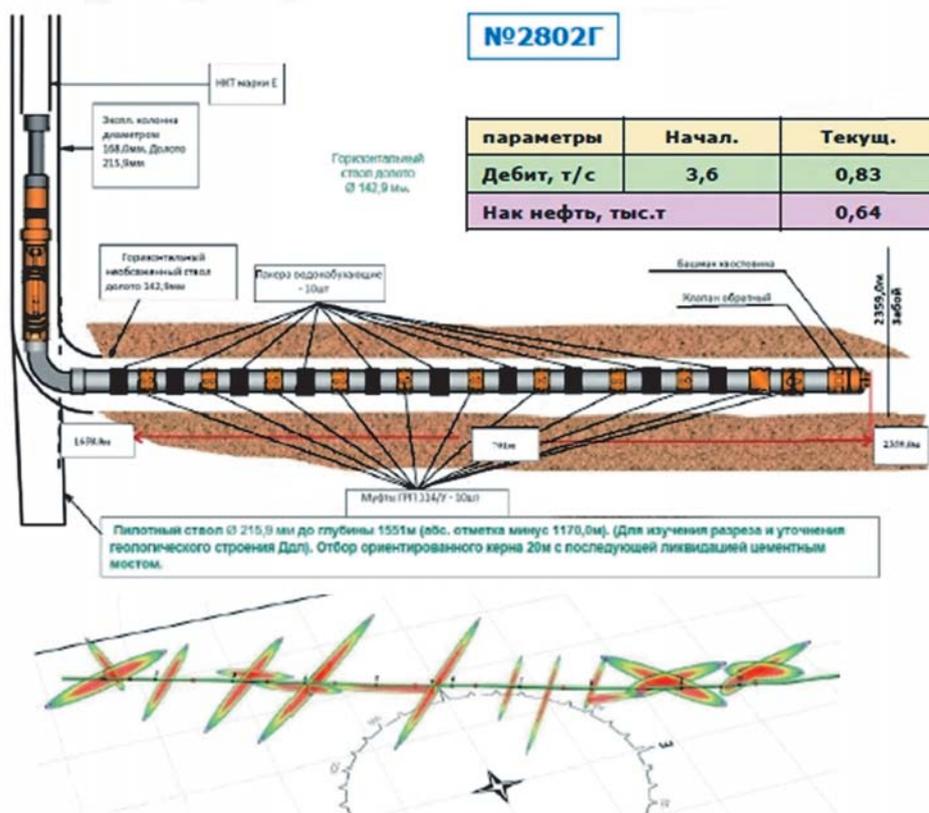


Рис. 2. Схема проведения технологии многостадийного ГРП в скважине с горизонтальным окончанием.

Поэтому для отработки наиболее эффективных технологий были остановлены малоэффективные ОПР на многих месторождениях с низкопроницаемыми отложениями в ПАО «Татнефть», сделав упор на основное Бавлинское месторождение.

В связи с этим, при проектировании систем разработки на Бавлинском месторождении для выработки за-

пасов нефти из низкопроницаемых пластов было принято решение о выделении двух участков ОПР, где в течение 2021–2025 гг. предусматривается отработка новых инновационных технологий. В связи с тем, что традиционные составы на основе гелеобразных высоковязких систем, включающих полисахаридные компоненты и сшиватели, не обеспечивают запланированные результаты, так как они приводят преимущественно к развитию трещины ГРП по вертикали, что в условиях низкопроницаемых коллекторов неэффективно (основным условием повышения продуктивности данных объектов является преобладание развития трещины в латеральном направлении), предлагается применение кислотного состава (на который подана заявка на патент), обладающий улучшенными физико-химическими и технологическими свойствами за счёт снижения скорости реагирования с плотными породами доманиковых отложений и фильтрационного сопротивления в пласте в результате предотвращения образования вторичных осадков после нейтрализации кислотного состава. Достижимый технический эффект расширяет область применения кислотного состава: повышается эффективность направленных кислотных обработок, кислотного ГРП (КГРП), глубоких кислотных обработок, кислотного гидромониторного вскрытия и обработки пласта.

При разработке дизайна кислотного воздействия для проведения опытно-промышленных работ (ОПР) были учтены двухфазный характер течения воды и нефти в поровой среде, фильтрация кислотного состава, кинетика реакции кислоты с группами минералов/кольматантов, корреляционная зависимость проницаемости от пористости во время обработки, термобарические условия прискважинной зоны пласта (ПЗП), многослойность пласта, особенности заканчивания скважин и тип применяемого оборудования.

В связи с тем, что по новым скважинам в течение года происходит заметное снижение дебитов нефти, на участках ОПР предусмотрено внедрение системы ППД.

Агентом для закачки в пласт будет подогретая до 70–80°C смесь кислотосодержащей жидкости с ПАВ-полимерно-гелевой композицией, которая прошла лабораторные эксперименты в институте ТатНИПИнефть.

В компании ПАО «Татнефть» для решения проблем вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти предпринимаются следующие мероприятия:

- на протяжении многих лет продолжается изучение залежей ТРИЗ нефти и внедрение относительно бюджетных способов её добычи, применяются аналитические, научные и инженерные подходы, позволяющие выделить наиболее эффективный метод увеличения нефтеотдачи для конкретной скважины и подобрать современные технологии, которые более предпочтительны для освоения;

- с целью ограничения развития трещины ГРП по вертикали, что в условиях низкопроницаемых коллекторов неэффективно, предлагается применение инновационного кислотного состава, обладающего улучшенными физико-химическими и технологическими свойствами за счёт снижения скорости реагирования с плотными породами доманиковых отложений и фильтрационного сопротивления в пласте в результате предотвращения образования вторичных осадков после нейтрализации кислотного состава;

- при разработке дизайна кислотного воздействия для проведения ОПР учитывается двухфазный характер течения воды и нефти в поровой среде, фильтрация кислотного состава, кинетика реакции кислоты с группами минералов/кольматантов, корреляционная зависимость проницаемости от пористости во время обработки, термобарические условия прискважинной зоны пласта (ПЗП), многослойность пласта, особенности заканчивания скважин и тип применяемого оборудования;

- для увеличения дебитов нефти и поддержания пластового давления на начальном уровне предусматривается внедрение системы ППД, агентом для закачки в пласт будет подогретая до 70–80°C смесь кислотосодержащей жидкости с ПАВ-полимерно-гелевой композицией, которая прошла лабораторные эксперименты в институте ТатНИПИнефть.

Выводы

По выявленным структурам на низкопроницаемых отложениях Бавлинского месторождения приведены петрофизические зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости для пород франского яруса с учётом распределения по стратиграфическим горизонтам, которые подтвердили низкие коллекторские свойства исследуемых пород.

Для увеличения добычи ТРИЗ предложен ряд технологий интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых пластов, в частности усложнение конструкции и увеличение длины скважин с горизонтальным окончанием (СГО), увеличение количества стадий МГРП в СГО.

Для отработки наиболее эффективных технологий были остановлены малоэффективные ОПР на многих месторождениях с низкопроницаемыми отложениями в ПАО «Татнефть», сделав упор на основное Бавлинское месторождение. На Бавлинском месторождении выделено два основных участка ОПР для проведения инновационных технологий.

THE ROLE OF NEW WORLD ORDER ON ENERGY PRICING

M.R. Islam¹, D.G. Yarakhanova²

¹President, Emertec Research and Development Ltd., Canada, president@emertec.ca

²Docent, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation, dilyara.yar@mail.ru

The evolution of human civilization is synonymous with how it meets its energy needs. For the first time in human history, the mere survivability of the human race is being questioned, with the very basic of the environment being auctioned with a price tag attached to it. Few would dispute the human race has become progressively more materially advanced with time. Yet, for the first time in human history, an energy crisis has seized the entire globe and the very sustainability of this civilization itself has suddenly come into question. The recent Congress-sanctioned report in USA (U.S. Global Change Research Program, 2017) [1] made it clear that we cannot have good environment and good economy at the same time. Only recently, the general public has started to question the establishment narrative. Although the mistrust has often been marginalized as a ‘conspiracy theory’, there is a need to address the incessant disinformation that comes to light. For energy pricing, which is a function of economics, politics, as well natural resources, to be sound, it is important to understand the science behind energy pricing. In this paper, the role of new world order – a well known doctrine of globalization – on energy pricing is scrutinized from a purely scientific perspective. Presented herewith past and ongoing discussions and international initiatives, deliberations of the Club of Rome, Sarkozy Commission, UN Friends of the Chair Group, Global Monitoring Reports, UN Human Development Index, Happy Planet Index, etc. and show how energy prices are manipulated to gain more control in order to enhance the agenda of one world governance [2-7].

The extreme nature of today’s world economy is manifest in the Oxfam report that showed that in 2020, 2,153 billionaires had more wealth than the 4.6 billion people who make up 60 percent of the planet’s population. In the post-Covid era, the Oxfam (2022) [8] headline reads. Ten richest men double their fortunes in pandemic while incomes of 99 percent of humanity fall. There is little doubt that the global community is headed in the wrong direction. In order to rescue the world from the impending crisis, World Economic Forum, partnered with United Nations and all her affiliates have sponsored numerous initiatives, summed up in Agenda 21. Agenda 21 «sets out a plan of action to guarantee that life in the next millennium will change substantially for the better». It was endorsed by the world’s governments at the UN Conference on Environment and Development, in Rio de Janeiro, five years ago in June 1992. Agenda 21 is rooted in Club of Rome founded in 1968 by David Rockefeller among others. Soon after its formation, a group of scientists published the results of their ‘Limits to Growth’ simulated model of world population, environment and economics, predicting an impending collapse of civilization on the weight of human population that would invariably lead to environmental and economic collapse. This was entirely based on the Malthusian theory that has been recently characterized as ‘aphenomenal’ by Islam et al. (2018) [6]. They argued that Agenda 21 and its derivatives are fueled by a sinister plot to control the world to amass obscene amount of wealth. Islam et al. (2018) also predicted that with this globalization plan, the world will experience extreme inequality and socio-economic collapse, the type the world is experiencing at present. Agenda 21 is motivated by World governance (Thore and Tarverdyan, 2022 [9]). The term world governance is broadly used to designate all regulations intended for organization and centralization of human societies on a global scale. The Forum for a new World Governance defines world governance simply as «collective management of the planet». This initiative is not new, nor is it well intended. On February 17, 1950, James P. Warburg announced in front of the Senate Subcommittee of the Committee on Foreign Relations of the United States Senate. «We shall have world government, whether or not we like it. The question is only whether world government will be achieved by consent or by conquest.» All Abrahamic religions also talk about a World Order, but none involves ‘conquest’. James Warburg was no prophet, nor was he a politician or elected official. He (August 18, 1896 – June 3, 1969) was a German-born American banker. He was the ‘prophet’ of the Money god. He was the financial adviser to Franklin D. Roosevelt. His father was banker Paul Warburg, member of the Warburg family and «father» of the Federal Reserve system. After World War II, Warburg helped organize the Society for the Prevention of World War III in support of the Morgenthau Plan. The plot to change the world with the aphenomenal model had just began. The scheme of federal reserve, the entire UN fiasco, economic extremism in name of preventing global catastrophe would follow. The world would travel the path to globalization through the works of David Rockefeller, Sr (12 June 1915 – 20 March 2017), a notorious American banker, statesman, globalist, and a grandson of oil tycoon John D. Rockefeller, who in turn would control each and every US president, UK Prime Minister, and any leader worth a mention. Occasionally, some of their stooges become sacrificial goats, like Nixon, Madoff, Weinstein, Mark Rich, and Ken Lay (Enron), all the way down to some of the convicted criminals (such as Chelsea Clinton’s father in law, Ivanka Trump’s father in law, Israeli presidents), or some of the indicted ones like Epstein, and Netanyahu, but they are just distractions, like hangnails of a cancer patient. The march toward evil extremism is very much alive and the world is in deep slumber.

In 2007, Zatzman and Islam identified what they called HSSA (Honey → Sugar → Saccharine → Aspartame) degradation. It involves continuous degradation in the paradigm of economic development. This process of spiralling down degradation from total sustainability to total implosiveness with the transition from gold standard to Bitcoin. In the post-Renaissance allegorical transition, HSSAN (Honey → Sugar → Saccharine → Aspartame → Nothing) symbolizes degradation from honey (a real source with real process) to nothing via Aspartame (with both source and pathway that are

highly artificial). This transition has been the hallmark of environmental degradation that has been fuelled by equally toxic profiteering through standards that dropped from «Gold → Coin → Paper → Bitcoin → Nothing», thus causing black hole like degradation in global geopolitics. Sustainability can be restored only if this trend is reversed from artificial to real.

This state of the US politics was captured by President Donald Trump during the entire presidential campaign as well as by Senator Bernie Sanders (who started the theme ‘the system is corrupt’ citing corruption in financial establishment, political establishment and corporate media establishment) and has motivated millions of Americans in losing trust in the political system as along with the mainstream media (Islam, 2018). There is little doubt that Trump was correct in asserting that US corruption has polluted the entire world and must be stopped at its track (Chayes, 2017)[3]. The beneficiary of these corrupt operations are mainly the military industrial complex (Cohen, 2017, Byrne, 2017) [4] and the Big Pharma (Islam et al., 2015). The energy sector, particularly the natural resource-based one is used as the escape goat that has little control over energy prices (Zatzman, 2012) [10-11]. Energy pricing is manipulated by the same group that controls all facets of current civilization and is the source if all economic and political instabilities (Wallace, 2022)[12].

References

1. Agenda 21, AGENDA 21 – THE FIRST 5 YEARS Implementation of Agenda 21 in the European Community, available at: <https://ec.europa.eu/environment/archives/agend21/agend21.pdf>
2. Byrne, E.F., 2017, Military Industrial Complex (MIC), <https://philarchive.org/archive/BYRMC-2>
3. Chayes, S., 2017, *When corruption is the operating system*, Carnegie Endowment for International Peace, 159 pp.
4. Cohen, A., 2015, Defense Contractors Spend Millions to Overturn Limits on Military Spending, Time, Aug.5. <http://time.com/3984453/defense-contractors-lobbying/Elsevier>, Pages 101-114.
5. Islam, J.S. et al., 2018, *Economics of Sustainable Energy*, Scrivener-Wiley, 628 pp.
6. Islam, M.R. and Khan, M.M., 2019, *The Science of Climate Change*, Scrivener Wiley.
7. Oxfam, 2022, Press release: <https://www.oxfam.org/en/press-releases/ten-richest-men-double-their-fortunes-pandemic-while-incomes-99-percent-humanity>
8. Thore, S. and Tarverdyan, R., 2022, Beyond Gross Domestic Product, *Measuring Sustainable Development Goals Performance*, Editor(s): Sten Thore, Ruzanna Tarverdyan,
9. U.S. Global Change Research Program, 2017, Climate science Special report, https://science2017.globalchange.gov/downloads/CSSR2017_FullReport.pdf
10. Wallace, T., 2022, Bank of England warns of ‘apocalyptic’ global food shortage: Governor Andrew Bailey says he is ‘helpless’ in face of surging inflation, The Daily Telegraph, 16 May.
11. Zatzman, G. M., 2012, *Sustainable Energy Pricing*, Scrivener-Wiley, 588 pp.
12. Zatzman, G.M. and Islam, M.R., 2007, *Economics of Intangibles*, Nova science Publishers, 407 pp.

РОЛЬ НОВОГО МИРОВОГО ПОРЯДКА В ЦЕНООБРАЗОВАНИИ НА ЭНЕРГИЮ

М.Р. Ислам¹, Д.Г. Яраханова²

¹Президент, Emertec Research and Development Ltd., Канада, president@emertec.ca

²Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация, dilyara.yar@mail.ru

Эволюция человеческой цивилизации является синонимом того, как она удовлетворяет свои потребности в энергии. Впервые в истории человечества ставится под вопрос сама способность к выживанию человеческой расы, а сама природа окружающей среды выставляется на аукцион с прикрепленным к ней ценником. Мало кто будет спорить с тем, что человеческая раса со временем становится все более материально развитой. Однако впервые в истории человечества энергетический кризис охватил весь Земной шар, и сама устойчивость этой цивилизации вдруг оказалась под вопросом. Недавний санкционированный Конгрессом отчет в США (Программа исследований глобальных изменений США, 2017 г.) [1] ясно дал понять, что у нас не может быть хорошей окружающей среды и хорошей экономики одновременно. Только недавно широкая общественность начала сомневаться в повествовании истеблишмента. Хотя недоверие часто маргинализировали как «теорию заговора», необходимо бороться с непрекращающейся дезинформацией, которая появляется на свет. Чтобы ценообразование на энергию, которое является функцией экономики, политики, а также природных ресурсов, было разумным, важно понимать науку, лежащую в основе ценообразования на энергию. В данной статье роль нового мирового порядка – хорошо известной доктрины глобализации – в ценообразовании на энергию рассматривается с чисто научной точки зрения. Здесь представлены прошлые и текущие дискуссии и международные инициативы, дискуссии Римского клуба, Комиссии Саркози, Группы друзей Председателя ООН, Доклады о глобальном мониторинге, Индекс развития человеческого потенциала ООН, Индекс счастливой планеты и т. д., а также показано, как манипулируют ценами на энергоносители для получения большего контроля, чтобы усилить повестку дня единого мирового управления [2-7].

Экстремальный характер сегодняшней мировой экономики проявляется в отчете Oxfam, который показал, что в 2020 году 2153 миллиардера имели больше богатства, чем 4,6 миллиарда человек, составляющих 60 про-

центров населения планеты. В постковидную эпоху заголовков Oxfam (2022) [8] гласит: десять богатейших людей удваивают своё состояние во время пандемии, в то время как доходы 99 процентов человечества падают. Нет никаких сомнений в том, что мировое сообщество движется в неправильном направлении. Чтобы спасти мир от надвигающегося кризиса, Всемирный экономический форум в партнерстве с Организацией Объединённых Наций и всеми её членскими организациями спонсировал многочисленные инициативы, обобщённые в Повестке дня на XXI век. Повестка дня на XXI век «предлагает план действий, гарантирующий, что жизнь в следующем тысячелетии существенно изменится к лучшему». Она была одобрена правительствами стран мира на Конференции ООН по окружающей среде и развитию в Рио-де-Жанейро пять лет назад, в июне 1992 года. Повестка дня на XXI век уходит своими корнями в Римский клуб, основанный в 1968 году Дэвидом Рокфеллером, среди прочих. Вскоре после его образования группа учёных опубликовала результаты своей смоделированной модели «Пределы роста» населения мира, окружающей среды и экономики, предсказав надвигающийся крах цивилизации на вес человеческого населения, который неизменно приведёт к экологическому и экономическому коллапсу. Это было полностью основано на теории Мальтуса, которую Ислам и др. недавно охарактеризовали как «афеноменальную» (2018). Они утверждали, что Повестка дня на 21 век и её производные подпитываются зловещим заговором по контролю над миром с целью накопления огромного количества богатства. Ислам и др. (2018) [6] также предсказал, что с этим планом глобализации мир столкнётся с крайним неравенством и социально-экономическим коллапсом, типичным для мира в настоящее время. Повестка дня на 21 век мотивирована управлением миром (Thore and Tarverduan, 2022) [9]. Термин «управление миром» широко используется для обозначения всех правил, предназначенных для организации и централизации человеческих обществ в глобальном масштабе. Форум нового мирового управления определяет мировое управление просто как «коллективное управление планетой». Эта инициатива не нова и не имеет хороших намерений. 17 февраля 1950 года Джеймс П. Варбург объявил перед Комитетом Сената США по международным отношениям: «У нас будет мировое правление, нравится нам это или нет. Вопрос только в том, будет ли достигнуто мировое правление путём согласия или путём завоевания». Все авраамические религии также говорят о мировом порядке, но ни одна из них не предполагает «завоевания». Джеймс Варбург не был ни пророком, ни политиком, ни избранным должностным лицом. Он (18 августа 1896 г. – 3 июня 1969 г.) был американским банкиром немецкого происхождения. Он был «пророком» Бога Денег. Он был финансовым советником Франклина Д. Рузвельта. Его отцом был банкир Пол Варбург, член семьи Варбургов и «отец» Федеральной резервной системы. После Второй мировой войны Варбург помог организовать Общество по предотвращению Третьей мировой войны в поддержку плана Моргентау. Заговор по изменению мира с помощью афеноменальной модели только начался. Последует схема федерального резерва, фиаско всей ООН, экономический экстремизм во имя предотвращения глобальной катастрофы. Мир пройдёт путь к глобализации благодаря работам Дэвида Рокфеллера-старшего (12 июня 1915–20 марта 2017), печально известного американского банкира, государственного деятеля, глобалиста и внука нефтяного магната Джона Д. Рокфеллера, который, в свою очередь, контролировал каждого президента США, премьер-министра Великобритании и любого достойного упоминания лидера. Время от времени некоторые из их марионеток становятся жертвенными козлами, например, Никсон, Мэдофф, Вайнштейн, Марк Рич и Кен Лэй (Enron), вплоть до некоторых осуждённых преступников (таких как тесть Челси Клинтон, отец Иванки Трамп по закону, израильские президенты), или некоторые из обвиняемых, такие как Эпштейн и Нетаньяху, но они просто отвлекают, как заусенцы у больного раком. Движение к зловещему экстремизму идет полным ходом, и мир погрузился в глубокий сон.

В 2007 году Зацман и Ислам определили то, что они назвали деградацией «Мед → Сахар → Сахарин → Аспартам» (HSSA). Это предполагает постоянную деградацию парадигмы экономического развития. Этот процесс деградации по спирали от полной устойчивости к полной имплозивности с переходом от золотого стандарта к Биткойну. В пост-ренессансном аллегорическом переходе «Мед → Сахар → Сахарин → Аспартам → Ничто» (HSSAN) символизирует деградацию меда (реальный источник с реальным процессом) в ничто через аспартам (с источником и путём, которые в высшей степени искусственны). Этот переход стал отличительной чертой деградации окружающей среды, которая была вызвана столь же ядовитой спекуляцией за счёт стандартов, которые ушли от «Золота → Монеты → Бумага → Биткойн → Ничего», что привело к деградации, подобной чёрной дыре, в глобальной геополитике. Устойчивость может быть восстановлена только в том случае, если эта тенденция изменится с искусственной на реальную.

Такое состояние американской политики было зафиксировано президентом Дональдом Трампом в течение всей президентской кампании, а также сенатором Берни Сандерсом (который начал тему «система коррумпирована», сославшись на коррупцию в финансовом истеблишменте, политическом истеблишменте и корпоративных СМИ), что побудило миллионы американцев потерять доверие к политической системе, а также к основным средствам массовой информации (Ислам, 2018). Нет никаких сомнений в том, что Трамп был прав, утверждая, что коррупция в США загрязнила весь мир и её необходимо остановить (Chayes, 2017) [3]. Бенефициарами этих коррупционных операций в основном являются военно-промышленный комплекс (Cohen, 2017, Vugne, 2017) [4] и крупные фармацевтические компании (Islametal., 2015). Энергетический сектор, особенно сектор, основанный на природных ресурсах, используется как спасательный круг, который практически не контролирует цены на энергоносители (Zatzman, 2012) [10-11]. Ценообразованием на энергию манипулирует та же группа, которая контролирует все аспекты современной цивилизации и является источником всех экономических и политических нестабильностей (Wallace, 2022) [12].

Литература

1. Agenda 21, AGENDA 21 – THE FIRST 5 YEARS Implementation of Agenda 21 in the European Community, available at: <https://ec.europa.eu/environment/archives/agend21/agend21.pdf>
2. Byrne, E.F., 2017, Military Industrial Complex (MIC), <https://philarchive.org/archive/BYRMC-2>
3. Chayes, S., 2017, *When corruption is the operating system*, Carnegie Endowment for International Peace, 159 pp.
4. Cohen, A., 2015, Defense Contractors Spend Millions to Overturn Limits on Military Spending, Time, Aug.5. <http://time.com/3984453/defense-contractors-lobbying/Elsevier>, Pages 101-114.
5. Islam, J.S. et al., 2018, *Economics of Sustainable Energy*, Scrivener-Wiley, 628 pp.
6. Islam, M.R. and Khan, M.M., 2019, *The Science of Climate Change*, Scrivener Wiley.
7. Oxfam, 2022, Press release: <https://www.oxfam.org/en/press-releases/ten-richest-men-double-their-fortunes-pandemic-while-incomes-99-percent-humanity>
8. Thore, S. and Tarverdyan, R., 2022, Beyond Gross Domestic Product, *Measuring Sustainable Development Goals Performance*, Editor(s): Sten Thore, Ruzanna Tarverdyan,
9. U.S. Global Change Research Program, 2017, Climate science Special report, https://science2017.globalchange.gov/downloads/CSSR2017_FullReport.pdf
10. Zatzman, G. M., 2012, *Sustainable Energy Pricing*, Scrivener-Wiley, 588 pp.
11. Zatzman, G.M. and Islam, M.R., 2007, *Economics of Intangibles*, Nova science Publishers, 407 pp.
12. Wallace, T., 2022, Bank of England warns of ‘apocalyptic’ global food shortage: Governor Andrew Bailey says he is ‘helpless’ in face of surging inflation, The Daily Telegraph, 16 May.

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ЗАХОРОНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

В.Ю. Керимов

¹Российский государственный геологоразведочный университет
им. Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва

²Институт нефти и газа, Национальная академия наук Азербайджана, Орджоникидзе

Аннотация

В статье рассмотрены результаты исследований горно-геологических и литолого-геохимических условий размещения подземных хранилищ захоронения углекислого газа (CO₂). Благоприятными условиями для размещения подземных хранилищ являются резервуары нефти и газа истощённых газовых или нефтяных месторождений, неразрабатываемые угольные пласты, глубоко залегающие соленосные формации и другие пористые среды в земной коре. Для мониторинга выбросов в атмосферу углекислых газов в результате природных явлений (дегазация Земли) и деятельности человека, включая производственную деятельность на территории суши и морских акваторий, рекомендуется внедрение трехуровневой системы мониторинга, диагноза и прогноза.

Ключевые слова: мониторинг, геофлюидодинамические системы, горно-геологические, литолого-геохимические, подземные хранилища, углекислый газ, нефть, месторождения, угольные пласты, соленосные формации, пористые среды, земная кора, дегазация Земли.

Введение

Декарбонизация глобальной экономики невозможна без масштабной реализации проектов по улавливанию, утилизации и хранению углерода (CCUS). Россия с колоссальным ресурсом природных хранилищ может значительно снизить свой углеродный след за счёт CCUS. Надёжность захоронения CO₂ зависит от горно-геологических и литолого-геохимических условий захоронения углекислого газа в недрах Земли. Наиболее благоприятными условиями захоронения углекислого газа являются пористые породы истощённых газовых или нефтяных месторождений, угольные пласты, соленосные формации и другие пористые среды в земной коре. Захоронение углекислого газа без оценки критериев размещения подземных хранилищ может привести к экологической катастрофе. Для решения вышеуказанной проблемы необходимо проведение исследований горно-геологических и литолого-геохимических условий в целях выявления и картирования подземных хранилищ захоронения CO₂.

Методы и результаты исследований

Для минимизации рисков, связанных с долгосрочным хранением промышленных газов в геологических структурах, проводятся исследования горно-геологических и литолого-геохимических условий размещения подземных хранилищ захоронения углекислого газа, а также в области изучения физико-химических, электрокинетических, коррозионных явлений, фильтрационно-ёмкостных свойств при закачке CO₂ и смесей сжиженных газов в пласт. Важное значение для успешного геологического хранения газа имеют выбор места и определение его характеристик, в том числе геологические условия распространения перекрывающих пород, его эффективную герметизацию и ненарушенность герметизации заброшенными или действующими скважинами. Необходимо

разработать методы захоронения газа, при реализации которых фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора останутся неизменными [1]. Двуокись углерода может подаваться в скважину в виде газа или под очень высоким давлением в фазе сверхкритического флюида. Степень чистоты CO_2 подбирается специально в зависимости от состава нефти: углекислый газ лучше растворяется, если в нём присутствуют незначительные примеси. Когда CO_2 подаётся под давлением в резервуар, двуокись углерода смешивается с нефтью, вызывая увеличение её объёма и снижение вязкости. Расширяющаяся нефть выталкивается из пор и вместе с водой, которая также нагнетается в пласт, поступает в добывающую скважину. Большая часть углекислого газа остаётся в порах породы, но определённый объём газа выходит на поверхность через добывающие скважины – в таком случае его перерабатывают, сжижают и повторно закачивают в резервуар [2].

При выявлении и картировании подземных хранилищ углекислого газа, важной задачей является проведение литолого-петрографических аналитических исследований. Проведённый комплекс аналитических исследований Хадумской свиты позволяет картировать подземные хранилища для захоронения углекислого газа в Центральном и Восточном Предкавказье.

В Хадумской свите (1984 г.) и зелёной свите (1979 г.) на базе истощённого Северо-Ставропольско-Пелагиадинского крупного газового месторождения региона (рис. 1) на территории Ставропольского края примерно (в 30 км к северо-западу от г. Ставрополя) было создано Северо-Ставропольское ПХГ. Месторождение является многопластовым. Площадь горного отвода ПХГ составляет более 680 км², площадь газоносности 460 км². Северо-Ставропольское подземное хранилище газа (ПХГ) – крупнейшее в мире, вмещает до 90 млрд куб. м активного газа. Суточный объём отбираемого топлива может достигать 190 млн кубометров [3-5].

Геомеханическое моделирование позволяет прогнозировать вторичную пористость и проницаемость в межскважинном пространстве и базируется на 3D структурно-геологической модели. В результате проведённых исследований была построена прогнозная аналитическая модель трещиноватости Хадумской свиты по шести параметрам, которая послужила основой для расчёта вторичной проницаемости. На завершающем этапе работ был выполнен расчёт вторичной пористости и проницаемости Хадумской свиты (рис. 2).

Результаты 3D геомеханического моделирования позволили выполнить оценку вторичной проницаемости пород Хадумской свиты в пределах исследуемого региона. Выявленные зоны и участки повышенных значений проницаемости позиционируются как объекты (подземные хранилища) для захоронения углекислого газа.

Для моделирования подземных хранилищ газа в пористых пластах строится цифровая *геолого-технологическая модель* подземного хранилища газа на основе комплексирования данных исследований, обобщений всей имеющейся информации об объекте, а также фундаментальных знаний в области геологии, геофизики и разработки [6]. Комплекс геологического моделирования обеспечивает построение цифровой геологической модели, дифференцированный подсчёт объёма ловушки (объёмным методом) или объекта хранения, промыслово-геофизический анализ текущего состояния залежей, подготовку цифровой геологической модели для передачи в комплекс фильтрационного моделирования и др.

Программные комплексы фильтрационного и газодинамического моделирования позволяют проводить построение цифровых фильтрационных и газопромысловых моделей, адаптацию используемых цифровых фильтрационных и газопромысловых моделей, а также их обратную связь по корректировке цифровой геологической модели, дифференцированный подсчёт аккумулируемых и дренируемых объёмов газа в пласте (газогидродинамическим методом), оперативный расчёт режимов работы ПХГ и визуализацию полученных результатов.

Для исследования месторасположения прогнозируемого хранилища газа используются компьютерные программы, которые моделируют подземное движение CO_2 . Первоначально эти программы были разработаны для разработки нефтяных и газовых пластов, а также исследования ресурсов грунтовых вод. Хотя они включают многочисленные физические, химические и геомеханические процессы, необходимые для прогнозирования как краткосрочных, так и долгосрочных характеристик хранения CO_2 , требуется дополнительный опыт для обретения уверенности в их эффективности с точки зрения прогнозирования долгосрочных характеристик в случае их адаптации к задачам, связанным с хранением CO_2 . Кроме того, весьма важным для надёжности моделей является наличие достоверных данных с описанием места [7].

При определении месторасположения подземных хранилищ газа важное значение имеет геометризация резервуаров и коллекторов. Для выявления зон развития коллекторов и их ограничения не только в пределах резервуара, но и за его границами проводится комплекс геолого-геофизических мероприятий. К геофизическим методам относятся сейсморазведка, электроразведка, гравитаразведка, радон-тороновая съёмка, подпочвенная газовая съёмка, каротажные работы и др [8]. Геофизические исследования скважин решают задачи литологического расчленения разреза и оценки подсчётных параметров, контроля положения контура газонасыщенности (ГВК) и оценки насыщенности в переходной зоне, контроля герметичности заколонного пространства, оценки масштабов и видов влияния в системе «окружающая среда – ПХГ», создания корпоративной базы геоинформационной системы (ГИС). К промысловым методам относятся методы, связанные непосредственно с контролем основных параметров эксплуатации хранилища.

Геометризации параметров, характеризующих их пустотное пространство, осуществляется на основе результатов детальной корреляции разрезов скважин и динамической интерпретации сейсмических исследований. Такими параметрами являются толщина коллекторов пластов, а также пустотность и её виды (пористость, трещи-

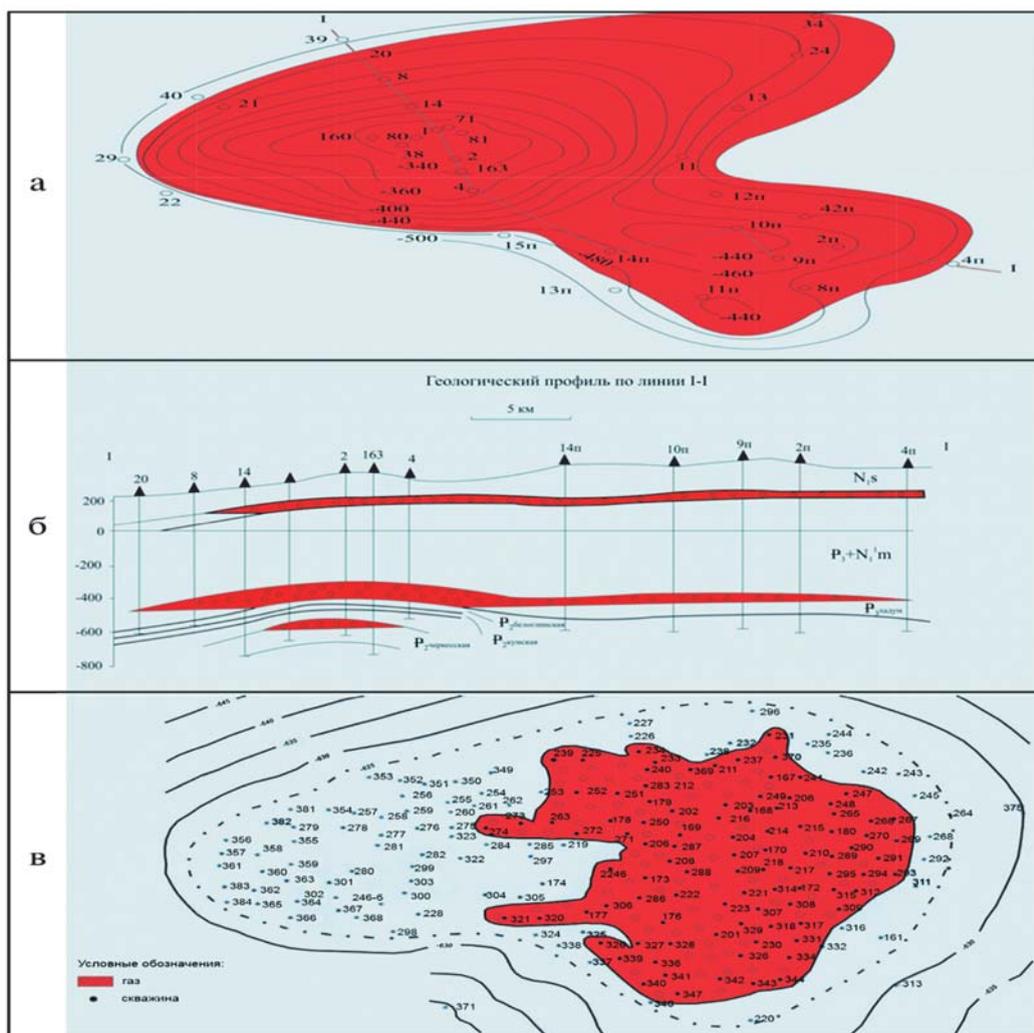


Рис. 1. Структурная карта по кровле Хадумской свиты (а) и геологический разрез по линии I-I (б) Северо-Ставропольско-Пелагиадинского месторождения, схема резервуара зеленой свиты Северо-Ставропольского ПХГ (в).

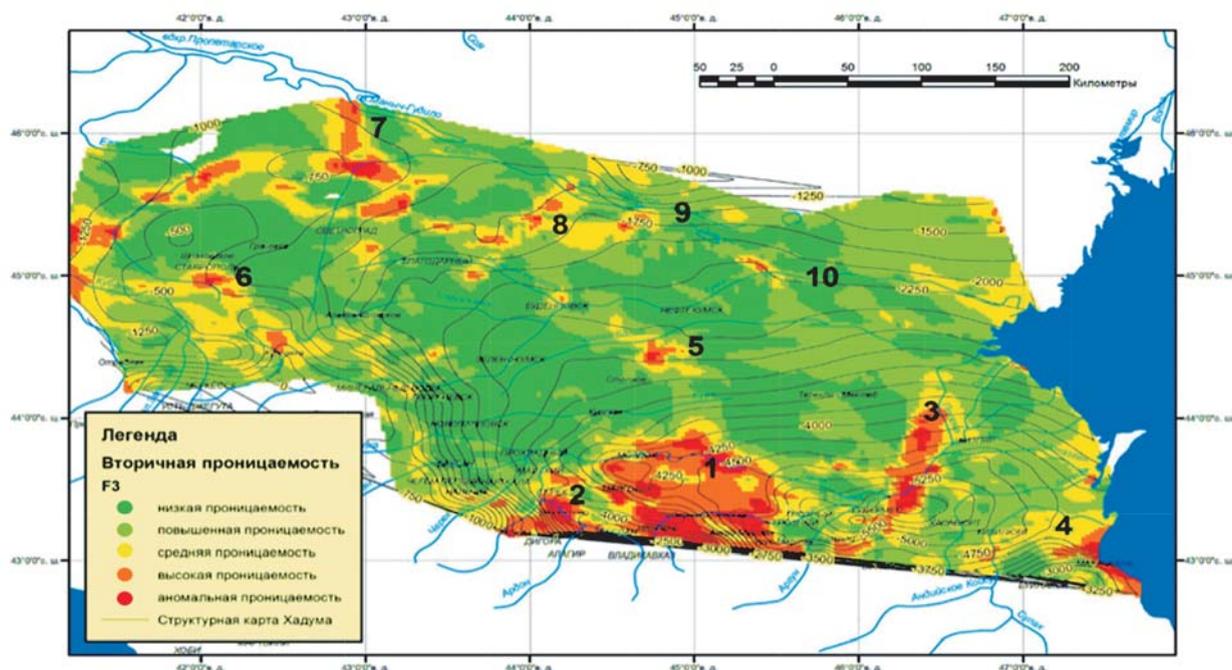


Рис. 2. Карта вторичной проницаемости Хадумской свиты. Зоны развития вторичной проницаемости: 1 – Грозненский, 2 – Эльхотовский, 3 – Кизляро-Кочубейский, 4 – Махачкалинский, 5 – Южно-Нефтекумский, 6 – Ставропольский, 7 – Ипатовский, 8 – Северо-Благодарненский, 9 – Северо-Нефтекумский, 10 – Северо-Восточно-Нефтекумский.

новатость и кавернозность). Многообразие условий формирования и залегания продуктивных пластов и коллекторов диктует необходимость тщательного подхода к процессам их геометризации. Предметом геометризации являются любые условия залегания коллекторов продуктивных пластов. Геометризация коллекторов продуктивных пластов решается путём применения различных способов интерполяции толщин коллекторов и экстраполяции их от скважин в неизученную зону. В этом случае необходимо привлечение данных сейсмических исследований [9].

Динамическая интерпретация 3D сейсмических данных в модификации стратиграфической инверсии позволяет получать 3D-импедансы для определения границ распространения коллекторов в межскважинном пространстве и за его пределами, а также основных подсчётных параметров объёмного метода (толщин коллекторов, пористости) и геометризация удельных объёмов коллекторов и резервуара.

Заключение

Исследование горно-геологических и литолого-геохимических условий размещения подземных хранилищ захоронения углекислого газа свидетельствует, что благоприятными условиями для размещения подземных хранилищ являются резервуары нефти и газа истощённых газовых или нефтяных месторождений, неразрабатываемые угольные пласты, глубоко залегающие соленосные формации и другие пористые среды в земной коре.

Результаты исследований показали, что для хранилищ CO₂ при повышенном его давлении большое значение приобретает глубина его заложения. Для предотвращения утечек газа по трещинам гидростатическое давление подземных вод по контуру хранилища должно быть больше внутреннего давления газа.

Для мониторинга выбросов в атмосферу в результате дегазации Земли и деятельности человека, в том числе производственной, состояния и функционирования подземных хранилищ углекислого газа на территории суши и морских акваторий рекомендуем внедрение *трёхуровневой системы мониторинга, диагноза и прогноза*.

Литература/References

1. Guliev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the Earth: Scale and Implications // GornyZhurnal. 2018,11, pp. 38–42.
2. Guliev I.S., Kerimov V.Y., Etirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. Modern Geodynamic Processes and Their Impact on Replenishment of Hydrocarbon Resources in the Black Sea–Caspian Region// Geotectonics. 2021,55, pp. 393–407.
3. Kerimov V.Y., Leonov M.G., Osipov A.V., Mustaev R.N., Hai V.N. Hydrocarbons in the Basement of the South China Sea (Vietnam) Shelf and Structural-Tectonic Model of their Formation // Geotectonics. 2019,53(1), pp. 42–59.
4. Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences. 2018,483(1), pp. 1413–1417.
5. Kerimov V.Yu., Gordadze G.N., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Formation conditions of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the sea of okhotsk based on the geochemical studies and modeling // Oriental Journal of Chemistry. 2018,34(2), pp. 934–947.
6. Mustaev R.N., Kerimov V.Y., Shilov G.Y., Dmitrievsky S.S. Modeling of thermobaric conditions formation of the shale hydrocarbon accumulations in low-permeability reservoirs khadum formation Ciscaucasia // Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2016.
7. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of khadum suite of the Pre-Caucasus // Neftyanoe Khozyaystvo– Oil Industry. 2016,2, pp. 8–11.
8. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of secondary filtration parametres of low-permeability shale strata of the maikop series of central and eastern Ciscaucasia by the results of geomechanics modeling // Oil industry. 2016,9, pp. 18–21.
9. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Lithology and geochemical characterization of low-permeability shale strata: A case-study of khadum formation in Ciscaucasia // Gorny Zhurnal. 2021,7, pp. 28–33.

MINING-GEOLOGICAL AND LITHOLOGICAL-GEOCHEMICAL CONDITIONS FOR THE PLACEMENT OF UNDERGROUND CARBON DIOXIDE STORAGE FACILITIES

Kerimov V.Yu.

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
Institute of Oil and Gas of the Azerbaijan National Academy of Sciences*

Abstract. The article considers the results of fundamental research and methods for monitoring the state and functioning of geofluid dynamic systems. The study of mining-geological and lithological-geochemical conditions for the placement of underground carbon dioxide (CO₂) storage facilities indicate that favorable conditions for the placement of underground storage facilities are oil and gas reservoirs of depleted gas or oil fields, undeveloped coal seams, deep salt-bearing formations and other porous media in the Earth's crust Large granitoid massifs are recognized as the best in terms

of stability of underground structures. To monitor emissions of carbon dioxide into the atmosphere as a result of both natural phenomena – degassing of the Earth and as a result of human activity and its production activities, on land and sea areas, it is recommended to introduce a three-level system of monitoring, diagnosis and forecasting.

Keywords: monitoring, geofluid-dynamic systems, mining-geological, lithological-geochemical, underground storages, carbon dioxide, oil fields, coal seams, salt-bearing formations, porous media, Earth's crust, degassing of the Earth.

ЛАБОРАТОРНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ПРИМЕНИМОСТИ ПЕНОКИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ CO_2 И КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ С ВЯЗКОУПРУГИМИ ПАВ

И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева, Д.Р. Миникаева

ФГАОУ «Казанский федеральный университет» Институт геологии и нефтегазовых технологий, г.Казань, ildarmannanov@mail.ru

Вопросы декарбонизации и поиска новых технологических решений, связанных с эффективным использованием парниковых газов и в том числе углекислого газа является актуальной задачей. В работе рассматривается возможность применения пенокислотных составов генерируемых с использованием углекислого газа и кислотной композиции с добавлением вязкоупругих ПАВ. Для обоснования возможностей применения данной композиции изучается кинетика растворения породы при использовании пенокислотных составов.

В карбонатных коллекторах по различным оценкам сосредоточено порядка половины мировых запасов углеводородного сырья [1, 2, 3]. Характерной особенностью карбонатных коллекторов является сложность строения, ввиду высокой степени как микро- так и макронеоднородности. В настоящее время карбонатные резервуары, являются объектами интенсивной эксплуатации во всем мире.

Одним из традиционных решений интенсификации добычи карбонатных коллекторов является применение технологий селективного воздействия на продуктивные пласты. Применение технологий управляемого кислотного воздействия на пласты за счёт реологии пенокислотных композиций и регулирования скорости реакции при взаимодействии с карбонатным коллектором является одним из решений, позволяющих вовлечь в интенсивную разработку неоднородные коллектора. Особенно актуально применение пенокислотных композиций при интенсификации притока горизонтальных скважин, т.к. при этом обеспечивается охват всей вскрытой продуктивной толщи горизонтальной скважины. Анализ многочисленных исследований показывает, что приток жидкости вдоль горизонтального ствола ввиду сложности геологического строения и неоднородности вскрытых бурением пластов крайне неоднороден. Большая часть горизонтального ствола без применения технологий интенсификации не участвует в процессе обеспечения притока жидкости в скважину [5, 5]. Использование составов с регулируемой реологией и скоростью взаимодействия с породой при кислотной обработке становится необходимым условием для успешной интенсификации добычи.

Традиционно, при выполнении кислотных обработок в карбонатных коллекторах, применяют технологию предварительной промывки или закачки растворителя, который обеспечивает необходимые условия контакта кислотной композиции с породой [6, 7], при этом технологический процесс предусматривает последовательное применение реагентов для удаления АСПО с поверхности поровых каналов и последовательное применение кислотных составов.

Одним из решений предварительной очистки поровых каналов от кольматантов является применение углекислого газа CO_2 . Углекислый газ (CO_2 , диоксид углерода, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м³. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет [8]. При растворении углекислого газа CO_2 в нефти вязкость последней наоборот существенно уменьшается. Следовательно, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой. Вышеописанные свойства углекислого газа крайне важны при разработке месторождений с высоковязкой нефтью.

Кроме того диоксид углерода обладает уникальным и полезным свойством, а именно способностью увеличивать вязкость воды и водных растворов при растворении в ней (при $t = 20^\circ\text{C}$ и $p = 11,7$ МПа вязкость карбонизированной воды составляет 1,21 мПа·с). Вязкость воды возрастает с увеличением в ней концентрации CO_2 . При увеличении давления углекислый газ начинает активнее растворяться в воде.

В настоящее время разработан широкий ассортимент отечественных вязкоупругих ПАВ, как компонентов самоотклоняющихся кислотных составов. Высокие конкурентные преимущества разработанных отечественных составов, могут расцениваться как аналоги состава VDA фирмы Шлюмберге. Изученность кинематических показателей разработанных самоотклоняющихся составов для конкретных скважинных условий и детализации технологий воздействия недостаточна. Применимость самоотклоняющихся кислотных составов с конкретными скважинными условиями в низкотемпературных пластах изучено в работах Пестрикова А.В., Мокрушина А.А с соавторами [9]. Авторами работ показаны возможности регулирования проникновения кислотных составов в пористые среды на основе лабораторного имитационного моделирования фильтрационных экспериментов с самоотклоняющимися кислотными составами, изучения кинетики процесса растворения пород и изучения динамики реологии составов.

Применение ВУПАВ позволяет образовывать цилиндрические мицеллы, подобно полимерным цепям, которые способны переплетаться друг с другом, образуя сложную трёхмерную сетку зацеплений (рис. 1). За счёт образования переплетённых мицеллярных структур раствор приобретает вязкоупругие свойства, такие системы, называют вязкоупругими поверхностно-активными веществами (ВУПАВ)

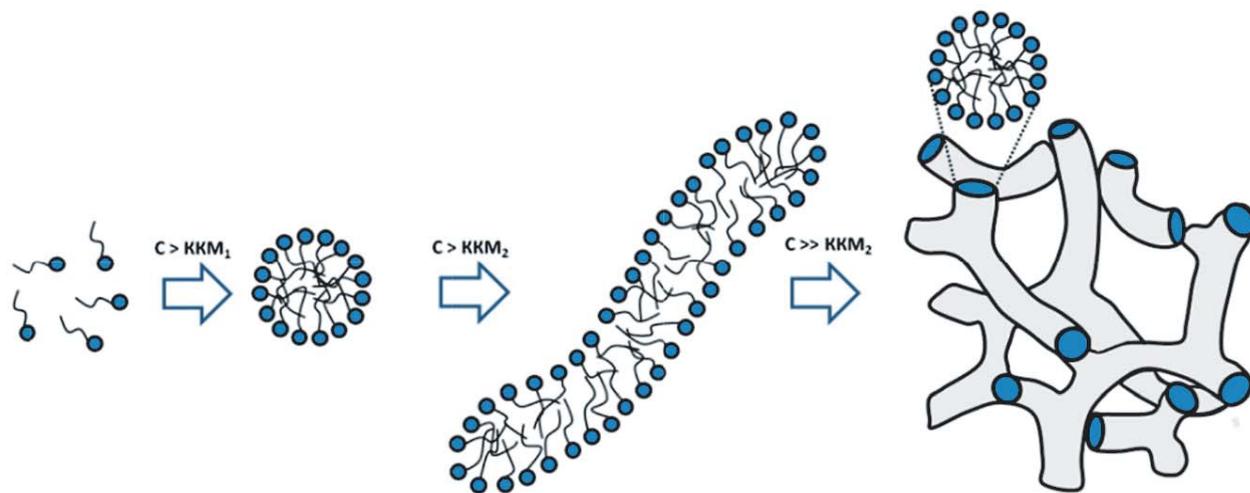


Рис. 1. Формирование вязкоупругой системы из переплетённых цилиндрических мицелл.

Задачами исследования в представленной работе является оценка физико-химических свойств пенокислотных составов и оценка возможности их применимости при использовании системы на основе вязкоупругих ПАВ.

В рамках представленной работы изучались скорости реакции пенокислотных составов с карбонатными пластинами кислотных составов при нейтрализации кислоты.

В качестве базового состава рассматривалась композиция 24% соляной кислоты с добавлением вязкоупругих ПАВ в объёме 25 мл (50 л/м^3) со степенью. Процесс приготовления предусматривал интенсивное перемешивание кислотного состава в верхнеприводной мешалке (рис. 2) в течении 15 минут. Процесс генерации пены предусматривал вспенивание кислотного состава газообразным CO_2 с образованием густой пены.



Рис. 2. Приготовление пенокислотного состава с добавлением ВУПАВ.

В качестве метода исследований скорости химических реакций была использована уникальная установка определения кинетики растворения пород в кислоте «ПИК-ОСГ» путём прямого замера объёма выделяющегося газа в ходе реакции. Реализация измерения скорости реакции кислот с карбонатной породой осуществляется посредством фиксации динамики количества образуемых продуктов реакции. Установка имеет в своём составе реактор и жидкостную систему термостабилизации, позволяющая поддерживать постоянную температуру внутри реактора от $+10$ до $+100^\circ\text{C}$. Измерения температуры осуществляются непосредственно внутри реактора. К реак-

тору подключён проточный холодильник для снижения температуры продуктов реакции и конденсации паров кислоты (рис. 3).



Рис. 3. Установка «ПИК ОСГ» для определения кинетики растворения карбонатных пород по темпу выделения CO_2 .

Процесс исследования предусматривал параллельное изучение периода полураспада пены в установке с учётом и без учёта наличия породы в реакторе, т.е. исследование темпа разрушения пены и темпа разрушения пены с учётом прохождения реакции с породой, а также сравнение скоростей протекания реакции с кислотными и пенокислотными составами.

Характерная кривая выделения углекислого газа при исследовании кинетики растворения породы в пенокислоте представлена на рисунке 4.

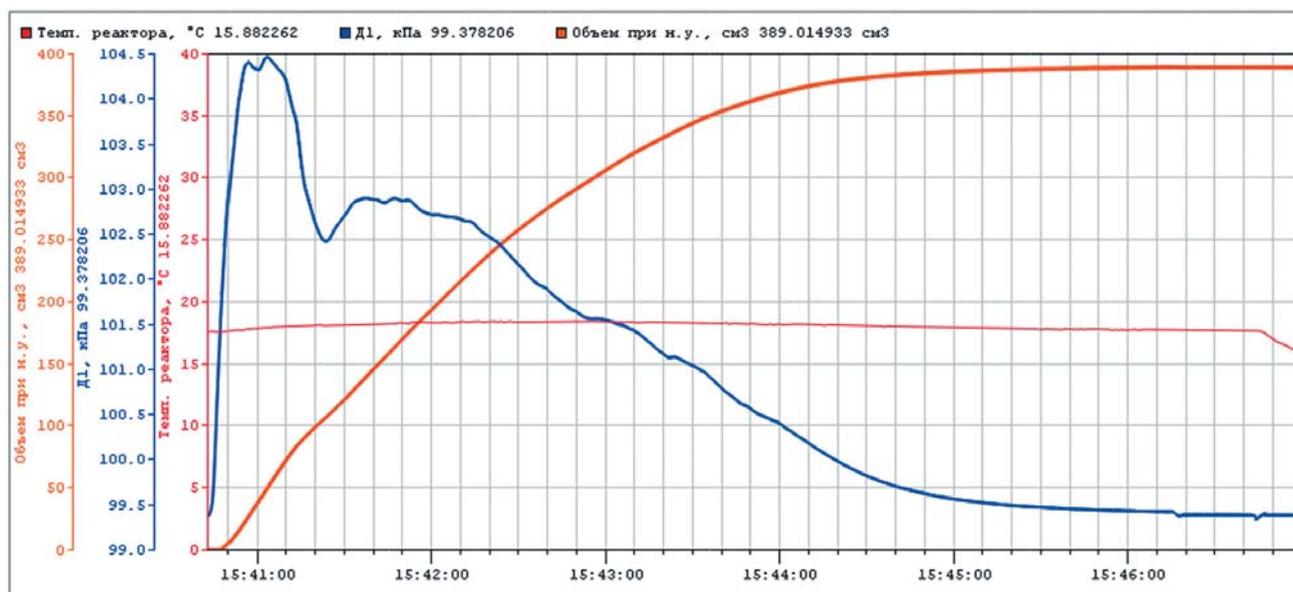


Рис. 4. Характерная динамика выделения углекислого газа при использовании пенокислотного состава.

Для исследования константы скорости реакции была использована СК с различной концентрацией 6%, 12% и 24% и кислота с концентрацией 24% с добавлением ВУПАВ, данные по результатам расчётов констант скорости реакции представлены в таблице 1.

Расчётные константы скорости реакции по результатам интерпретации лабораторных исследований

Концентрация кислоты HCl	Кислотный раствор			Пенокислотный раствор
	6%	12%	24%	24%+ВУПАВ
Константа скорости реакции	0,0031	0,0038	0,0134	0,0023

В результате выполненных исследований по оценке возможности применения пенокислотных составов установлено следующее:

– применение пенокислотных составов с регулируемой реологией при условии работы в пластах с низкими давлениями позволят блокировать высокопроводящие каналы даже при низких давлениях закачки кислотных составов.

– степень нейтрализации и визуальное наблюдение за изменением вязкости композиции в трещине и порах позволят блокировать высокопроводящие каналы уже после поступления в них порции кислоты, тем самым создать гидравлические сопротивления в трещине и увеличить давление закачки кислотного состава и вовлечь участки, в которые поступление кислоты из-за ухода в высокопроводящие каналы было не доступно;

– скорости реакции пенокислотного состава приготовленного на 24% кислотной композиции при прямом контакте с породой сопоставимы со скоростью 6% состава, что даёт предпосылки к прогнозу более глубокого проникновению кислоты;

– использование в качестве агента пеногенерации углекислого газа даёт предпосылки не только замедления скорости реакции, но и прискважинного изменения реологии нефти для обеспечения полного удаления кольматантов с призабойной зоны.

Представленные результаты позволяют более детально подойти к задачам проектирования выполнения кислотных обработок скважин.

Литература

1. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа/К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1977. – 220 с.
2. Anselmetti F.S. Sonic velocity in carbonates – a combined product of depositional lithology and diagenetic alteration / F.S. Anselmetti, G.P. Eberli // *Subsurface Geology of a Prograding Carbonate Platform Margin, Great Bahama Bank: Results of the Bahamas Drilling Project. SEPM Special Publication.* – 2001. – Vol. 70. – P. 193–216.
3. Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks / A. Nur, G. Mavko, J. Dvorkin, D. Gal // *Proc. 65th Ann. Int. Meeting, Soc. Expl. Geophys.* – Tulsa, OK, 1995. – Vol. 878. – P. 878–881.
4. Морозов О.Н., Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин/ Андриянов М.А., Колода А.В., Мухаметшин И.Р., Нухаев М.Т. // *Экспозиция. Нефть. Газ, ноябрь.* – 2017. № 7. – С. 25–29.
5. Маннанов И.И. Известия высших учебных заведений./ Гарипова Л.И. Нефть и газ. 2016. № 4. – С. 72–77
6. Сергеев Б.З. и др. «Использование растворителей перед проведением кислотных обработок скважин», «Нефтепромышленное дело», 1978. № 8. – С. 12–13.
7. Давлетишина Л.Ф. Создание комплексного коллоидно-химического подхода к разработке составов и технологий для кислотных обработок скважин с использованием колтюбинговых установок: дис. доктора.техн. наук: 02.00.11. – Коллоидная химия; 25.00.17. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Москва РГУ нефти и газа им.Губкина, 2021. – 364 с.
8. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – Рипол Классик, 1982.
9. Пестриков А.В., Политов М.Е. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель *Нефтегазовое дело: электронный научный журнал.* 2013. – № 4. – С. 529–562.
10. Мокрушин А.А. Применение самоотклоняющейся системы при проведении большеобъемных кислотных обработок на объектах ОАО «Самаранефтегаз» / А.А. Мокрушин, А.А. Шмидт, А.Н. Солодов // *Сб. науч. тр. – ООО Самара НИПИнефть.* – 2012. – № 2. – С. 169–176.

МЕХАНИЗМ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

Е.А. Марфин, А.А. Абдрашитов, А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин
Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский
научный центр РАН, г. Казань, marfin_ea@mail.ru

Нефтедобывающая отрасль является одной из энергетически затратных и повышение её энергоэффективности является приоритетной задачей. Действительно часто добыча нефти, особенно высоковязкой, требует применения энергетического оборудования и тепловых методов воздействия, для которых необходимо сжигание углеводородного топлива. Это в свою очередь приводит к повышению количества выбросов парниковых газов. Среди многочисленных способов повышения добычи нефти можно выделить волновые методы воздействия на пласт. Такие способы интенсификации внутривластовых процессов за счёт упругих колебаний представляются экологически безопасным и эффективным.

Пионерами в области воздействия упругими волнами на нефтяной пласт являются Duhon R.D. и Campbell J.M., которые в своих исследованиях воздействовали на пористую среду колебаниями ультразвуковой частоты и установили, что такая обработка способствует повышению коэффициента извлечения нефти [1]. Первые промышленные испытания применения акустических методов для обработки нефтяных месторождений в СССР приходятся на вторую половину 60-х годов прошлого века, и одним первым из них был апробирован ультразвуковой метод, основанный на воздействии упругими волнами частотой более 20 кГц [2, 3]. Некоторые результаты подобных промысловых исследований можно найти в наших работах [4, 5]. Другие примеры испытаний различных вариантов волновой технологии можно найти в работах [6-9]. Авторы отмечают, что положительными результатами применения волновых технологий являются увеличение дебита нефти, повышение коэффициента извлечения нефти, снижение обводнённости, улучшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Несмотря на положительные результаты, широкомасштабное внедрение волновых технологий на нефтедобывающих предприятиях отсутствует. Основной причиной такого положения дел видится в недостаточном понимании механизма влияния упругих колебаний на процессы, протекающие в пористых коллекторах, и путей повышения эффективности такого воздействия. Данная работа является попыткой восполнить данный пробел.

На сегодняшний день при воздействии упругими колебаниями в качестве основных рассматриваются такие явления: снижение вязкости нефти; изменение сил натяжения между нефтяной и водяной фазами, а также снижение капиллярного давления в порах; уменьшение асфальто-парафиновых отложений в призабойной зоне; увеличение относительной проницаемости насыщенных коллекторов; ускорение химических реакций. В качестве приоритетных рассмотрим влияние упругих колебаний на вязкость пластовых флюидов и проницаемость пористой среды. Гипотеза, положенная в основу математических моделей, состоит в следующем. При распространении упругих колебаний в жидкой или насыщенной пористой среде происходит затухание волны. Часть этой поглощённой энергии расходуется на изменение вязкости и проницаемости пористой среды. Т.е. в условиях акустического воздействия мы имеем дело с эффективной вязкостью и эффективной проницаемостью.

Влияние упругих колебаний на вязкость. При течении вязкой жидкости по капилляру расход жидкости Q зависит от диаметра капилляра d , перепада давления dp на длине капилляра dx и её вязкости η согласно закону Пуазейля:

$$Q = \frac{\pi d^4 dp}{128 \eta dx} \quad (1)$$

При этом мощность W , затрачиваемая на прокачку жидкости через капилляр, равна произведению расхода Q на перепад давления dp , или:

$$W = \frac{128 \eta dx Q^2}{\pi d^4} \quad (2)$$

Поглощение звука при распространении его в жидкой среде сопровождается уменьшением амплитуды или интенсивности звука. Применительно к нашей задаче мощность поглощённых упругих колебаний в капилляре длиной dx можно оценить как:

$$W_{ac} = \frac{p_{ac}^2}{2 \rho_f c_f} (1 - \exp(-\alpha_f dx)) \frac{\pi d^2}{4} \quad (3)$$

где p_{ac} – амплитуда колебаний, ρ_f – плотность жидкости, c_f – скорость звука в жидкости, α_f – коэффициент поглощения звука в жидкости.

Учитывая, что мощность на прокачку жидкости через капилляр уменьшится на величину (3), в пределе $dx \rightarrow 0$ можно говорить о значении эффективной вязкости при акустическом воздействии:

$$\eta_{ac} = \eta_0 \left(1 - \frac{\pi^2 d^6 \alpha_f p_{ac}^2}{1024 \rho_f c_f \eta_0 Q^2} \right) \quad (4)$$

Анализируя формулу (4) можно утверждать, вязкость жидкости будет снижаться при увеличении амплитуды колебаний и при уменьшении скорости жидкости через капилляр (рис. 1). Чем больше начальное значение вязкости, тем больше снизится вязкость при прочих равных условиях.

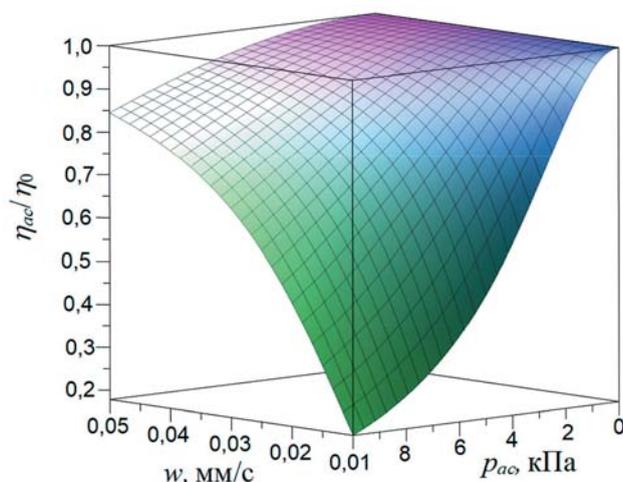


Рис. 1. Зависимость относительной эффективной вязкости жидкости от скорости течения в капилляре и амплитуды колебаний.

Влияние упругих колебаний на проницаемость. О динамической проницаемости сообщалось более 30 лет назад. В работе [10] представлена теория динамической проницаемости в флюидонасыщенных пористых средах. Авторы рассматривали реакцию ньютоновской жидкости, насыщающей поровое пространство жёсткой изотропной пористой среды, на бесконечно малый колебательный градиент давления в образце. Выведенная ими аналитически функция проницаемости от частоты имеет вид:

$$\tilde{k}(\omega) = \frac{k_0}{\left(1 - \frac{4i\alpha_\infty^2 k_0^2 \rho_f \omega}{\eta \Lambda^2 \phi^2}\right)^{\frac{1}{2}} - \frac{i\alpha_\infty k_0 \rho_f \omega}{\eta \phi}} \quad (5)$$

где k_0 – проницаемость в отсутствии возмущений, мкм²; α_∞ – извилистость поровых каналов; ρ_f – плотность флюида, кг/м³; ϕ – пористость, д.ед.; η – вязкость флюида, Па·с, Λ – отношение объёма пор к площади поверхности зерен, м. Хотя зависимость (5) представлена в комплексном виде, практическое значение имеет её действительная часть $\text{Re}(kD(\omega))$. Мы оценили влияние частоты возмущений и начальной проницаемости на изменение динамической проницаемости. На рис. 2 представлена зависимость действительной части $\text{Re}(kD(\omega))$ в графическом виде для среды пористостью 15%.

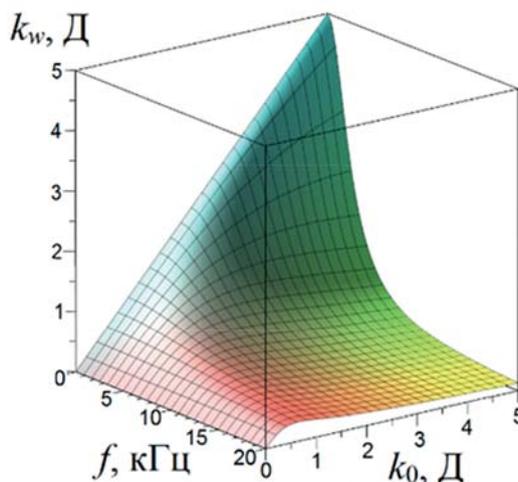


Рис. 2. Зависимость динамической проницаемости k_w от частоты акустического воздействия f и начальной проницаемости k_0 .

Из зависимости видно, что для низкопроницаемых пористых сред влияние возмущений слабое. Однако, при больших значениях начальной проницаемости $k_0 > 1$ Дарси с увеличением частоты возмущений значение динамической проницаемости резко снижается. Таким образом, согласно теории динамической проницаемости [10] малые возмущения приводят к снижению проницаемости для высокопроницаемых пористых сред. К сожалению, дан-

ная теория не объясняет увеличение проницаемости при колебаниях большой амплитуды, которое наблюдается в многочисленных лабораторных и промышленных исследованиях. Очевидно, что при больших амплитудах имеют место нелинейные процессы, а уравнение (2) соответствует линейной ситуации. Для учёта явления повышения проницаемости в работе [11] предложено использовать в уравнении (2) дополнительный коэффициент, учитывающий степень очистки порового пространства от отложений. Такой подход позволил автору разработать методику прогнозирования изменения дебита добывающих скважин терригенных пластов.

Следуя представленной выше гипотезы, рассмотрим влияние упругих колебаний на проницаемость пористой среды. Итак, согласно закону Дарси, объёмный расход через площадь единичного сечения пористой среды пропорционален коэффициенту проницаемости k_0 , градиенту давления и обратно пропорционален коэффициенту вязкости флюида η_0 :

$$Q = \frac{k_0}{\eta_0} \frac{dp}{dx} \quad (6)$$

Соответственно, мощность, затрачиваемая на прокачку жидкости через пористую среду равна произведению объёмного расхода Q на перепад давления dp . В условиях акустического воздействия мощность поглощенных упругих колебаний равна аналогично уравнению (3):

$$W_{ac} = \frac{P_{ac}^2}{2\rho c} (1 - \exp(-\alpha dx)) \quad (7)$$

где ρ , c и α – соответственно плотность, скорость звука и коэффициент поглощения звука в насыщенной пористой среде. Аналогично подхода к течению в капилляре, при акустическом воздействии мощность на прокачку жидкости через пористую среду уменьшится на величину (7), и в пределе $dx \rightarrow 0$ с учётом уравнения (4) можно говорить о значении эффективной проницаемости при акустическом воздействии:

$$k_{ac} = k_0 \left(1 - \frac{\pi^2 d^6 \alpha_f}{1024 \rho_f c_f \eta_0} \frac{P_{ac}^2}{Q^2} \right) \left(1 + \frac{k_0 \alpha}{2 \eta_0 \rho c} \frac{P_{ac}^2}{Q^2} \right) \quad (8)$$

Анализ полученного выражения для эффективной проницаемости пористой среды при акустическом воздействии свидетельствует о двух тенденциях. Во-первых, при акустическом воздействии проницаемость снижается пропорционально уменьшению вязкости флюида. Во-вторых, происходит увеличение тем больше, чем выше амплитуда колебаний и ниже объёмный расход жидкости. Частота колебаний учитывается в уравнении (8) через коэффициенты затухания α и α_f . На рис. 3 представлен пример зависимости проницаемости от частоты колебаний и амплитуды колебаний для некоторых начальных условий.

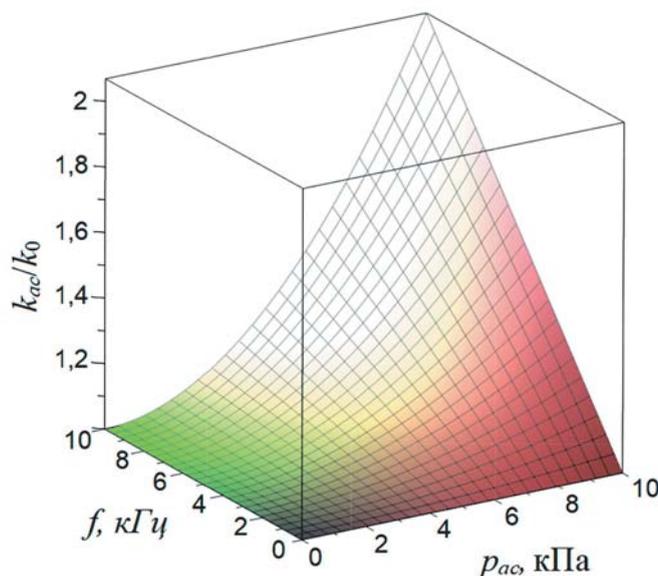


Рис. 3. Зависимость относительной эффективной проницаемости от частоты и амплитуды акустического воздействия.

Построенный график демонстрирует линейную зависимость относительной эффективной проницаемости от частоты колебаний акустического воздействия при фиксированной амплитуде колебаний. Характер зависимости проницаемости от амплитуды носит квадратичный характер, причём выше частота колебаний тем сильнее быстрее увеличивается проницаемость.

Таким образом, полученные аналитические зависимости вязкости (4) и проницаемости (8) не подразумевают структурные изменения в самой жидкости или пористой среде, как обычно интерпретируют многие исследователи результаты лабораторных исследований, но отражают изменения, обусловленные массопереносом в условиях

акустического воздействия. Полученные результаты, конечно, требуют экспериментального подтверждения, но тем не менее позволяют оценить перспективы и возможности оптимизации режима акустического воздействия на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти.

* Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 22-29-01174, <https://rscf.ru/project/22-29-01174/>.

Литература

1. *Duhon R.D., Campbell J.M.* The effect of ultrasonic energy on flow through porous media //SPE Eastern Regional Meeting, 1965. – Paper SPE-1316-MS.DOI:10.2523/1316-ms.
2. *Hamida T., Babadagli T.* Displacement of oil by different interfacial tension fluids under ultrasonic waves. *Colloids Surf. A Physicochem. Eng. Asp.* – 2008. – V. 316 (1-3). – P. 176–189. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2007.09.012.
3. *Gataullin R.N., Kadyirov A.I.* Intensifying oil extraction by wave action methods on productive layers //SOCAR Proc.– 2020. – V. 2.– P. 78–90.DOI: 10.5510/OGP20200200434.
4. *Marfin E.A., Kravtsov Y.I., Abdrashitov A.A., Gataullin R.N., Galimzyanova A.R.* Elastic-wave effect on oil production by in situ combustion: field results // *Pet. Sci. Technol.* – 2015. – V. 33 (15–16). – P. 1526–1532.DOI: 10.1080/10916466.2015.1037923.
5. *Marfin E.A., Gataullin R.N., Abdrashitov A.A.* Acoustic stimulation of oil production by a downhole emitter based on a jet-driven Helmholtz oscillator // *J. Petrol. Sci. Eng.* – 2022. – V. 215. Part B. – 110705. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110705.
6. *Abdukamalov O.A., Serebryakova L.N., Tastemirov A.R.* Experience of shock action for bottomhole zone treatment of injection wells in the fields of Western Kazakhstan //SOCAR Proc. – 2017. – V. 1 (29). – P. 62–69. DOI: 10.5510/OGP20170100307.
7. *Abramov V.O., Mullakaev M.S., Abramova A.V., Esipov I.B., Mason T.J.* Ultrasonic technology for enhanced oil recovery from failing oil wells and the equipment for its implementation //Ultrason. Sonochem. – 2013. – V. 20 (5). – P. 1289–1295.DOI: 10.1016/j.ultsonch.2013.03.004.
8. *Mullakaev M.S., Abramov V.O., Abramova A.V.* Ultrasonic piezoceramic module and technology for stimulating low-productivity wells // *J. Petrol. Sci. Eng.* – 2017. – V. 158. – P. 529–534.DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.067.
9. *Wang Z., Fang R., Guo H.* Advances in ultrasonic production units for enhanced oil recovery in China //Ultrason. Sonochem. – 2020. – V. 60. – 104791. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2019.104791.
10. *Johnson D.L., Koplik J., Dashen R.* Theory of dynamic permeability and tortuosity in fluid-saturated porous media // *J. Fluid Mechan.* – 1987. – V. 176. – P. 379–402. DOI: 10.1017/S0022112087000727.
11. *Riabokon E.P.* Methodology for forecasting the oil rate change while elastic wave propagation in the near-wellbore zone of clastic reservoirs // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* – 2020. – № 6. – P. 76–78. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-6-76-79.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ РИФОГЕННЫХ ПОДНЯТИЙ В СРЕДНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Р.А. Мударисова, Р.Г. Лукьянова, Б.В. Успенский

Казанский федеральный университет, rayshania@mail.ru

На территории Волго-Камского региона биогермы в нижнеказанских отложениях характеризуются небольшими размерами, сложным строением коллекторов и дискретным распространением. Малая глубинность расположения ловушек, небольшие размеры и сложности строения затрудняют процесс их поисков традиционной сейсморазведкой. Процессы миграции и эволюции биогермов в основном контролируются изменением палеогеоморфологии и уровня моря. В результате формируются мелкие многорядные и многопериодные органогенные постройки. На основе применения новой методологии возможна идентификация распределения среднепермских биогермов на территории Волго-Камского региона.

Горское месторождение сверхвязкой нефти (СВН), являющееся примером биогермной структуры с узким диапазоном промышленных скоплений, расположено в современном структурном плане в краевой части северо-восточного борта Мелекесской впадины, на границе Республики Татарстан и Самарской области. Основными продуктивными отложениями являются реликтивно-органогенные и оолитовые известковистые доломиты, приуроченные к камышлинскому горизонту казанского яруса, с глубинами залегания отложений 260–300 метров. Петрографические исследования свидетельствуют о преобразованности пород и о начальных этапах разрушения ловушки. Породы казанского яруса несогласно залегают на отложениях сакмарского яруса, кровля которого неравномерно эродирована.

Развитие различных типов локальных поднятий и их систем тесно связано с историей палеотектонического развития и последующей перестройкой крупных тектонических элементов. Значительные изменения как в процессе осадконакопления, так и в структуре кристаллического фундамента и осадочного чехла произошли на изучаемой территории в фаменско-турнейское время в связи с развитием Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Поскольку некомпенсированные прогибы Камско-Кинельской системы сформировались в результате взаимодействия тектонических и седиментационных процессов, то, в зависимости от палеоглубин погружения осевых и бортовых зон прогибов, им присуща чёткая структурно-фациальная зональность осадочных образований. Многочисленными теоретическими исследованиями [1], а также данными глубокого бурения доказана генетическая и пространственная связь между развитием некомпенсированных прогибов и рифогенных сооружений. По мнению С.С. Эллерна: «Миграция глубоководных (некомпенсированных) прогибов из подвижной области на платформу создаёт предпосылку для смещения зон рифостроительства. Процесс этот длительный и может приводить к развитию на платформах некомпенсированных прогибов и обрамляющих их органогенных построек» [2].

Формирование Горской ловушки, приуроченной к внешним бортовым частям Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы (рис. 1), а также Бугурусланского пермского некомпенсированного прогиба [3], обусловлено палеотектоническими и палеоклиматическими условиями, а также глубинами морского бассейна в позднедевонское и раннепермское время.

Образование Бугурусланского некомпенсированного прогиба, почти меридионального простираения в южной части и северо-западного в северной части своего распространения, определило соответствующее простираение фациальных зон, выразившееся в конечном итоге в возникновении в бассейне седиментации в казанское время различных структурно-фациальных зон, секущих различные структурные элементы современного плана. В пределах Восточно-Европейской платформы область действия пермского некомпенсированного прогиба сужена рейками (рамками) более древнего и территориально захватывающего большую площадь платформы некомпенсированного прогиба позднедевонско-раннекаменноугольного времени формирования [4].

Раннеказанский Бугурусланский прогиб, наряду с образованием структурно-фациальных зон, соответствующих времени формирования прогиба, способствовал возникновению компенсационного поднятия, приуроченного в основном к территории Волго-Камского региона и расположившегося в нефтегазоносной части платформы, что стало благоприятной зоной для образования мелководных морских отложений, имеющих цикличное строение [5] и поэтому обладающих условиями формирования природных резервуаров и ловушек, к которым и приурочены основные скопления природных битумов [6].

Эволюция рифообразования во времени и в пространстве подчиняется единому историко-геологическому процессу, связана с направленным развитием осадочно-породного бассейна и является периодической в течение по крайней мере одного тектонического цикла [2], в нашем случае герцинского.

Проведённые авторами палеотектонические реконструкции в комплексе с исследованиями вещественного состава на примере Горского месторождения СВН позволили сделать вывод о рифогенном генезисе ловушки и об унаследованном развитии биогерма, начиная с позднедевонского до позднепермского времени. Карбонатные рифогенные ядра верхнего девона, приуроченные к внешней бортовой зоне Усть-Черемшанского прогиба ККСП (рис. 1), явились основанием для образования органогенных построек в вышележащих отложениях, в том числе и в казанских отложениях [7]. Для Горской структуры отмечается закономерное смещение разновозрастных биогермов в разных горизонтах вверх по разрезу в северо-восточном направлении (рис. 2).

Основными методами подготовки структур к глубокому бурению, как известно, являются структурное бурение и сейсморазведка. Восточная часть Татарстана была покрыта сетью структурных скважин ещё во второй

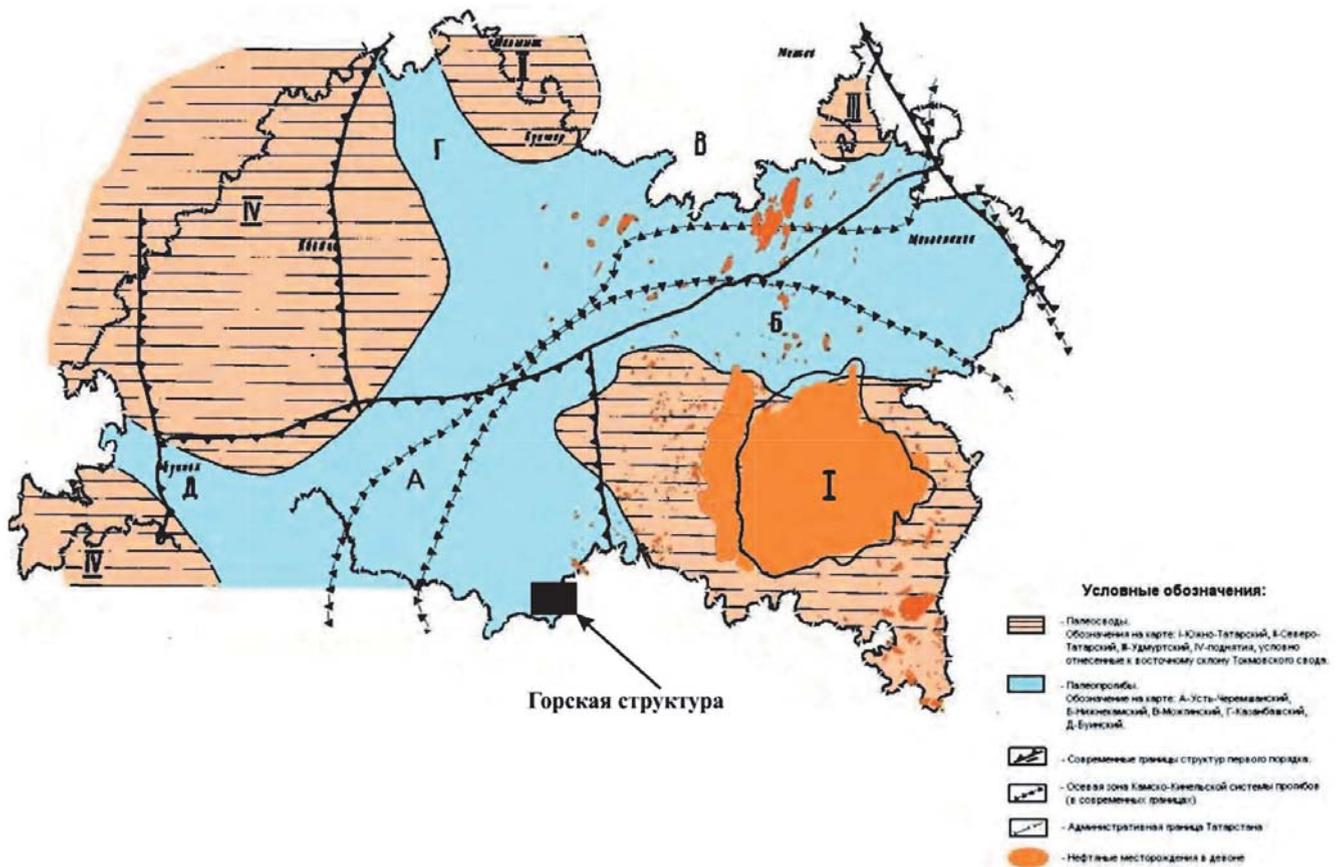


Рис. 1. Схема палеотектоники Татарстана в раннефаменское время по И.А. Антропову.

половине прошлого века. Поиск ловушек структурным бурением основан на принципе геологической унаследованности структурных планов, когда картирование верхнего отражающего горизонта позволяло выявлять крупные структуры в девоне и карбоне, а смещение сводов структур, в силу больших размеров ловушек не приводило к отрицательным результатам глубокого бурения.

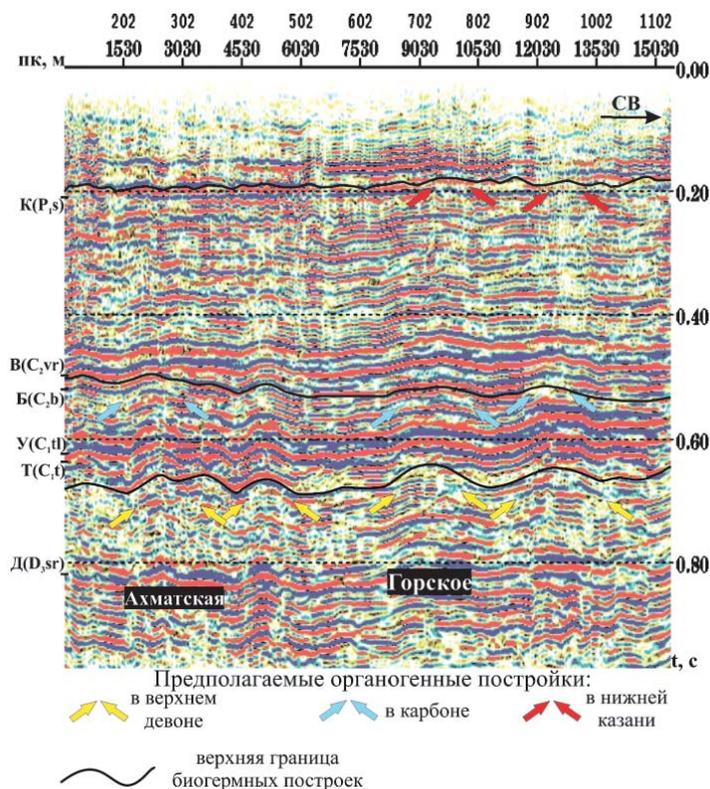


Рис. 2. Отображение Горского поднятия в волновом поле по временному разрезу 044679.

При опоисковании более мелких структур определяющими оказывались следующие факторы: довольно редкая сеть структурных скважин, а также величина смещения сводов с глубиной, соизмеримая или большая, чем размеры ловушек, которые существенно снижали эффективность их поисков. В связи с этим, значимость структурного бурения, как метода подготовки структур к глубокому бурению в регионах с высокой опоискованностью недр резко снижается. Однако сложно переоценить роль структурного бурения для выделения площадей и объектов, перспективных на нефть и газ на региональном этапе геологоразведочных работ и выявления скоплений СВН в верхней части разреза осадочного чехла.

Так как основной целью сейсморазведочных исследований является изучение геологического строения поверхности кристаллического фундамента, глубинных горизонтов осадочного чехла и подготовка объектов для глубокого бурения, то выявление среднепермских ловушек, в силу их малой глубины и небольших размеров и сложного строения вызывает некоторые затруднения.

Как известно, биогермные тела являются одними из лучших ловушек для углеводородов. Рифовые ловушки обладают оптимальной геометрией: это горизонтальное или наклонное положение нижней поверхности и выпуклая форма кровли, с крутыми гребнями рифа. Также рифовые тела характеризуются высокими первичными фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС) и являются структуро-формирующими поднятиями для верхних горизонтов, где образуют положительные структуры облекания.

При изучении биогермов в краевых частях платформы формации Чансин также установлено, что при снижении уровня моря, рифообразующие организмы активно росли в направлении морского бассейна с наиболее благоприятными условиями, при подъёме уровня моря – по направлению к суше, т.е. к краю платформы, чтобы избежать «утопления» [8]. Аналогичная ситуация наблюдается и в пределах изучаемой территории.

Современный уровень развития сейсморазведочных исследований в модификациях МОГТ 2D и МОГТ 3D позволяет достоверно картировать биогермы, развитые как в верхнедевонских и нижнекаменноугольных, так и в среднекаменноугольных отложениях. Кроме того, региональное распространение бортовых структурно-фациальных зон ККСП и связанных с ними ареалов развития органогенных построек при достаточно высокой степени изученности территории Татарстана сейсморазведкой позволяет выделять их на сеймопрофилях, а в случаях, когда они не выделяются в верхней части осадочного чехла, предполагать их развитие (рис. 2), основываясь на выявленных авторами закономерностях развития биогермов.

Так как верхняя часть разреза, благодаря существующей сети структурных скважин, хорошо изучена данными ГИС и лабораторными исследованиями керна, она является объектом, благоприятным для изучения высокоточной гравиразведкой. Результативность гравиметрического метода при прогнозировании структур во многом зависит от наличия априорной информации о плотностных особенностях пород, являющейся физико-геологической основой интерпретации аномального гравитационного поля [9]. Очевидно, что плотностные характеристики органогенных структур с хорошими ФЕС и вмещающих пород казанского яруса, сложенных плотными карбонатно-глинистыми разностями и перекрытые песчано-глинистыми породами с прослоями карбонатов и сульфатов, значительно отличаются. Поэтому, гравитационные аномалии, создаваемые подобными структурами, могут являться поисковыми признаками скопления битумов [9].

Для уточнения местоположения объектов в пермских отложениях необходимо комплексировать данные сейсморазведочных исследований с результатами структурного бурения и высокоточной гравиразведки, а также с другими малоглубинными методами и учитывать направление смещения биогермов в региональном плане.

Органогенные постройки отделяют глубоководную область от шельфа, и в процессе повышения уровня моря будут мигрировать в сторону бортовой части некомпенсированного прогиба, при понижении уровня – в сторону осевой части. Таким образом, биогермы, выявленные в верхнедевонских отложениях, могут служить поисковым признаком для установления органогенных ловушек в среднепермских отложениях, для опоискования которых необходимо учитывать миграцию биогермов вверх по разрезу. Прогноз ловушек СВН раннеказанского возраста с использованием данной методики позволит расширить ресурсную базу Волго-Камского региона.

Литература

1. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И., Митрейкин Ю.Б., Мкртчян О.М., Натров Г.В. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов // Москва: Изд-во «Недра». – 1965. – 214 с.
2. Эллерн С.С. О периодичности рифообразования и распространении рифовых образований в осадочно-породных бассейнах платформ // в сборнике «Осадочные бассейны и их нефтегазоносность». – Москва: Изд-во Наука. – 1983. – С. 94–104.
3. Успенский Б.В., Валева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. – Казань: Изд-во ПФ «ГАРТ». – 2008. – 347 с.
4. Грачевский М.М. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа // Москва: Недрa. – 1976. 234 с.
5. Эллерн С.С. Условия образования палеогеоморфологических ловушек нефти и газа в верхнепермских отложениях Волго-Уральской области // Труды ВНИГНИ, Москва. – 1980. – Вып. 216: Палеогеоморфологические методы в нефтяной геологии. – С. 38–44.

6. *Игнатьев В.И.* Формирование Волго-Уральской антиклизы в пермский период / Казань: Изд-во Казанского государственного университета. – 1976. – 256 с.

7. *Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г., Успенский Б.В.* Палеотектонические реконструкции условий формирования Горского месторождения сверхвязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – № 6 – 2021. – С. 27–31.

8. *Qi Ran, Xiayan Tao, Changhai Xu, Lianjin Zhang, Tianjun Huang, Shumin Liu, Kongyun Ding, Baiyu Pu.* Fine description of ramp-type small bioherms and breakthrough of «two bioherms in one well» in high-yield gas wells: A case study of the Changxing Formation small bioherm group in the eastern Sichuan Basin – Natural Gas Industry B, Volume 8, Issue 4, 2021, Pages 384-392 (doi.org/10.1016/j.ngib.2021.07.009).

9. *Слепак З.М.* Планета Земля. Строение и энергетика планеты. Нефтяная геология, геофизика, экология. Зелёные технологии: монография / Казань: Издательство Казанского университета. – 2022. – 177 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ МЕТОДИКИ ПО ПОИСКАМ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРСКИХ И ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ АРАЛЬСКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (РЕСПУБЛИКА КАРАКАЛПАКСТАН)

А.У. Назаров¹, Т.М. Турсунова¹, М.Х. Искандаров¹, Ю.Л. Салайдинова¹, Ш.А. Умаров²

¹ООО «Geo Research and Development Company» РУзТашкент,

E-mail: manholiskandarov@gmail.com

²ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений»

РУз., г. Ташкент

В мире особое внимание уделяется изучению структурных планов и вещественного состава погребённых подчехольных комплексов с картированием региональных элементов, глубинных разломов, многоуровневых регматических систем, наклонных и сдвиговых разрывных нарушений, зон повышенной трещиноватости и др. Для решения этих задач проводятся различные исследования, в том числе: численное моделирование горизонтальных механических напряжений с использованием данных полевых геофизических наблюдений и материалов бурения глубоких скважин, определение геодинамических закономерностей горизонтальных перемещений отдельных блоков земной коры, обоснование роли неоген-четвертичного геодинамического режима в формировании структурных планов палеозойского комплекса и нижних горизонтов осадочного чехла, особенностей формирования нефтегазоносных формаций, что является актуальной проблемой [2, 4, 5, 6, 7, 8, 9].

В данной статье предлагается инновационная методика по поискам залежей в палеозойских отложениях, которая основывается на определении новых структур в палеозойских и юрских отложениях без затрат на параметрическое, разведочное и поисковое бурение. Для этого мы должны выделить в данном регионе самую глубокую пробуренную скважину и изучить каротажные диаграммы, в которых произведено вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) и выполнена стратиграфическая разбивка. В данных каротажных диаграммах должны выделить продуктивные базальные песчаные горизонты (Акчалакский, Бердахский и Куаныш-3) [1, 3, 10]. Данные каротажные диаграммы с выделенным продуктивным песчаным горизонтом необходимо сопоставить с каротажными диаграммами скважин изучаемых месторождений, не достигших глубины песчаных горизонтов (рис. 1). Корреляция демонстрирует насколько приподняты или же насколько опущены продуктивные горизонты, которые были выделены. По кровле найденной истинной глубины базальных песчаных горизонтов строится структурная карта для уточнения самой структуры (см. рис. 2). От кровли приподнятых продуктивных горизонтов отнимается альтитуда изучаемой скважины и мощность выделенного продуктивного горизонта, чтобы найти истинную глубину продуктивных базальных песчаных горизонтов – второй тип, по которым тоже строится структурная карта (см. рис. 3).

Построенные структурные карты дают возможность наблюдать поверхность площадей, азимут направления, сечение тектонических нарушений, в каком структурном плане залегают отложения нижней юры месторождения Западный Арал. По данным структурных построений можно сделать вывод, о том, что сводовые части всех построенных структурных карт друг с другом не сходятся. Это говорит о том, что все структуры (отложения) залегают неконформно.

Месторождение Западный Арал расположено в административном отношении на узбекской части современной акватории Аральского моря и относится к Муйнакскому району Республики Каракалпакстан, входящей в состав Республики Узбекистан.

На структуре Зап. Арал была заложена глубокая поисковая скважина № 1, с глубиной 3500 м сводовой части структуры, с целью поиска залежей углеводородов в отложениях юрского комплекса, изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса с проектным горизонтом верхнепалеозойских отложений.

Структура Западный Арал расположена на западной периферии поднятия острова Возрождения, в пределах протяженного структурного носа преимущественно северо-западного простирания.

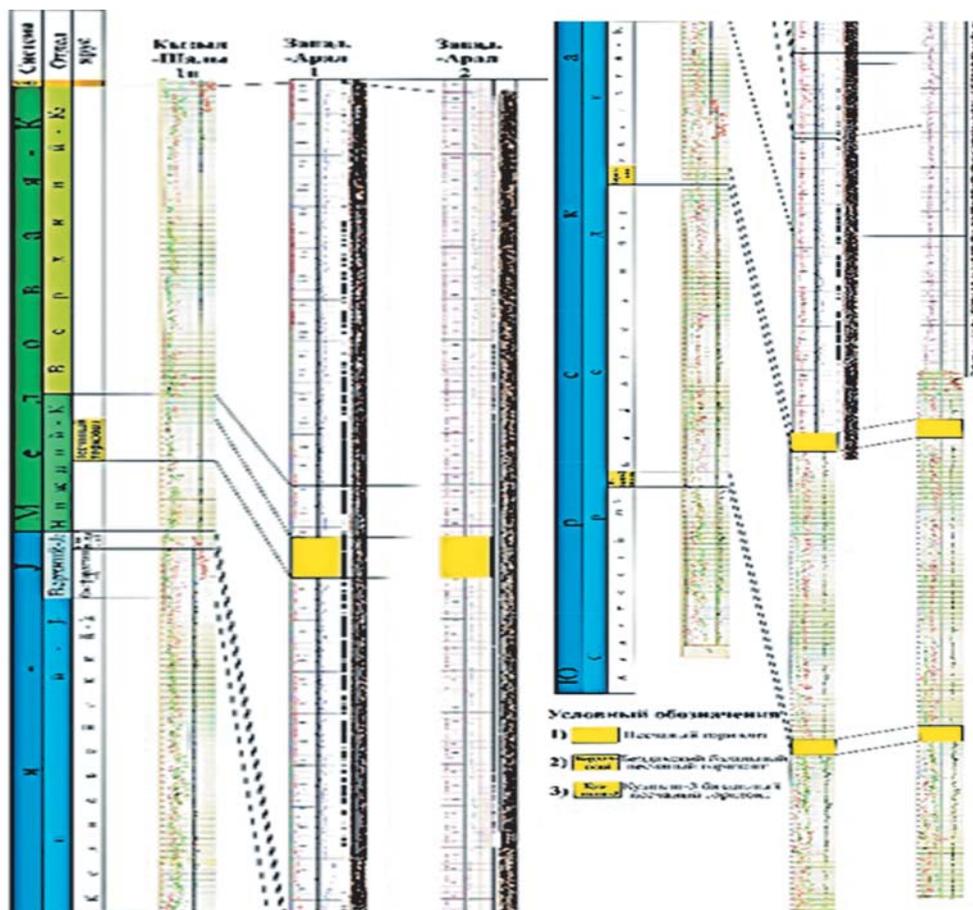


Рис. 1. Схема корреляции скважины № 1, 2 Зап. Арал, соскв. № 1п Кызыл-Шалы для определения продуктивных горизонтов в меловых и юрских отложениях. (Составил М.Х. Искандаров, 2022 г.)

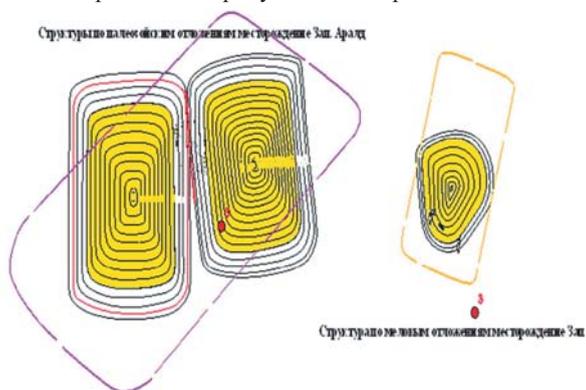


Рис. 2. Структуры по палеозойским и меловым отложениям месторождения Зап.Арал.
Составил М.Х. Искандаров, 2022 г.



Рис. 3. Структуры по меловым, средне-нижнеюрским и верхнеюрским отложениям.
Составил М.Х. Искандаров, 2022 г.

По кровле верхней юры (J3k-o) структура представлена слабо вытянутой в северо-западном направлении складкой. По замыкающей изогипсе – 2140 м амплитуда структуры составляет 40 м, размеры по осям 6,6x5,3 км, площадь 26,4 км².

По кровле батских отложений средней юры (J2bt) морфология структуры сохраняется. По замыкающей изогипсе – 2640 м амплитуда складки 60 м, площадь поднятия немного уменьшается и составляет 25,91 км², размеры – 6,7x5,0 км. Северное крыло структуры осложнено малоамплитудным разломом, прослеживающимся и по нижележащим горизонтам.

По кровле аален-байосских отложений средней юры (J2a-b) структура замыкается по изогипсе – 2900 м, амплитуда складки 100 м, площадь поднятия 31,6 км², размеры 6,8x6,8 км.

По кровле тоарских отложений нижней юры (J1t) структура замыкается по изогипсе – 3220 м, амплитуда складки 100 м, площадь поднятия 30,64 км², размеры 8,5x5,1 км.

По поверхности доюрского комплекса (Jbot) по оконтуривающей изогипсе – 3320 м амплитуда складки 120 м, размеры 7,3x4,7 км, площадь 18,84 км².

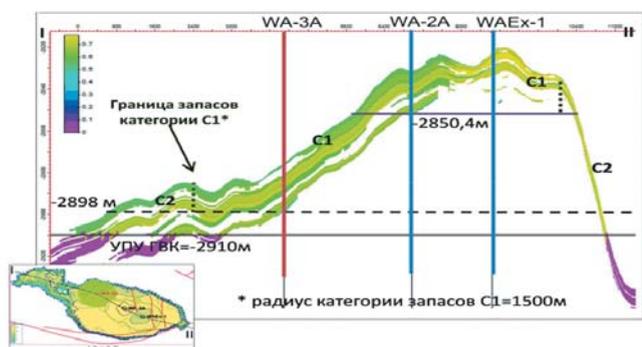
Перспективные ресурсы по категории C3 по газу и конденсату оценивались по аналогии с месторождениями Акчалак и Урга составили:

- газа сырого/сухого – 35,844 / 35,255 млрд м³;
- конденсата геол./извл. – 2 854 / 2 145 тыс.т.

В 2013–2014 гг. сейсморазведочной партией BGP Inc. CNPC № 9941/2013–2014 в пределах месторождения Западный Арал и прилегающих перспективных объектов не антиклинального типа были выполнены поисково-детальные сейсморазведочные работы по технологии 3D, целью которых являлось детальное изучение геологического строения, подготовка перспективных площадей к глубокому поисково-разведочному бурению, а также получение кондиционного сейсмического материала, который должен обеспечить построение трёхмерной сейсмо-геологической модели месторождения Западный Арал. На месторождении Западный Арал пробурены две поисково-разведочные скважины: № 1 и № 2. Скважина № 1 является первооткрывательницей данного месторождения.

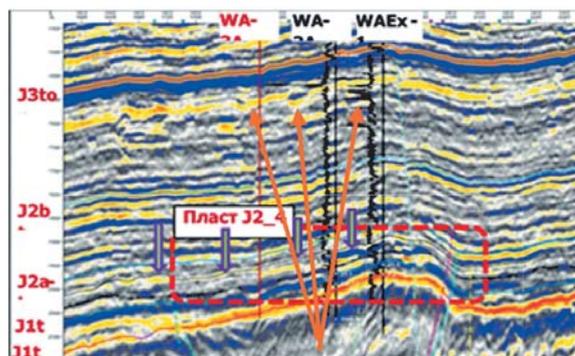
В оперативном подсчёте запасов 2010 года подсчётными объектами явились 5 газонасыщенных пластов, выделенных в поисковой скважине WAEx-1 по комплексу ГИС. В разведочной скважине WA-2A были вскрыты все 5 указанных подсчётных пластов. При испытании карбонатных коллекторов киммеридж-титонского возраста верхней юры в интервале 2084–2099 м, 2104–2107 м был получен приток нефти, в связи с чем в данном оперативном подсчёте запасов впервые для Устьюртского региона произведена оценка запасов нефти по данному пласту (J₃⁶).

Таким образом, подсчётными объектами явились три газонасыщенных пласта-коллектора в отложениях средней юры и один нефтенасыщенный пласт-коллектор в отложениях верхней юры. По этим пластам составлены структурные карты, карты эффективных газонасыщенных толщин, геологические профили и др. документы, в совокупности, характеризующие его геологическое строение, газо- и нефтеносность. Но по результатам интерпретации сейсмических данных было обнаружено, что скважины № 1, 2 Западный Арал не попали в свод структуры. На рисунках 5 и 6 можно увидеть геологический профиль и сейсмический разрез по линии скважин (пласта J₂⁴) (см. рис. 5, 6). Смещение свода структуры по скважинам № 1, 2 Западный Арал обнаружено в процессе составления структурных карт по продуктивным песчаным горизонтам Бердах и Куаныш-3 (см. рис. 2, 3, 4). По седьмой скважине Западный Арал свод структуры смещён на 1050 м восток, северо-восток по юрским и 2650 м по палеозойским отложениям. По восьмой скважине Западный Арал по палеозойским отложениям структура составляет 4,6 x 3,5 км с амплитудой 190 м, структура клинообразная, проектная глубина 4500 м, проектный горизонт – палеозой. По восьмой скважине Западный Арал свод структуры смещён на 1030 м западнее, юго-запад от второй скважины и на 2050 м юго-запад, западнее от первой скважины по палеозойским отложениям.



свод структуры

Рис. 4. Геологический профиль по линии скважин №№ 3-2-1 (пласта J₂₄).



свод структуры

Рис. 5. Сейсмический разрез по линии скважин №№ 3-2-1.

Кроме того, в пределах месторождения Западный Арал по разработанной инновационной методике, выявлена новая структура по меловым отложениям, которая ярко выделяется на 2D временном разрезе по профилю 190801 и по профилю 170801 и по 3DInLine 1412, CrLine 1855. Размер структуры по мелу 2,8x2,6 км, амплитуда 140 м, структура клинообразная, бурить надо до глубины 1500 м. Расстояние от скв. № 1 составляет 1557 м северо-запад, северный и от скв. № 2 1158 м северо-восток, восточнее.

Таким образом, установлено, что на месторождении Западный Арал по данным скв. №№ 1, 2 выделяются два купола структуры по палеозойским и юрским отложениям, которые конформно залегают друг относительно друга. Глубина залегания между юрскими и палеозойскими структурами составляет 1160–1170 м. Рекомендуется заложение разведочных скважин №№ 7, 8 глубиной 4500 м на палеозой. По меловым отложениям тоже выявлена новая структура, которая неконформно залегают на нижне-средне и верхне юрских отложениях. Структура клинообразная, проектная глубина 1500 м на верхний мел.

Выбранная методика бурения позволяет экономить затраты на бурильные трубы, рабочие силы и, соответственно, топливно-энергетические и горюче-смазочные материалы. Кроме того, строгое выполнение методики бурения в структурах мела и палеозойских отложениях приведёт к тому, что подсчитанные ресурсы по C₃ в структурах мела и палеозойских отложениях увеличатся в 3–5 раз.

Литература

1. Абидов А.А., Абдуллаев Г.С., Миркамалов Х.Х., Юлдашев Ж.Ю., Искандаров М.Х., Худайбергенов Б.И. К проблеме биостратиграфии юрских отложений Арало-Устюртского региона // Журнал нефти и газа Узбекистана. – 2004. – № 4. – С. 10–12.
2. Абдуллаев Г.С., Юлдашев Ж.Ю., Искандаров М.Х., Худайбергенов Б.И. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Арало-Устюртского региона // VI Международной научно-практической конференция. – Уфа, 2006. – С. 238–241.
3. Абдуллаев Г.С., Искандаров М.Х., Ишназаров Р.И., Девятков Р.Р. «Усиление геолого-разведочных работ по поискам залежей углеводородов в юрских и палеозойских отложениях центральной части Куаныш – Коскалинского вала» Узбекистон, Нефтва. Газ. Журнали – 2017. – № 3. – С. 20–25.
4. Далимов Т.Н., Троицкий В.И. Эволюционная геология. – Ташкент, 2005. – 584 с.
5. Искандаров М.Х. Разломно-блоковая модель строения Акчалакской группы месторождений // Geologiyva Mineral Resurslar. – 2020. – № 1. – С. 69–75.
6. Искандаров М.Х. Разломно-блоковая модель строения Шенгенской структуры Тахтакаирского вала по анализам и результатам интерпретации данных сейсморазведки и бурения (Республика Каракалпакистан) // Нефтегазовая геология, Теория и Практика. Санкт-Петербург. – 2020. – № 4. Том 15. – С. 14–17.
7. Искандаров М.Х. Разработка методики по поискам залежей углеводородов в палеозойских и юрских отложениях центральной части Куаныш – Коскалинского вала (Республики Каракалпакистан) // Нефтегазовая геология, Теория и Практика. Санкт-Петербург. – 2021. – № 1. Том 16. – С. 15–21.
8. Искандаров М.Х., Умаров Ш.А., Абзалов А.П., Нуриллов Х. Разработка инновационной методики по поискам залежей углеводородов в юрских и палеозойских отложениях Шагырлык – Шегеинской группы месторождений (Республика Каракалпакистан) // Нефтяная провинция. Россия. Республика Татарстан. г. Бугульма. – 2022. № 1(29). – С. 165–181.
9. Искандаров М.Х., Абзалов А.П., Умаров Ш.А. Геолого-геодинамическое моделирование Акчалакской группы месторождения (Республика Каракалпакистан). – Международная научно-практическая конференция на тему «Проблемы инженерной геологии, гидрогеологии, гидрологии и разработки месторождений полезных ископаемых Таджикистана и сопредельных территорий». Посвящённая 80-летию со дня рождения Заслуженного работника Таджикистана, доктора технических наук, профессора, академика инженерной академии Комилова О.К. (25 февраля 2022 г.). Душанбе. – 2022. – С. 123–129.
10. Искандаров М.Х., Абдуллаев Г.С., Умаров Ш.А. Научно-инновационное исследование в образовании нефти и газа в Устюртском регионе. Актуальные проблемы нефти и газа. – Москва. – 2022.

ВЛИЯНИЕ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ НА СОСТАВ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В СМОЛАХ, АСФАЛЬТЕНАХ И КЕРОГЕНАХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД РАЗНЫХ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ТИПОВ

З.Р. Насырова¹, Г.П. Каюкова^{1,2}, Гареев Б.И.¹, Ескин А.А.¹, Вахин А.В.¹

¹Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского Федерального Университета, ²Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН,

*E-mail: nzt95@yandex.ru

Высокоуглеродистые отложения доманикового типа, обогащённые органическим веществом (ОВ) [1-4], представленные низкопроницаемыми кремнисто-карбонатными известняками, доломитами и мергелями, широко распространённые на территории Татарстана, относятся к нефтематеринским породам, слабоизученным и трудноразрабатываемым [2] и на современном этапе находятся на стадии опытно-промышленных изысканий методов их разработки. В пределах семилукского, мендымского и саргаевского горизонтов доманиковые отложения представлены доманикитами с содержанием $C_{орг}$ – 5–20%, а в отложениях от турнейского яруса до мендымского горизонта – доманикоидами с $C_{орг}$ – 0,5–5%. Особенности данных пород определяются их минералогическим составом, содержанием ОВ, наличием и типом керогена, а также высокой металлоносностью [4-11]. Большая часть микроэлементов (МЭ) в нефти содержится в смолах, асфальтенах и керогенах. Для данного региона характерен ванадиевый тип нефтей – отношение V к Ni выше 1 [8]. Содержание V и Ni в нефтях многих месторождений превышает 100 и 50 г/т соответственно. Концентрация других металлов, таких как Mo, Cu, Zn, Re, также высокая. Состав металлов, содержащихся в нефтях и других каустобиолитах, в основном, связан с исходным ОВ [4, 6-10]. Металлы могут также поступать в нефть из нефтемещающих пород, в результате длительного соприкосновения осадков с морскими водами, а также привноситься с глубин гидротермальными флюидами [4, 6, 7, 10-17]. Так, исследования авторов [6] показали, что микроэлементный состав нефтей доманиковых отложений связан с приуроченностью месторождений к определенным тектоническим зонам и изменения его как по разрезу осадочного чехла, так и по площади региона обусловлены различным характером влияния глубинных процессов.

В настоящее время нефтедобывающие компании, определённые перспективы связывают с освоением до-

маниковых толщ [2,3] и с поиском путей извлечения из них сланцевой нефти [2]. Присутствие МЭ значительно осложняет процесс переработки тяжёлого нефтяного сырья, например, отравляет катализаторы, снижает качество нефтепродуктов, создаёт неблагоприятное воздействие на окружающую среду [5]. При этом можно выделить и положительные аспекты, связанные с разработкой доманиковых толщ, в частности, возможности попутного извлечения из них ряда ценных промышленных металлов (V, Ni, Co, Mo и др.). Практически не изучены каталитические свойства присутствующих в породах металлов, которые могут инициировать деструкцию высокомолекулярных компонентов ОВ в процессах их разработки тепловыми методами [8].

Цель данной работы – изучение влияния сверхкритической воды на состав и распределение МЭ в породах разных литолого-фациальных типов, содержащих твёрдое нерастворимое органическое вещество – кероген, и в высокомолекулярных компонентах – смолах и асфальтенах, извлекаемой из данных пород нефти.

Объекты исследования. Объектами исследования служили образцы пород с разных глубин доманиковых отложений франского яруса верхнего девона Ромашкинского, Тавельского и Бавлинского месторождений Татарстана, а также продукты преобразований ОВ данных пород в среде сверхкритической воды (СКВ). *Образец 1* отобран из высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений семилукского горизонта (1720 м) Чишминской площади, расположенной в северной части Ромашкинского месторождения. Образец характеризуется полиминеральным составом: 43% кварца, 19% кальцита, 19% микроклина, 12% слюды и 6% доломита. *Образец 2* отобран из карбонатно-кремнистых отложений мендымского горизонта (1768 м) Тавельского месторождения, в региональном структурном плане входящего в состав западного склона Южно-Татарского свода, и состоит из 78% кальцита и 22% кварца. *Образец 3*, содержащий 89% кальцита, 10% доломита и 1% кварца, отобран из карбонатных отложений франско-фаменского ярусов (1719 м) Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения, расположенного в юго-восточной части Татарстана.

Лабораторные автоклавные эксперименты проведены в СКВ при 374°C (давление изменялось от 22 до 24 МПа) в нейтральной среде азота в течение 1 часа (рис. 1). Количество породы, взятой в каждый эксперимент, составило 100 г, количество воды составило 130 мл в экспериментах при 374°C и 50 мл при 420°C.

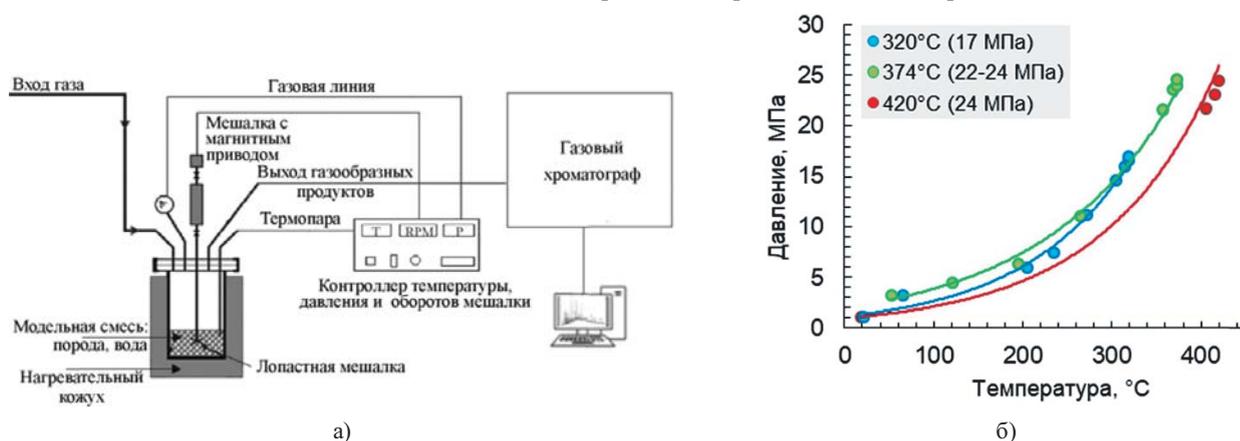


Рис. 1. Схема установки автоклавного реактора (а) и термодинамические кривые экспериментов (б).

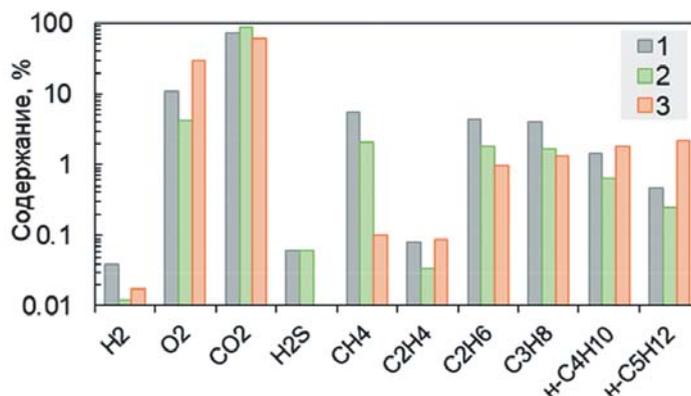


Рис. 2. Состав газов, образованных из образцов доманиковых пород Ромашкинского (1), Тавельского (2) и Бавлинского (3) месторождений в СКВ при 374°C и 22-24 МПа.

Общая характеристика объектов. Образцы пород характеризуются различным содержанием органического углерода ($C_{орг}$). По классификации Б. Тиссо и Д. Вельте, образец породы 1 с $C_{орг}$ 7,07% относится к типу 5, очень хороших пород ($C_{орг} > 3\%$), образец 2 с $C_{орг}$ 1,90% – к типу 4, хороших пород ($C_{орг}$ 1–3%) и образец с $C_{орг}$ 0,33% – к типу 2, бедных, для которых $C_{орг}$ составляет всего 0,2–0,5%. По данным пиролитического метода Рок-Эвал Исходные

породы характеризуются низким содержанием свободных УВ (S_1 изменяется от 0,27 до 1,52 мг УВ/г породы) и высоким содержанием керогена (S_2 изменяется от 1,37 до 22,17 мг УВ/г породы). Независимо от типа вмещающих пород, в среде СКВ при 374°C и 24 МПа их нефтегенерационный потенциал S_2 резко снижается, на 90% [10]. Изменения в структуре керогенов под воздействием СКВ аналогичны катагенетическим преобразованиям ОВ в зоне катагенеза, приводящим к увеличению, индекс продуктивности пород. Деструктивные процессы преобразования высокомолекулярных компонентов тяжёлой нефти и керогена образцов пород 1, 2 и 3 в среде СКВ сопровождаются образованием в количестве 2,65, 0,49 и 0,51%, углеводородных (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $n-C_4H_{10}$ и $n-C_5H_{12}$) и неорганических (H_2 , O_2 , N_2 , CO_2 , H_2S) газов (рис. 2), при этом выход экстрактов из пород снижается с 3,12 до 3,03, с 0,56 до 0,52 и с 0,22 до 0,06%, соответственно. Наиболее интенсивное газообразование характерно для карбонатно-кремнистого образца 1 с наибольшим содержанием ОВ и керогена в породе. Для всех образцов пород характерно преобладание C_2H_6 и C_3H_8 над содержанием CH_4 . Наибольшая доля в составе газов приходится на CO_2 и O_2 . По данным SARA анализа, в групповом составе экстрактов из исходных пород высокое содержание смол и асфальтенов и низкое содержание насыщенных и ароматических УВ (табл. 1). Воздействие СКВ на образцы пород 1 и 2 из карбонатно-кремнистых отложений Ромашкинского и Тавельского месторождений приводит к увеличению в экстрактах из данных пород более чем в 2 раза содержания насыщенных УВ при снижении содержания смол и асфальтенов.

Таблица 1

Групповой состав экстрактов до и после опытов в СКВ при 374°C и 22-24 МПа

Образец	Групповой состав экстрактов, % мас.				
	Нас. УВ	Ар. УВ	Смолы	Асф.	Карбены/ карбоиды
1. Чишминская площадь, Ромашкинское месторождение (1720 м)					
Исх.	14.81	19.17	37.00	29.02	отс.
374°C	33.91	14.33	13.49	23.78	14.49
2. Тавельское месторождение (1768 м)					
Исх.	10.09	20.99	47.78	21.14	отс.
374°C	21.39	25.61	35.89	17.11	отс.
3. Западно-Коробковская площадь, Бавлинское месторождение (1719 м)					
Исх.	23.60	15.04	35.22	26.14	отс.
374°C	17.83	7.69	52.97	21.50	отс.

Наряду с жидкими продуктами в экстракте из образца 1 присутствуют вещества типа карбенов/карбоидов. Некоторые особенности выявляются в групповом составе экстракта из низкоуглеродистого образца 3 карбонатной породы из отложений Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения, в котором, наоборот, увеличивается содержание смол в 1,5 раза, при снижении содержания насыщенных и ароматических углеводородов, а также асфальтенов.

Микроэлементный состав. По данным ИСП-МС (рис. 3), суммарное содержание МЭ в смолах не превышает 3%, в асфальтенах – 2%, в керогенах – 8%, а в породах – 1,5%.

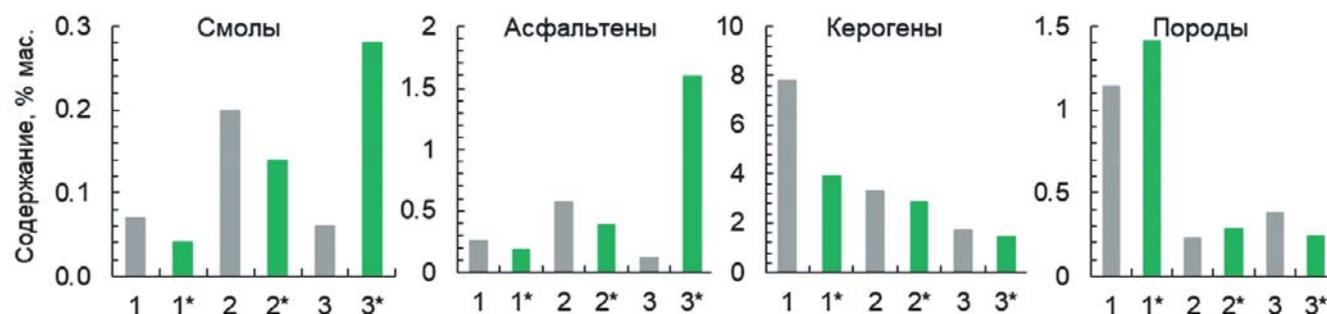


Рис. 3. Суммарное содержание МЭ в смолах, асфальтенах и керогенах до и после (*) обработки доманиковых пород Ромашкинского (1), Тавельского (2) и Бавлинского (3) месторождений в СКВ при 374°C и 22–24 МПа.

Наибольшие концентрации приходятся на МЭ биогенной группы: Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Li, Cd, Sb, Ba, Mo, Ga, Ge, As и Se. Радиоактивные (Cs, Rb, Sr, Zr, Nb, Hf, U, W, Re, Th, Pb, Bi и Th) и редкоземельные (Sc, La, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb и Lu) МЭ в образцах содержатся в меньших концентрациях. Особенностью низкоуглеродистой карбонатной породы 3, по сравнению с высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми образцами, является большее значение отношения радиоактивных и редкоземельных МЭ к биогенным МЭ (0,08 против 0,03 для образца 1 и 0,02 для образца 2). Керогены содержат гораздо больше МЭ: Fe, Ni, Co, Cu, Zn и др. металлов, чем породы, смолы и асфальтены, что, по-видимому, связано с адсорбционной и комплексобразующей способностью.

щей их способностью. В их составе аномально высокое содержание Fe (1,39–7,38%). По данным рентгеноструктурного анализа (РСА), в керогенах в больших концентрациях присутствуют железосодержащие минералы, такие как пирит, ферригидрит, марказит и оксид железа, по сравнению с карбонатными и кремнистыми минералами (рис. 4). Можно полагать, что эти минералы образуют с керогеном органоминеральные комплексы, которые не разрушаются даже при выделении керогенов из пород с использованием различных кислот [11]. Независимо от типа вмещающих пород, под воздействием СКВ концентрация Fe, Cu, As, Se, Pb и Bi в керогенах снижается, распределение остальных микроэлементов не носит закономерного характера. В составе смол и асфальтенов из высокоуглеродистых пород (образцы 1 и 2) после их обработки в среде СКВ снижается содержание V и Ni (рис. 5).

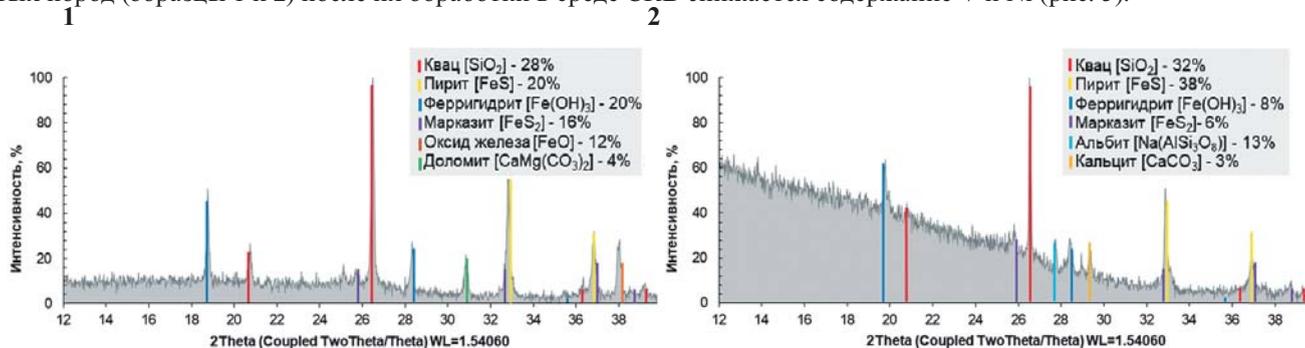


Рис. 4. Дифрактограммы РСА, показывающие состав минералов в керогенах (% отн.), выделенных из исходных пород Ромашкинского (1) и Тавельского (2) месторождений.

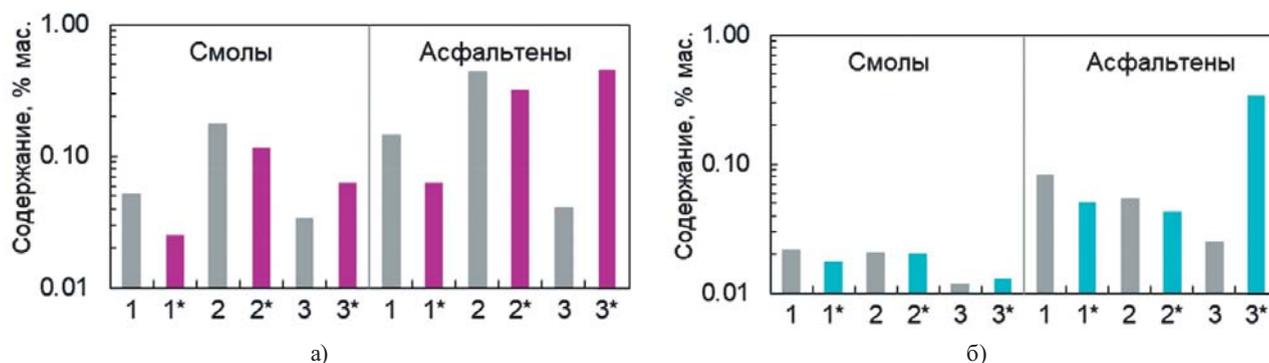


Рис. 5. Распределение V (а) и Ni (б) в смолах и асфальтенах до и после (*) обработки доманиковых пород Ромашкинского (1), Тавельского (2) и Бавлинского (3) месторождений в СКВ при 374°C и 22-24 МПа.

Вероятно, в процессе деметаллизации керогенов, смол и асфальтенов высокоуглеродистых пород высвобожденные металлы адсорбируются на минеральной поверхности пород, о чем свидетельствует увеличение суммарного содержания МЭ в их составе (рис. 6).

Отличительной особенностью смол и асфальтенов образца 3 является концентрирование в них как биогенных МЭ: Li, Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Cd, Sb, Ba, Ga и As, так и радиоактивных и редкоземельных МЭ: Rb, Sr, Zr, Nb, Hf, U, W, Re, Bi, Sc, Y, La, Ce и Nd (рис. 6), при снижении суммарной концентрации данных МЭ в керогене и породе. Это свидетельствует о перераспределении МЭ между минеральной частью породы и компонентами ОВ.

Таким образом, различные условия преобразования ОВ в породах доманиковых отложений разных литолого-фациальных типов приводят к отличительным особенностям концентрирования и перераспределения МЭ, как в породах, так и компонентах извлекаемой из них нефти. В исследованных образцах породиз семилукско-мендымских доманиковых отложений Ромашкинского, Тавельского и Бавлинского месторождений, содержащих кероген, а также в смолах, асфальтенах и карбенов/карбоидах, извлекаемой из данных пород нефти, в высоких концентрациях содержатся ценные биогенные, редкоземельные и радиоактивные металлы, которые могут быть объектом геолого-геохимических исследований и, в перспективе, возможно, промышленной разработки. Высокое содержание токсичных и радиоактивных МЭ в породах важно учитывать в процессах добычи сланцевой нефти из доманиковых толщ. Наличие в доманиковых породах в больших концентрациях металлов (Fe, V, Ni, Zn, Cu, Cr, Mn, Mo и др.), проявляющих каталитические свойства, может оказывать существенное влияние на процессы деструкции высокомолекулярных битуминозных компонентов и керогена данных пород при их разработке с применением термических и паротепловых технологий. Деструктивные процессы высокомолекулярных компонентов ОВ доманиковых пород в среде СКВ сопровождается образованием газов с относительно высокой концентрацией оксида углерода CO₂, который, с одной стороны, способствует увеличению нефтеизвлечения из низкопроницаемых доманиковых пород, с другой стороны, как и наличие токсичных и радиоактивных МЭ, требует особых мероприятий по защите окружающей среды.

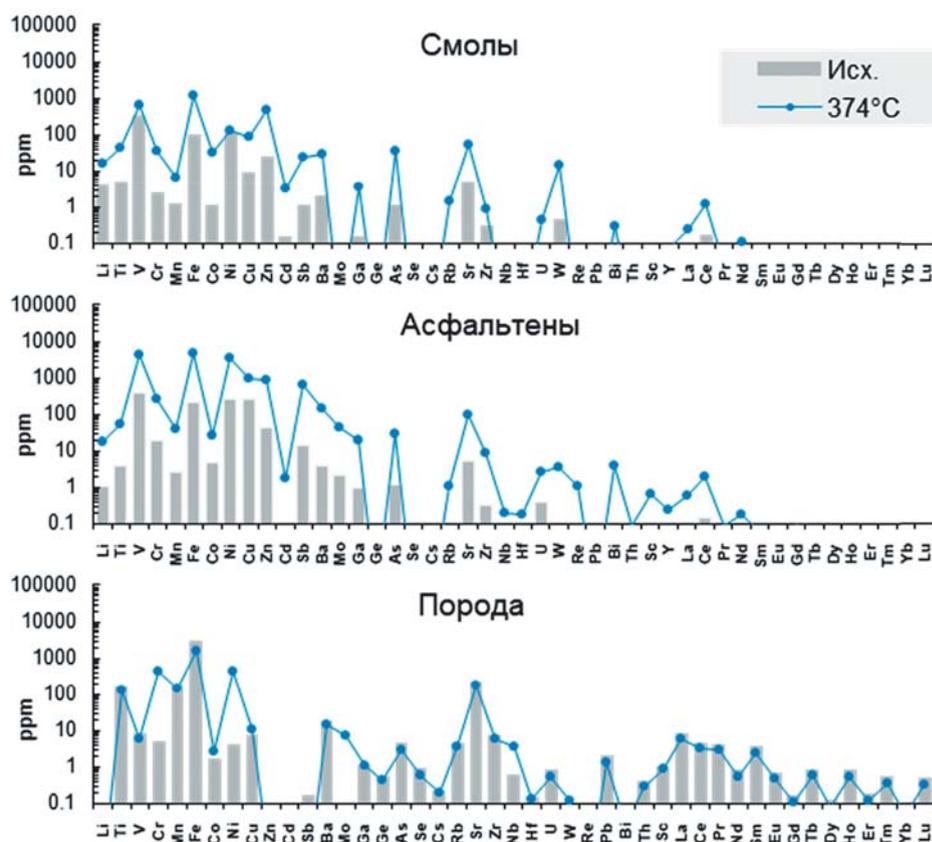


Рис. 6. Диаграммы распределения МЭ в смолах, асфальтенах и керогенах из породы Бавлинского месторождения (образец 3).

* Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90112.

Литература

1. Ступакова А.В. и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. – Георесурсы, 2017. – Спецвыпуск. Ч. 1. – С. 112–124.
2. Хисамов Р.С. и др. Доманиковые продуктивные отложения Татарстана – аналог «сланцевых плев» США. – Недропользование XXI век, 2016. – № 3. – С. 82–91.
3. Ананьев В.В. и др. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. – Геология нефти и газа, 2007. – № 1. – С. 32–38.
4. Пуланова С.А., Нукенов Д. Оценка микроэлементного состава сланцевых формаций. – Актуальные проблемы нефти и газа, 2019. – Вып. 1 (24). – 20 с.
5. Готтих Р.П. и др. И. Роль эндогенных флюидных систем в формировании нефтеносности доманиковых отложений Волго-Урала по результатам геолого-геофизических и геохимических исследований. – Геология нефти и газа, 2017. – № 2. – С. 60–70.
6. Xu Jian-bing et al. Distribution and geochemical significance of trace elements in shale rocks and their residual kerogens. – Acta Geochimica, 2018. – V. 37. – № 6. – P. 886–900.
7. Якубов М.Р. и др. Дифференциация тяжелых нефтей по содержанию ванадия и никеля в асфальтенах и смолах. – Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – № 5. – С. 525–531
8. Каюкова Г.П. и др. Влияние природных минералов – пирита и гематита на преобразование органического вещества доманиковой породы в гидротермальных процессах. – Нефтехимия. – 2019. – Т. 59. – № 1. – С. 28–38.
9. Kayukova G. P. et al. Composition and Distribution of Microelements in Rocks, Extracts, and Asphaltenes from Domanik Deposits of Various Lithologo-Facial Types of Romashkino Oilfield. – Petroleum Chemistry, 2021. – № 6. – P. 576–587.
10. Nasyrova Z.R. et al. Thermal decomposition of kerogen in high-carbon Domanic rock of the Romashkino oilfield in Sub- and Supercritical water. – Energy & Fuel, 2022. – V. 36. – P. 3549–3562.
11. Каюкова Г.П. и др. Гидротермальные преобразования органического вещества пород доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть. – М.: ГЕОС, 2022. – 328 с.

ИНСТРУМЕНТЫ НАРАЩИВАНИЯ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ РЕГИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

А.С. Новикова, А.В. Деньгаев

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, annov106@mail.ru

Текущая повестка дня в области изменения климата выражается в том, что, несмотря на повышение энергоэффективности российской экономики, уровень выбросов CO_2 продолжает расти; энергетический переход от ископаемого топлива к возобновляемым источникам энергии столкнулся с высокими экономическими и геополитическими рисками; декарбонизация в форме прямого улавливания углерода в воздухе оказалось энергетически и финансово неэффективной. При этом ряд положений обуславливает активизацию усилий в направлении поиска технологий минимизации углеродного следа при добыче нефти и газа. Во-первых, до 2050 года, по данным Международного энергетического агентства, мировая экономика будет зависеть от ископаемого топлива на 66%, а изменения в топливно-энергетических балансах отдельных стран могут привести к сокращению промышленного производства, связанной с этим занятости, росту цен и внутривнутриполитической напряженности. Во-вторых, использование метода моделирования «выровненных затрат» [6], сравнивающего энергию возобновляемых источников и углеводородов, позволяет говорить об эффективности последних (рис.1).

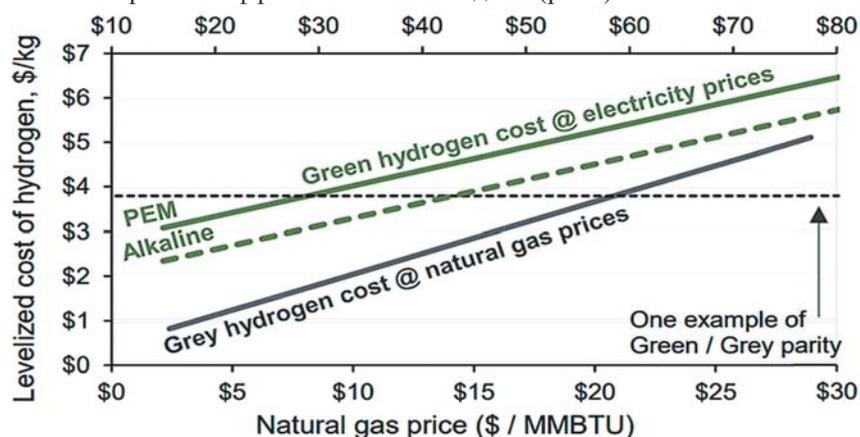


Рис. 1. Стоимость возобновляемых источников энергии и электроэнергии в зависимости от цены на природный газ.

Взглянув на рисунок 1, можно констатировать, что активно распространяемая сомнительная статистика о дешевизне «зелёной» энергии должна быть опровергнута уже в первом приближении. Более того, стохастически смоделированные затраты [7] не включают в себя инвестиции в создание инфраструктуры передачи возобновляемой энергии; стоимость резервной тепловой энергии, используемой в периоды дефицита возобновляемой генерации; стоимость обслуживания аккумуляторов общего назначения, что делает преимущество традиционных углеводородов и, прежде всего, природного газа все более очевидным.

Именно природный и попутный нефтяной газ – это источники, обеспечивающие гибкий, безопасный и разнообразный энергетический баланс. Поэтому основным положением нашей работы является формирование технологий, позволяющих обеспечить низкоуглеродную разработку крупнейших месторождений Оренбургской области, вносящих существенный вклад в изменение климата.

В частности, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) введено в промышленную эксплуатацию в 1966 году и на сегодняшний день находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся резким падением пластового давления, увеличением обводнённости скважин, снижением их дебита и ухудшением состава добываемого сырья материалов [2]. Доля разведанных запасов газа превысила 70%, а запечатанных запасов газа – 50%. В структуре запасов увеличилась доля запасов в низкопроницаемых коллекторах. Дополнительными проблемами для недропользователей стали увеличение удельного веса отложений солей; изменение состава пластовой жидкости, что вызвало замену низкотемпературной сепарации на установках комплексной подготовки газа механической сепарацией; усложнение процесса получения жидких углеводородов с увеличением в их составе смол и асфальтены [8]. Все эти обстоятельства послужили причиной увеличения затрат недропользователей и отсутствия источников финансирования проектов по декарбонизации добычи углеводородов, необходимость которых наглядно показана фотографией космического спутника (рис. 2).

Как видим, практически вся территория области региона включена в зону интенсивного сжигания попутного нефтяного газа, что подтверждает необходимость направления усилий на повышение углеродной нейтральности за счёт увеличения монетизации нефтегазовой цепочки. В связи с этим декарбонизация становится основным направлением будущего развития устойчивого недропользования в регионе. Более того, мы разделили этот процесс на две составляющие:

- 1) использование « CO_2 -технологий» при разработке запасов матричной нефти [8] и флишoidalного газа;
- 2) управление сжиганием в факелах.

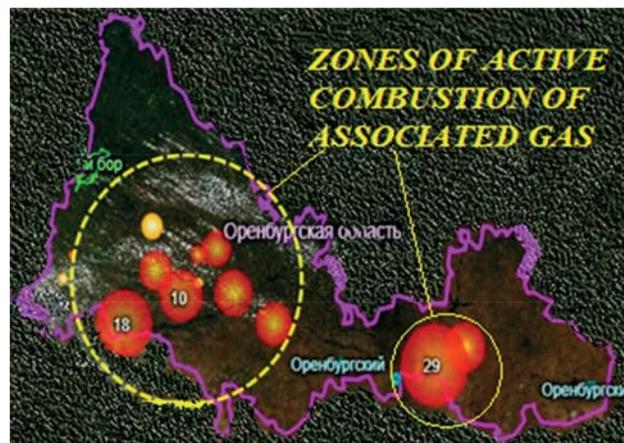


Рис. 2. Зоны активного сжигания ПНГ на территории Оренбургской области.
(Источник: Карта тепловых точек, наблюдаемых со спутника в течение 24 часов
21 марта 2022 года).

Что касается первого направления, то стоит отметить, что оставшиеся запасы углеводородов Оренбургского месторождения относятся к трудноизвлекаемым и располагаются в пластах с низкой проницаемостью. Поэтому основное внимание стоит сосредоточить на запасах нетрадиционных углеводородов, к которым относятся флиш-идный газ (предварительные запасы – около 2,0 трлн. м³) и матричная нефть (~2,6 млрд тонн). Недопонимание генезиса этих запасов в недрах до сих пор не позволило сформулировать эффективные технологии их разработки.

Матричная нефть представляет собой сингенетическое сырье, добываемое системой карбонатных источников нефти и газа месторождения в виде тяжёлых углеводородов в стационарном состоянии, связанных с коллектором. Необходимость его развития продиктована не только желанием загрузить существующие добывающие и транспортные мощности, но и возможностью его эффективной переработки в регионе и Башкортостане. Дело в том, что помимо масел, смол и асфальтенов в составе высокомолекулярного сырья присутствуют редкие и благородные металлы в высоких концентрациях.

Изучение результатов нефтяной науки и практики, а также учёт слабой проницаемости коллекторов месторождения позволили выбрать в качестве приоритетного третичный способ разработки с закачкой в пласт диоксида углерода в качестве высокоиспаряемого растворителя. Этот способ является наиболее эффективным и технологически доступным в современных условиях, поскольку технология отдельной переработки газа Оренбургского и Карачаганакского месторождений на газоперерабатывающем заводе даёт CO₂ в больших количествах (70 тонн/час). CO₂, в соответствии с экологическими нормами, должен быть утилизирован [4]. Сейчас это происходит на установках Клауса/Сульфрена, однако с увеличением доли карачаганакского газа в структуре сырья этот способ становится невозможным из-за роста содержания углекислого газа до 6,2%. Поэтому предлагается обустроить систему теплоизолированного коллектора, построить новые печи дожига на ОГПЗ, станцию компримирования CO₂ (углекислоты), которая будет закачиваться в пласт.

При этом, в дополнение к проблеме растворения матричной нефти при закачке CO₂ будет наблюдаться общее увеличение коэффициента вытеснения нефти из пласта (который вплотную приблизится к единице); увеличение коэффициента извлечения газа в результате замены пластового газа диоксидом углерода (что эквивалентно дополнительной добыче 100–150 млрд м³); вовлечение в разработку 60 миллионов тонн ретроградного конденсата; снижение скорости обводнения скважин и т.д. [5].

Также для снижения воздействия на окружающую среду и полной утилизации ПНГ предлагаем использовать имеющуюся на ОНГКМ добывающую и транспортную инфраструктуру для освоения запасов флиш-идного газа, запасы которого по своим характеристикам соответствуют газосланцевым формациям в США и состоят из сочетания аргиллитов, алевролитов и известняков. Особую значимость приобретает в этой связи Ирекский участок недр, суммарный газонасыщенный объём которого превышает 11 тыс. км³ с предполагаемыми запасами газа в объёме 2,0 трлн м³. И, хотя геологоразведка тут начата ещё в 70-х, объём работ, однако и в наше время участок недостаточно изучен с точки зрения фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов.

Ирекская структура не полностью охвачена сейсмикой и глубоким бурением, поэтому нами установлены приоритетные зоны работ в объёме 418 км или 55,2 км² сейсморазведки с бурением трёх поисково-разведочных скважин для построения уточненной геолого-технологической модели. Информацию для бассейнового моделирования с учётом требования повышений углеродной нейтральности предлагаем собрать беспилотником, а именно с помощью российской системы NoriZOND. Она имеет взлётную массу 39 кг, оснащена детекторами объёмом 0,6 л и комплектом геофизической аппаратуры весом 20 кг. Выполнение данной системой аэромагнитной съёмки на предельно низких высотах максимально приблизит результаты к данным наземной сейсмике. Использование системы позволит сократить затраты по сравнению с наземной сейсмикой в 8 раз, по сравнению с АН-30 на 2,941 млн руб. (табл. 1), обеспечит высокую точность съёмки.

Показатели эффективности применения «зелёной» сейсмики для изучения запасов Ирекского участка ОНГКМ

Показатели	HoriZOND	АН-30
Удельная стоимость съёмки, руб./км ²	19654	72938
Экономия на 1 км ² съёмки	53284	
Площадь необходимых работ, км ²	55,2	
Стоимость съёмки на участке, руб.	1084901	4026177
Абсолютная экономия на весь объём работ, руб.	2941276	
Стоимость системы HoriZOND, руб.	3410092	-
Окупаемость системы, км ² съёмки	65,3 (т. е. по завершении работ на участке)	

За 1 съёмочный день использование предлагаемой системы позволит изучить 126 км с высокоточным обтечением рельефа против 20 км у наземного комплекса. Более того, беспилотники не создают нагрузки на почву и не требуют обустройства просек, не создают шумов, не имеют выбросов в атмосферу при проведении работ.

Таким образом внедрение обозначенных технологий позволит не только сократить выбросы CO₂ в атмосферу в объёме 70 т/час, но и обеспечит ежегодную дополнительную добычу газа на уровне 10 млрд кубометров, 560 тыс. тонн нефти. Системный эффект при разработке запасов матричной нефти и флишoidalного газа найдет отражение в увеличении загрузки мощностей газодобывающих и газоперерабатывающих предприятий региона, пролит жизненный цикл их эксплуатации на 36 лет.

Что касается второго направления – управления факельным сжиганием, то стоит отметить следующее. Значительные объёмы попутного нефтяного газа (ПНГ) ежегодно сжигаются на факелах на объектах нефтедобычи по всему миру, способствуя изменению климата путём выбросов CO₂ и CH₄ в атмосферу. Большая часть этого сжигания происходит на непрерывной основе, а отдельные случаи связаны с чрезвычайными ситуациями или инцидентами. Тем не менее, все они приводят к потере ценного энергетического ресурса, который может обеспечить энергией экономический рост во многих регионах мира и помочь обществу добиться прогресса в достижении Целей устойчивого развития ООН.

Проанализировав исследовательские наработки по этому вопросу последних лет, мы убедились, что решение проблемы сжигания газа на факелах зависит от:

- а) определения проектных решений для новых активов и проектов по сокращению выбросов на существующих месторождениях, которые могут успешно обеспечить продуктивное использование ПНГ;
- б) расширения потенциальных решений от тех, которые доступны отдельным операторам нефтяных месторождений, до решений, которые полностью используют совместные возможности операторов и государственных органов регионального управления.

Именно ввод в эксплуатацию недавно открытых месторождений стал причиной резкого роста сжигания ПНГ на факелах в Оренбургской области. У них полностью отсутствуют мощности по утилизации попутного нефтяного газа несмотря на то, что к 2027 году объём его добычи превысит 2 млрд м³ [3]. Компании не спешат решать эту проблему, поскольку находятся на стадии опытной эксплуатации и не подпадают под стандарт 95%-й нормы утилизации. Сжигая ПНГ на факелах, они усугубляют и без того сложную экологическую ситуацию в регионе. В целом уровень утилизации ПНГ в Оренбуржье снизился в среднем до 62% при целевом показателе на 2030 год – 84% [2]. На месторождениях, где добывается около 60% оренбургской нефти, он составлял 80%, а на небольших – вообще 0%.

Чтобы в корне изменить ситуацию, мы рассмотрели основные проблемные месторождения Запада и Юго-Запада Оренбургской области и сформулировали портфель технологий, которые позволят нам достичь целевого уровня утилизации ПНГ к 2030 году:

- 1) на нефтяных месторождениях Запада: развитие инфраструктуры газопроводов компаний «Газпром нефть» и «Оренбургнефть»; газопровода для транспортировки ПНГ с Царичанского месторождения к магистральному конденсатопроводу; комплексной установки подготовки газа рядом с железной дорогой для накопления ПНГ с близлежащих месторождений; 100% оснащение факельных установок расходомерами [1];
- 2) на нефтяных месторождениях Юго-Западной части региона: обустройство газопроводов к Заикинскому ГПЗ (~100 км) и Оренбургскому ГПЗ (~150 км); к Карачаганакскому конденсатопроводу; двух электростанций, работающих на ПНГ.

Реализация перечисленных мер по использованию попутного нефтяного газа обеспечит такие социальные, репутационные и экономические выгоды (рис.3), как [6]: выработка электроэнергии на объектах нефтегазодобычи для предотвращения простоев оборудования и приостановки работы предприятий из-за превышения разрешённых объёмов сжигания газа на факелах; удовлетворение ожиданий недропользователей и заинтересованных сторон за счёт минимизации выбросов ПНГ в атмосферу; диверсификация ассортимента продукции, производимой ГПЗ, и получение преимуществ в последующих энергетических проектах, спонсируемых государством.

Таким образом, будет обеспечен рост углеродной нейтральности регионального недропользования, ресурсной базы месторождений; эффективности использования мощностей Оренбургского газового узла и уровня утилизации ПНГ до 84%.



Рис. 3. Прирост объемов полезного использования ПНГ в регионе до 2030 г., млрд м³.

Литература

1. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н. и др. Стендовые исследования технологии приготовления и закачки водогазовой смеси в пласт с применением насосно-эжекторных систем / А.В. Деньгаев, А.Н. Дроздов [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 11. – С. 22–23.
2. Еременко О.В. Инновационный вектор стратегии эффективной эксплуатации зрелых многокомпонентных месторождений углеводородного сырья // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 12. – С. 26–32.
3. Еременко О.В., Новикова А.С. Инновационные подходы в формировании комплекса мероприятий по ресурсосбережению в нефтегазовых компаниях / О.В. Еременко, А.С. Новикова // Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий: Материалы конференции, Оренбург, 15–16 февраля 2017 года / Под общей редакцией С.Г. Горшенина. – Оренбург: ООО «Амирит», 2017. – С. 214–218.
4. Еременко О.В. Приоритеты внедрения инновационных технологий в систему экологического менеджмента газоперерабатывающих предприятий России // Российский экономический интернет-журнал. – 2017. – № 1. – С. 15.
5. Новикова А.С., Еременко О.В. Инновационные технологии решения экологических проблем оренбургского нефтегазохимического комплекса / А.С. Новикова, О.В. Еременко // Актуальные проблемы экологии и природопользования: сборник научных трудов XVIII Всероссийской научно-практической конференции, Москва, 23–24 ноября 2017 года. – Москва: РУДН, 2017. – С. 342–347.
6. Русев В.Н. Климат как один из факторов для моделирования потребления сжиженного природного газа в Германии // Сжиженный природный газ: проблемы и перспективы: Тезисы докладов I Всероссийской научно-практической конференции. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – С. 180–184.
7. Русев В.Н. Стохастическое моделирование: Учебное пособие / В.Н. Русев, А.В. Скориков. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. – 131 с.
8. Novikova A., Eremenko O. Innovations in the extraction of high-molecular raw materials as an effective direction of the oil and gas complex / A. Novikova, O. Eremenko // Tyumen 2019: 6th Conference, Tyumen, 25–29 марта 2019 года. – Tyumen: EAGE Publications BV, 2019. – DOI 10.3997/2214-4609.201900591

ОБЗОР ПРОЕКТОВ И ТЕХНОЛОГИЙ УЛАВЛИВАНИЯ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И УТИЛИЗАЦИИ И (ИЛИ) ЗАХОРОНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

А.В. Осипов¹, Р.Н. Мустаев², Л.И. Бондарева¹, К.И. Данцова¹, Д.В. Арцыбасова¹

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, osipov.a@gubkin.ru

²МГРИ, г. Москва

Введение

Изменение климата представляет собой актуальную и потенциально необратимую угрозу для человечества [1]. В знак признания этого, подавляющее большинство стран мира, включая Российскую Федерацию, приняли Парижское соглашение от 12.12.2015 г., главная цель которого заключается в концентрации усилий по ограничению глобального повышения температуры. Смягчение последствий глобального потепления может быть достигнуто, в том числе, сокращением и предотвращением выбросов парниковых газов (прежде всего, углекислого газа), а также увеличением объёмов их поглощения.

Текущие суммарные мировые объёмы выбросов углекислого газа составляют порядка 32 млрд т [2, 3]. При этом основной объём эмиссии диоксида углерода приходится на электро- и тепло- генерацию (рис. 1).



Рис. 1. Распределение глобальных выбросов CO₂ по отраслям в 2019 году, млрд т [4].

В настоящее время одной из ключевых технологий для смягчения последствий глобального потепления рассматривается технология улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа (CCUS – Carbon Capture, Utilization and Storage) (рис. 2).

Мировой обзор проектов CCUS

Количество проектов CCUS в мире в последние годы быстро растёт. К настоящему моменту в эксплуатации находятся 29 таких проектов (табл. 1, рис. 3), 20 из которых были запущены в последние два года. Тем не менее, существующие в мире мощности проектов CCUS позволяют осуществлять улавливание всего лишь немногим более 0,12% от глобальных выбросов диоксида углерода.

Более половины действующих проектов CCUS приурочено к Северной Америке, большинство из них находятся в США. Это связано, в том числе, с благоприятной политикой развития проектов улавливания, утилизации и (или) захоронения CO₂, включая налоговое стимулирование. В целом, следует отметить, что большинство действующих в мире проектов – это проекты с прямым государственным участием или стимулированием.

Мощности действующих проектов улавливания, утилизации и (или) захоронения углекислого газа в значительной степени приурочены к газовой отрасли, и в частности сконцентрированы на заводах по переработке природного газа, а также к производству удобрений (рис. 4). Это связано с тем, что эти отрасли имеют самые низкие затраты на улавливание, поскольку они обычно генерируют чистый поток CO₂, который удаляется как часть производственного процесса. Вместе с тем, CCUS начинает применяться в более широком спектре отраслей, где стоимость улавливания диоксида углерода выше из-за более низкой его концентрации в дымовых газах, к примеру, в таких, как производство цемента и стали, а так же производство электроэнергии.

Обзор технологий CCUS

Процесс улавливания углекислого газа из техногенного источника – это самая капиталоемкая часть проектов CCUS. Существующие на текущий момент технологии улавливания можно разделить на три категории:

Показаны объекты CCUS, находящиеся в эксплуатации (красным), строящиеся (черным), в разработке (синим) и приостановленные (фиолетовым). Площадь кругов пропорциональна текущим мощностям объектов CCUS.

- Улавливание до сжигания. Происходит предварительная конвертация топлива в газообразную смесь водорода и диоксида углерода. После этого CO₂ отделяется от водорода на основе физической адсорбции.

- Улавливание после сжигания. Происходит с помощью разделения дымовых газов на составляющие. Углекислый газ улавливается с помощью механических сепараторов и жидких растворителей (химическая адсорбция).

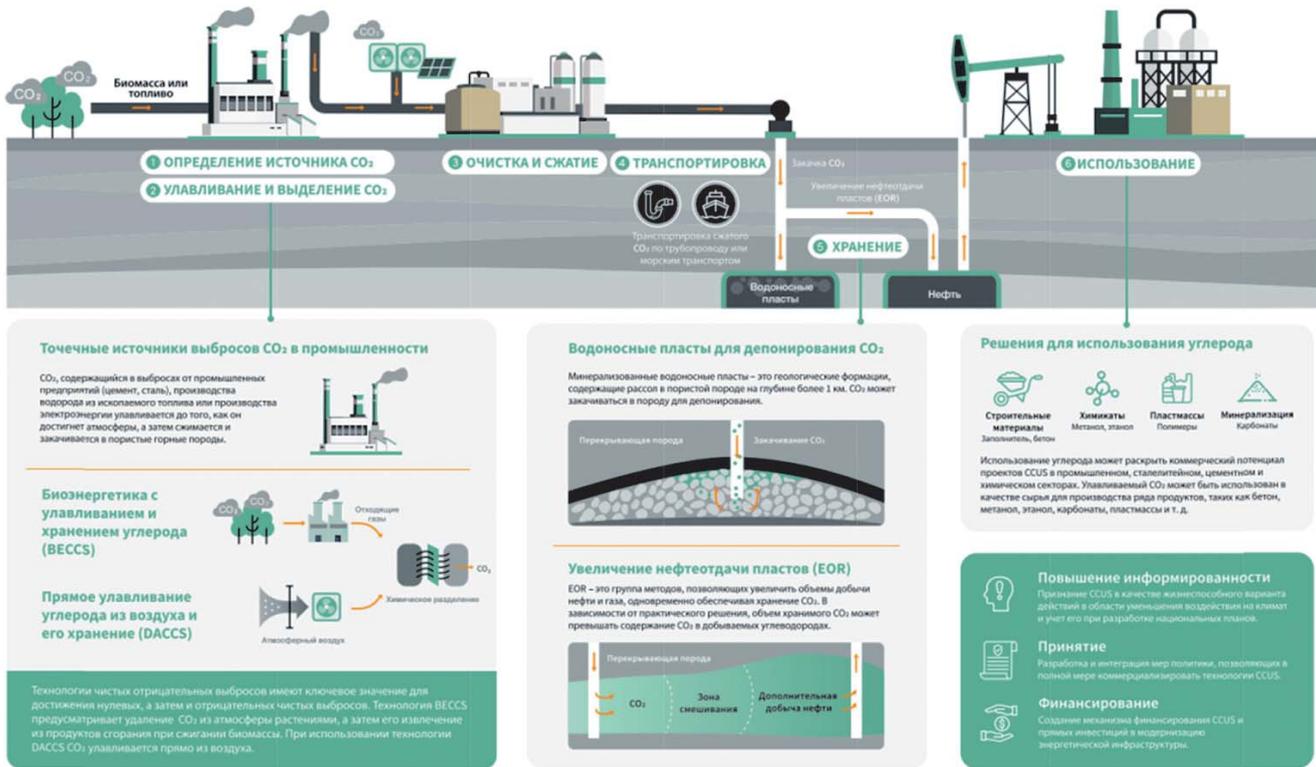


Рис. 2. Принципиальная схема проекта улавливания, транспортировки, захоронения и (или) использования углекислого газа [5].

Таблица 1

Распределение производств по улавливанию, утилизации и хранению CO₂ по регионам, 2022 г. [4]

Регион	Действующие	В разработке	Приостановленные	Всего по региону
Северная Америка	16	80	2	98
Китай	4	3		7
Европа	4	46		50
Персидский залив	3	1		4
Остальной мир*	2	11		13
ИТОГО	29	141	2	172

* – Австралия, Бразилия, Индонезия, Малайзия, Новая Зеландия, Южная Корея, Россия

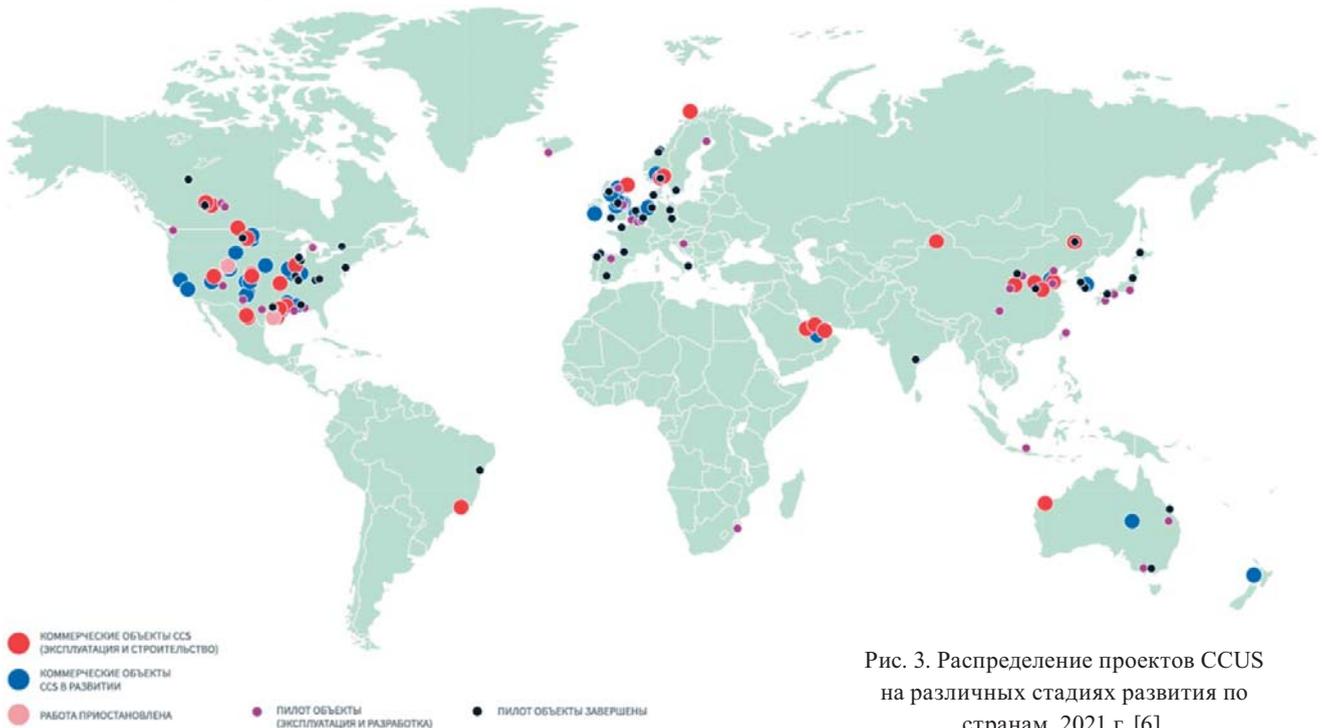


Рис. 3. Распределение проектов CCUS на различных стадиях развития по странам, 2021 г. [6].

■ Улавливание при сжигании в чистом кислороде. Происходит образование газовой смеси из водяного пара и CO_2 , который можно отделить посредством охлаждения и компрессии газового потока.

Процесс транспортировки диоксида углерода во многом схож с транспортом природного газа. Перед транспортировкой требуется осушка CO_2 в целях предотвращения коррозии и гидратообразования. В качестве основного вида для транспортировки существенных объёмов углекислого газа рассматривается трубопроводный транспорт. На текущий момент протяжённость трубопроводов для CO_2 в мире составляет порядка 7 тыс. км, в то время, как только в Европе, протяжённость трубопроводов для выполнения плана развития технологий CCUS должна составить около 18 тыс. км [8]. Кроме этого, для транспортировки углекислого газа могут быть использованы суда-газовозы, что особенно актуально для прибрежных регионов, а также авто- и ЖД-цистерны для небольших объёмов.

По мере увеличения количества проектов CCUS, будет расти спрос на разветвленную газотранспортную сеть, представляющую собой комбинацию всех вышеуказанных видов транспорта. Для оптимизации системы сбора и захоронения (утилизации) диоксида углерода важное значение будет иметь организация так называемых кластеров и хабов CO_2 . Одним из передовых CCUS хабов можно рассматривать проект «Северное сияние» в Северном море, разработанный Equinor, Shell и Total. Этот проект, который будет введён в эксплуатацию в 2024 году, будет агрегировать из разных источников потоки CO_2 , предварительно сжатого и сжиженного перед транспортировкой специальным судном на место хранения (рис. 5).

В качестве естественных хранилищ углекислого газа в недрах рассматриваются пласты горных пород выработанных месторождений (по аналогии с подземными хранилищами природного горючего газа), а также в высокоминерализованные водоносные горизонты.

При этом к геологическим условиям и характеристикам резервуаров для хранения углекислого газа должны предъявляться особые требования по обеспечению долгосрочного безопасного хранения CO_2 .

В основе удержания CO_2 в недрах лежат следующие механизмы (рис. 6) [8, 9]:

- структурное улавливание, обусловленное наличием ловушки;
- гидродинамическое улавливание за счёт капиллярных сил;
- улавливание путём растворения в пластовых водах;
- минеральное улавливание за счёт взаимодействия с вмещающими горными породами.

В настоящее время наиболее типичное и наиболее коммерчески успешное применение уловленного углекислого газа – это использование CO_2 в качестве агента для увеличения нефтеотдачи. В целом же сферы применения диоксида углерода достаточно обширны и их можно разделить на 3 основные области: минерализация, биологическое и химическое использование (рис. 7).

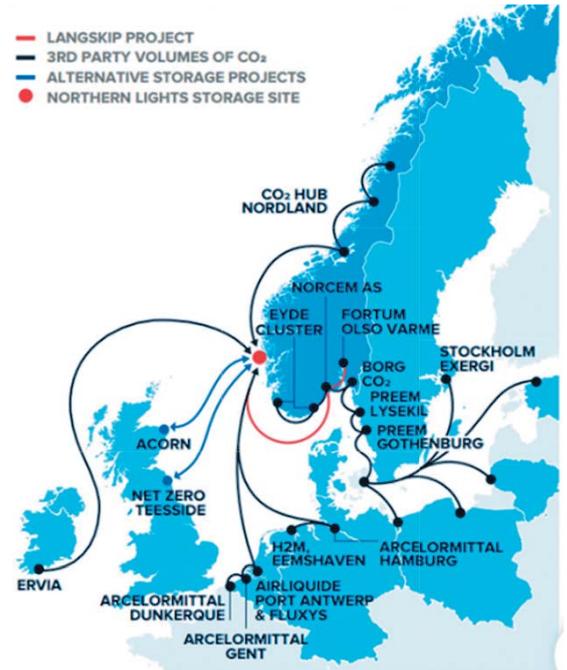


Рис. 5. Проект «Северное сияние» (NorthernLightsProject) [7]. Положение хранилища (красный круг) и потенциальных источников CO_2 (черные круги).

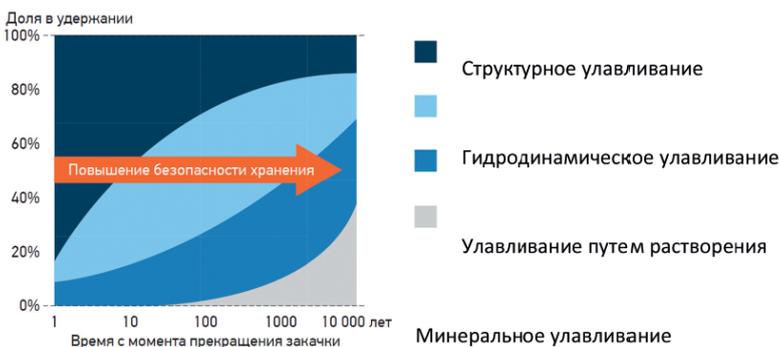


Рис. 6. Вклад механизмов удержания CO_2 в недрах в зависимости от времени [8].

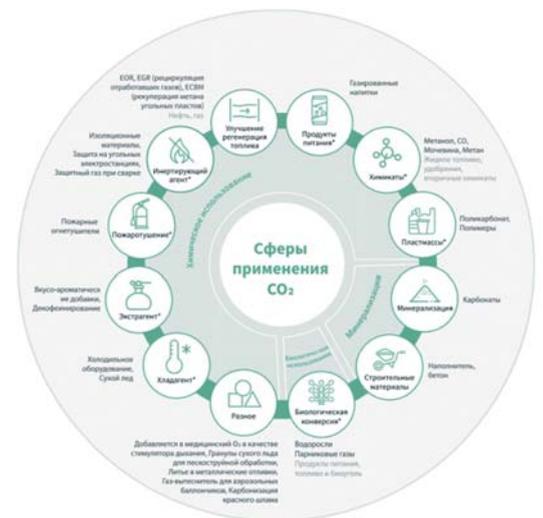


Рис. 7. Сферы применения CO_2 [5].

Перспективы развития проектов CCUS в России

В России промышленные проекты улавливания, транспортировки и утилизации и (или) захоронения углекислого газа к настоящему времени отсутствуют. Вместе с тем, потенциал России в части утилизации и захоронения диоксида углерода в недрах достаточно высок [5, 8, 9, 10], но оценён не в полной мере (рис. 8). Наша страна обладает конкурентными преимуществами в области транспорта и хранения углекислого газа, поскольку имеет развитую нефтегазовую отрасль, которая готова реализовывать подобные проекты, обеспечивая надёжность и безопасность для окружающей среды и человека.

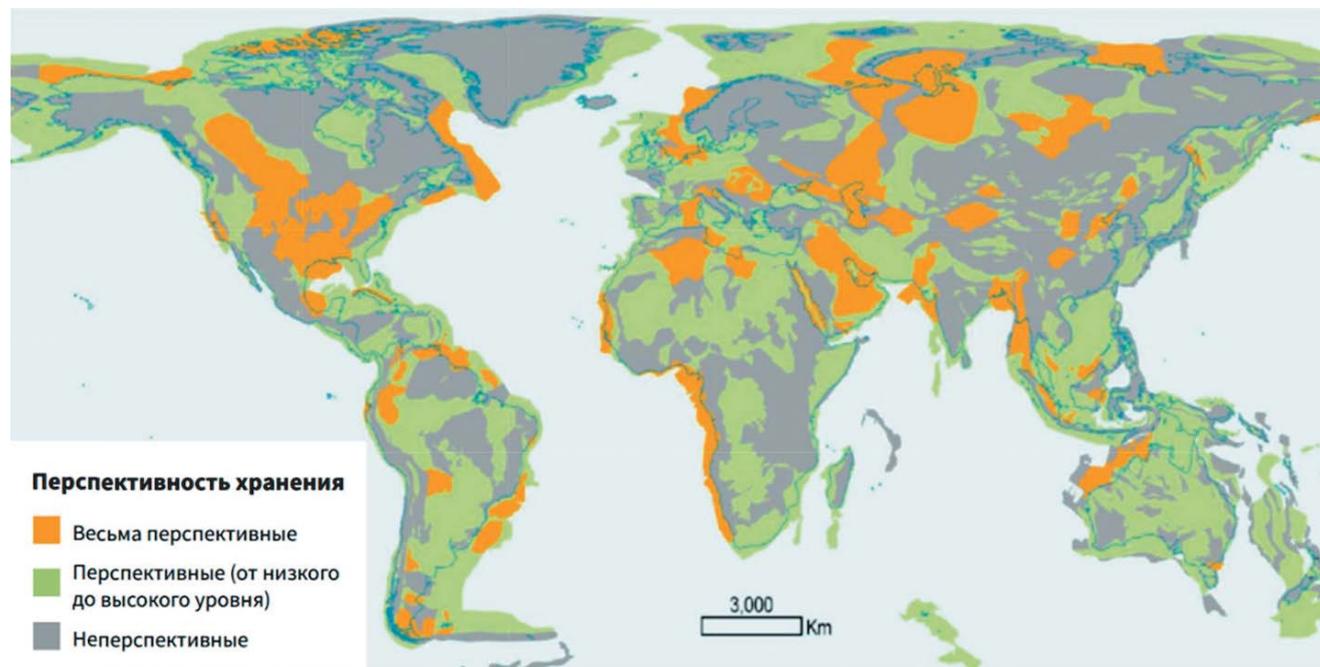


Рис. 8. Потенциал хранения углекислого газа [5].

Литература

1. *Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК)*. Специальный доклад «Глобальное потепление на 1,5°C». 2019. – 110 с.
2. *BP*. Statistical Review of World Energy. 2021. – 72 p.
3. *Высоцкий В.И.* Нефть, газ, возобновляемые источники энергии и выбросы двуоксида углерода (информационный обзор). 2021. – 44 с.
4. *Gordon O.* Carbon capture: Where is it working? 2022. – www.power-technology.com/analysis/carbon-capture-where-is-it-working/
5. *Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных Наций*. Технологический обзор «Улавливание, использование и хранение углерода». 2021. – 36 с.
6. *Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных Наций*. Отчет «Геологическое хранение CO₂ в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики». 2021. – 45 с.
7. *Global CCS Institute*. Report «Global Status of CCS 2020». 2020. – 44 с.
8. *VYGON Consulting*. CCUS: Монетизация выбросов CO₂. 2021. – 48 с.
9. *Дымочкина М.Г., Самодуров М.С., Павлов В.А., Пенюгин А.В., Уймаев О.С.* Геологический потенциал улавливания и хранения диоксида углерода в Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. № 12, 2021. – С. 20–23.
10. *Черепанов В.В., Трусов А.И., Балух С.А., Золотухин В.С., Рублев М.Е.* Выявление и предварительная оценка потенциальных геологических резервуаров на ЛУ ПАО «Газпром» Надым-Пур-Газовского региона, пригодных для осуществления проектов хранения CO₂ // Недропользование XXI век. № 2 (94), 2022. – С. 58–71.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ БАШКИРСКОГО ЯРУСА АРХАНГЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.К. Плаксин¹, З.С. Идиятуллина¹, Д.С. Данилов²

¹ ПАО «Татнефть» Институт ТатНИПИнефть

² СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

На сегодняшний день в Татарстане, в промышленной разработке находятся десятки нефтяных месторождений с долей высоковязких нефтей. Обладая значительными запасами углеводородов, большая часть этих нефтяных месторождений находится на поздней стадии разработки, что ставит проблему освоения залежей высоковязких нефтей в ряд наиважнейших.

Зачастую геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение коэффициента извлечения нефти и улучшение экономической эффективности разработки, не достигают ожидаемых результатов. Главной причиной этого является невысокая кратковременная технологическая эффективность и большие затраты по внедрению самих методов увеличения нефтеотдачи. Повышение эффективности разработки месторождений с высоковязкими нефтями может быть достигнуто за счёт новых, прогрессивных технологий, подобранных по критериям применимости для геолого-физических условий конкретного месторождения, особенностей их разработки.

Анализ технико-экономических показателей разработки показал, что из всех существующих в настоящее время способов добычи нефти наиболее актуальными и эффективными мероприятиями при разработке высоковязких месторождений является, наряду с применением горизонтальных технологий, разбуривание залежей по уплотненной сетке наклонно-направленными скважинами в комплексе с тепловыми методами. При этом каждая технология и каждое техническое решение должно максимально снижать потерю теплоносителя и повышать нефтеотдачу разрабатываемых объектов.

Авторами данной статьи предлагается технология разработки залежей нефти в карбонатных высоковязких коллекторах башкирского яруса Архангельского нефтяного месторождения с закачкой теплоносителя при минимальных эксплуатационных затратах.

В региональном тектоническом отношении Архангельское месторождение приурочено к западному склону Южного купола Татарского свода.

В геологическом строении рассматриваемой площади принимают участие породы кристаллического фундамента архейско-протерозойского возраста и комплекс осадочных пород палеозойского и кайнозойского возрастов (рис. 1).

Рассматриваемые в данной статье карбонатные отложения башкирского яруса представлены известняками и доломитами в различной степени перекристаллизованными, участками пористо-кавернозными и загипсованными (рис. 2).

На месторождении выявлено девять массивных нефтяных залежей.

Месторождение открыто в 1974 г., в 1980 г. введено в промышленную разработку. Разработка анализируемого башкирского объекта с начала 1980 года. Система разработки сформирована. С 1988 г. объект разрабатывается с поддержанием пластового давления. С начала разработки пластовое давление снизилось на 1,8 МПа и составляет

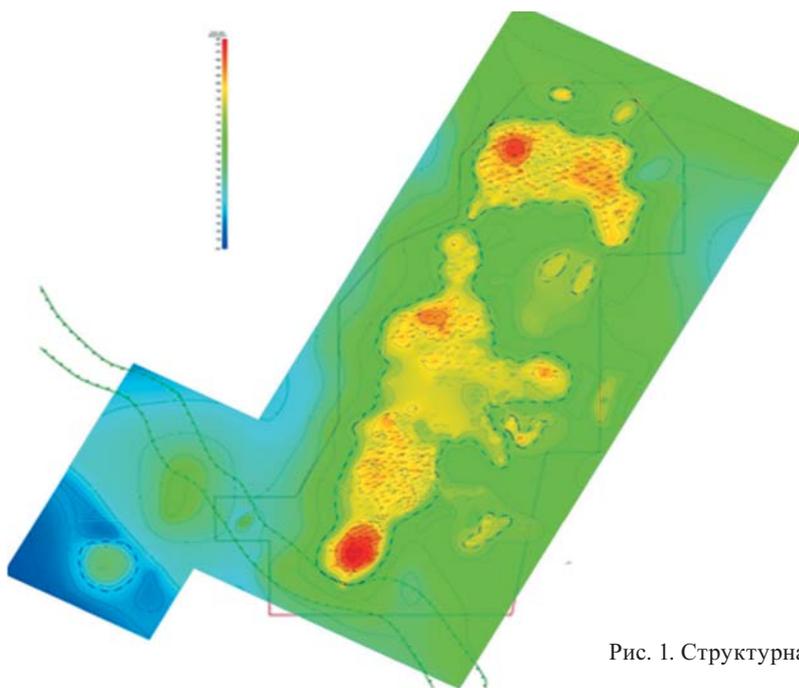


Рис. 1. Структурная карта по кровле карбонатных отложений башкирского яруса.

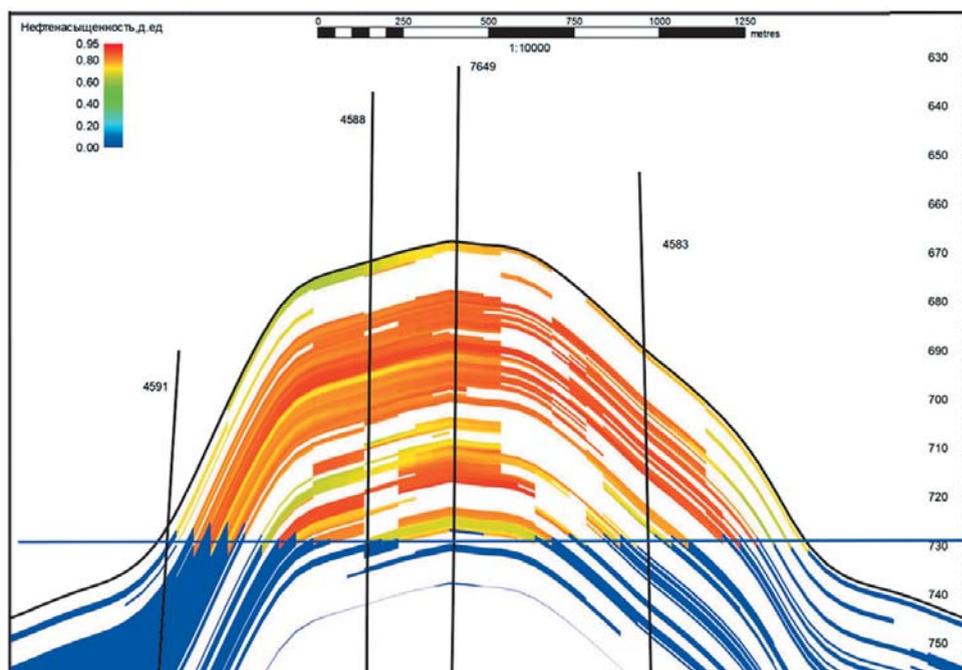


Рис. 2. Схематический геологический профиль распределения начальной нефтенасыщенности башкирского яруса.

6,0 МПа. Забойное давление – 2,4 МПа при давлении насыщения – 1,4 МПа. Энергетическое состояние залежей объекта удовлетворительное. По объекту отобрано от начальных извлекаемых запасов 14,3% при обводнённости добываемой продукции 37,3%, накопленная добыча растворённого газа – 18 млн м³. На 01.01.2021 г. в добывающем фонде числится 166 действующих, В нагнетательном фонде – 24 действующие скважины.

Рост доли нетрадиционных запасов нефти в разрабатываемых месторождениях Татарстана приводит к необходимости изучения и обоснования совершенствования технологий разработки месторождений с целью сохранения высоких темпов отбора и достижения стабильных уровней добычи нефти. Эффективность разработки таких объектов снижается и вследствие чего необходимо корректировать режимы работы скважин и менять систему проектирования и разработки.

Для выработки запасов высоковязкой нефти необходимо менять технологию разработки месторождений с совершенствованием традиционных систем разработки при проектных сетках скважин путём уплотняющего бурения, применения скважин с горизонтальным окончанием, вскрытия пластов скважинами малого диаметра, выбор оптимального объёма закачки и типа теплоносителя.

С целью выбора наиболее эффективной системы разработки в работе предлагается не-сколько вариантов проектирования, отличающихся различной плотностью сетки скважин и набором ГТМ.

Варианты отличаются системами разработки, соотношением количества добывающих и нагнетательных скважин, применением скважин с горизонтальным окончанием, скважин малого диаметра в комплексе с применением теплоносителя в различных зонах продуктивных объектов.

Карбонатные отложения башкирского объекта Архангельского месторождения активно разбуриваются с начала с 2017 года (рис. 3). Средний дебит нефти за этот период составил 2,2 т/сут и обводненность – 39 %.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Продуктивный пласт
	C ₂ b
Средняя глубина залегания, м	705,2
Средняя общая толщина, м	52,6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	11,1
Пористость, %	13,2
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,80
Проницаемость, мкм ²	0,0662
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,49
Коэффициент расчленённости, доли ед.	6,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПаЧс	68,5
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,901

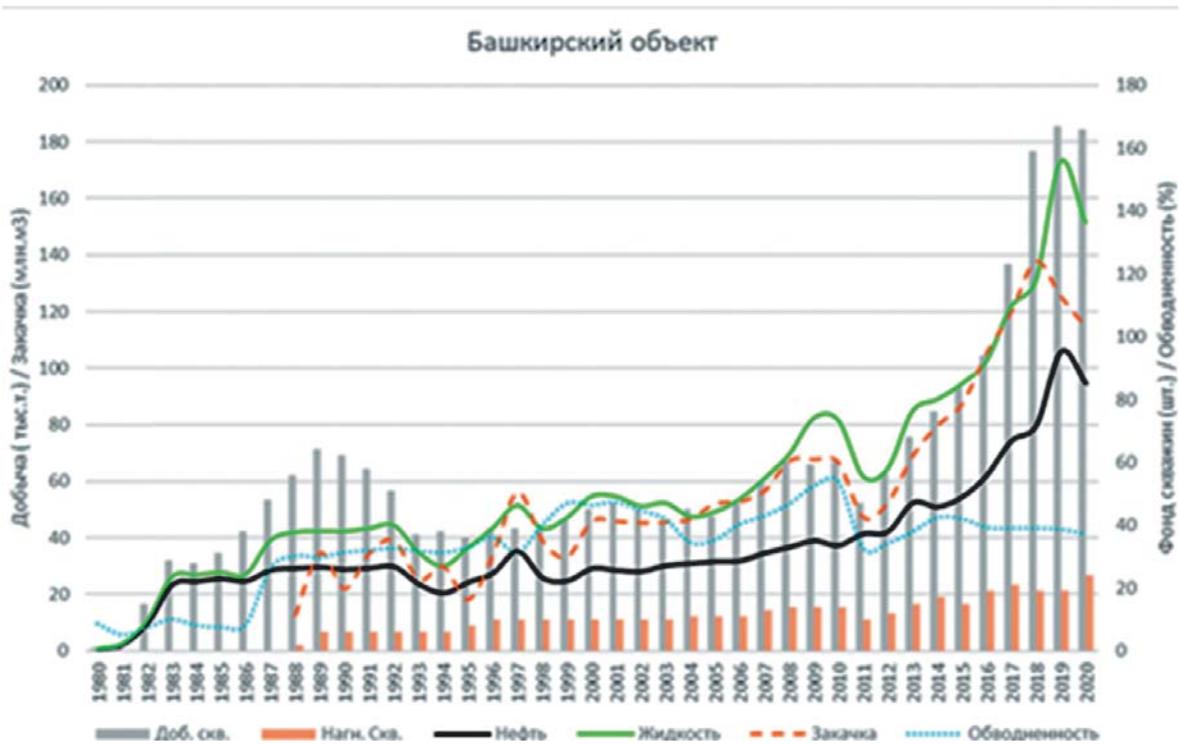


Рис. 3. Динамика основных технологических показателей разработки.

Сопоставительный анализ эффективности реализации предложенных сценариев проектирования участка верей-башкирских отложений проведён на основе построения геолого-гидродинамической модели (рис. 4).

Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчётной программы, реализующей численное решение системы уравнений и описывающая фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с учётом их взаимодействия с горной породой (рис. 4).

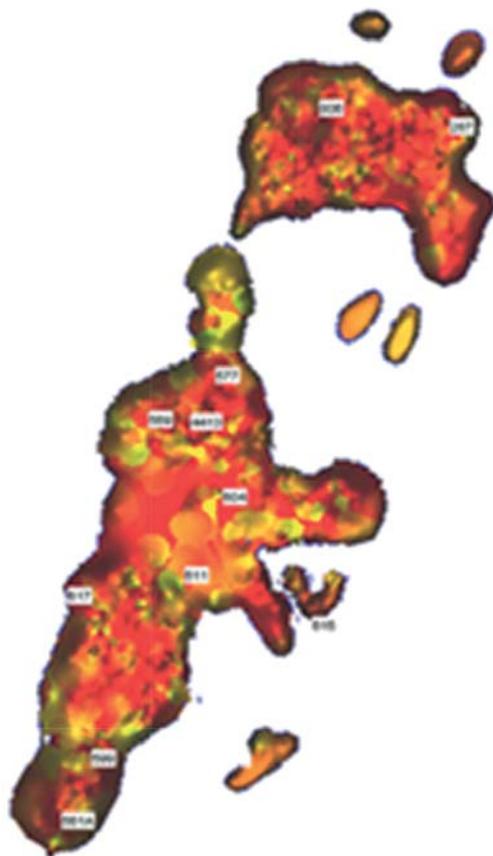


Рис. 4. Внешний вид гидродинамической модели башкирских отложений.

Первый вариант (рис. 5а) предусматривает бурение 90 скважин (29 добывающих, 61 нагнетательная), зарезку пяти боковых стволов.

Накопленная добыча нефти – 6373,0 тыс. т, жидкости – 32 088,0 тыс. т, закачка – 30 628,0 тыс. м³.

При такой системе разработки результаты гидродинамических расчётов показали неравномерность выработки запасов нефти, высокую неоднородность пластов, снижение пластового давления в зоне отбора, низкую продуктивность скважин.

Для наиболее полной выработки остаточных запасов (рис. 5б) предложен *вариант*, предусматривающий бурение 219 добывающих скважин малого диаметра, перевод пяти добывающих скважин с турнейского объекта, перевод 31 добывающей скважины под закачку, зарезке 27 боковых стволов.

Для эффективной добычи трудноизвлекаемой нефти (СВН) рекомендуется к уплотняющему бурению метод теплового воздействия на пласт, где в качестве теплоносителя будет использоваться горячая вода и поверхностно-активного вещества (ПАВ). Несомненным новшеством технологии является использование эффекта, включающего в себя как температурное воздействие для повышения подвижности и увеличения степени отмыва нефти, так и повышение охвата заводнением путем одновременного дозирования ПАВ в горячую воду. Реагент, необходимый для данной технологии, должен обладать свойством – существенно повышать вязкость воды, что снизит её подвижность. Тем самым будет выравниваться фронт вытеснения с целью предотвращения прорывов воды и преждевременного обводнения добывающего фонда скважин.

Накопленная добыча нефти – 11 421,0 тыс. т, жидкости – 100 480,0 тыс. т, закачка – 85 226,0 тыс. м³.

Третий вариант (рис. 5в) предусматривает бурение 199 добывающих скважин (179 скважина малого диаметра и 20 горизонтальных скважин), перевод пяти добывающих скважин с нижележащих объектов, перевод 31 добывающей скважины под закачку, зарезка 27 боковых стволов. Накопленная добыча нефти – 11 513,0 тыс. т, жидкости – 166 428,0 тыс. т, закачка – 154 499,0 тыс. м³.

С уплотнением сетки скважин происходит перераспределение потоков жидкости в зоне отбора, в центральной части и в зонах наибольшей депрессии улучшаются показатели разработки и условия достижения максимальной добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

Результаты расчётов показали эффективность уплотняющего бурения вертикальными скважинами с организацией закачки теплоносителя в комплексе с ПАВ в соответствии со вторым вариантом (рис. 5) при меньших ЧДД.

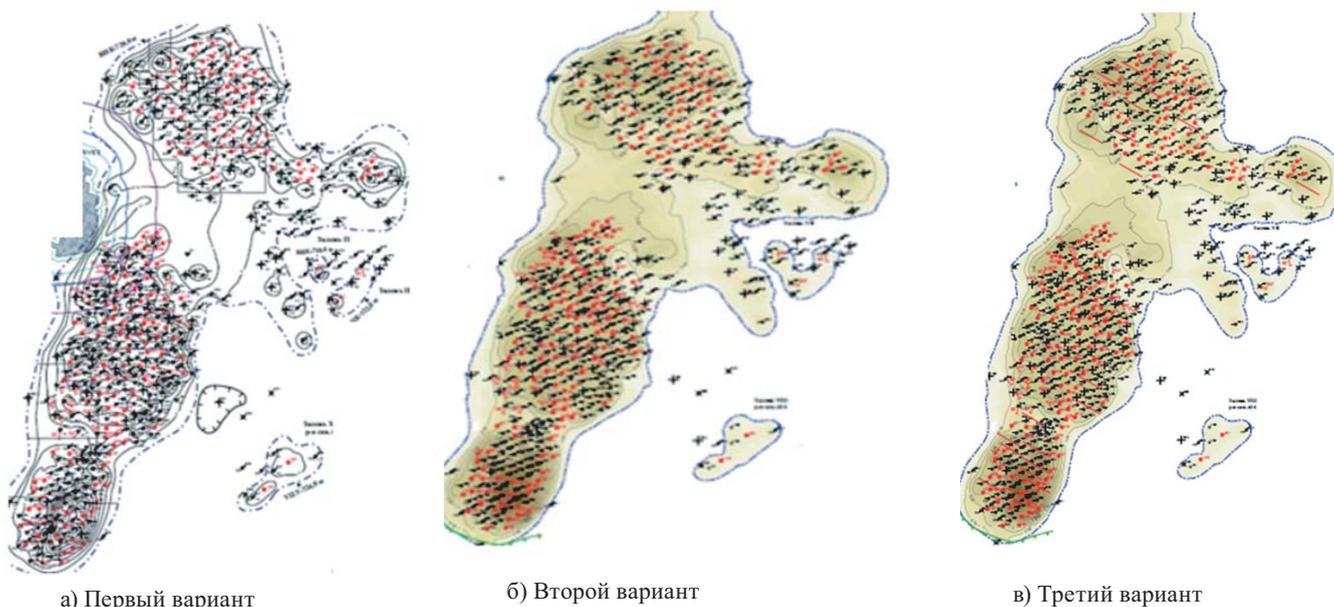


Рис. 5. Распределение параметра начальной нефтенасыщенности по разрезу залежей башкирского яруса среднего карбона.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА

М.С. Рагимова

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку

rahimova_mahluqa@mail.ru

Аннотация:

В рассмотренной статье основной задачей является показать состав природного и попутного нефтяного газа как следствие необратимых превращений её внутренних энергий углеводородных и кислых компонентов, вследствие чего газ характеризуется рядом закономерностей в составе и распределении компонентов различного углеводородного и гетерогенного состава.

Ключевые слова: параметр, давление, температура, плотность, сжимаемость, вязкость, теплотворная способность, скорость движения.

Введение:

В целом природный или попутный нефтяной газ рассматривается как природный объект, отражающий в себе влияние перераспределения внутренней (кинетической) энергии молекулы углеводородов, а также различных внешних факторов в обстановке нефтегазоконденсатного месторождения. Отсюда следует, что природный или попутный нефтяной газ, добываемые из нефтегазоконденсатного месторождения не полностью подчиняются уравнению состояния реальных газов Клапейрона-Менделеева.

В промысловых условиях для системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» природного или попутного нефтяного газа, применение уравнения Клапейрона-Менделеева при определении технологических параметров дают ошибки. Однако в многочисленных уравнениях состояния реальных газов, выведенных многими авторами, использование этих формул для определения состояния природного или попутного нефтяного газа в промысловых условиях практически невозможно.

В системе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» природного или попутного нефтяного газа из нефтегазоконденсатных месторождений движение газа происходит постоянно в неустановившемся турбулентном режиме с часто изменяющимися основными его физико-химическими технологическими состояниями.

Следует учесть, что частые изменения теплофизического, термодинамического и физико-химического состояния движущегося в турбулентном режиме природного или попутного нефтяного газа также даёт постоянное изменение его свойства. При таком технологическом процессе для применения уравнения состояния реальных газов Клапейрона-Менделеева требует его усовершенствования.

Следовательно, состояние природного или попутного нефтяного газа должно описываться уравнением, которое связывает параметры: давление, объём, температуру, плотность и скорость движения. На практике изменение одного из этих параметров приводит к изменению всех остальных. Поэтому скорость движения газа от пласта до поставки потребителю является средством перемещения потока газа в газопроводе или в сооружении, относительно скорости движения звука в газе, вызванного за счёт внутренних термодинамических свойств.

Технологический процесс течения природного или попутного нефтяного газа в промысловых газопроводах и сооружениях сопровождается изменением технологических параметров, в которых давление газа уменьшается значительно интенсивнее, чем температура, а скорость движения и плотность меняются непрерывно со скачками. Когда жидкость и газ переходят из забоя в подъёмные трубы скважины, происходит перепад давления, при этом сжатие газа уменьшается и образуется процесс расширения, в результате которого скорость подъёма потока жидкости и газа увеличивается. Поэтому особое значение имеет уточнение влияния, кроме P , V , T , плотности, газовая постоянная и скорости движения газа на уравнение состояния реального газа Клапейрона-Менделеева.

Результаты показывают, что энергетическое неравновесное состояние природного и попутного нефтяного газа высокого, среднего и низкого давления часто меняются. В этих условиях для определения скорости движения потока газа (w_r), начиная на подъёмных трубах скважины, а также на всех участках по рисунку 1, можно применять более доступную формулу, принимая при этом давление, объём газа и температуры для текущего участка в следующем виде:

$$w_r = \frac{Z \cdot Q_0 \cdot T \cdot P_0}{P \cdot F \cdot T_0}, \quad \frac{m}{сек}, \quad (1)$$

где Q_0 – объёмный расход природного или попутного нефтяного газа в стандартных условиях (20°C и $1,033 \text{ кг/см}^2$), который замеряется устройством $\text{м}^3/\text{сутки}$; T – текущая температура газа, K ; T_0 – атмосферная температура в нормальных условиях, K ; P – текущее давление газа, кг/см^2 ; F – сечение трубы, по которой движется газ, значение которого определяется с учётом диаметра трубы для соответствующего участка, м^2 ; P_0 – атмосферное давление (берется обычно равным $1,033 \text{ кг/см}^2$); Z – коэффициент сжимаемости.

В случае отсутствия соответствующей аппаратуры для измерения скорости движения потока газа (w_r), она определяется с учётом данных расчётным путём по формуле (1).

Для решения уравнения (1), используя заранее замеренные технологические показатели и зная технические размеры газопровода, с помощью уравнения (1) определяем в начале скорость газа ($w_{Г_1}$) в промышленном газопроводе. В конце газопровода, где газ поставляется потребителю, тоже замеряются практические показатели, в т.ч. объём поставляемого газа (Q), давление газа (P_2) и, зная диаметр газопровода, определяем скорость движения газа ($w_{Г_2}$) в конце газопровода с использованием уравнения получаем [2, 3]:

$$\text{в начале промышленного газопровода, } w_{Г_1} = \frac{Q_1}{F}; \quad (2)$$

$$\text{в конце промышленного газопровода, } w_{Г_2} = \frac{Q_2}{F}; \quad (3)$$

где Q_1 – замеренный объём газа в начале промышленного газопровода; Q_2 – замеренный объём газа в конце промышленного газопровода.

После определения значения $w_{Г_1}$ и $w_{Г_2}$ можно определить значение средней скорости газа в промышленном газопроводе по формуле:

$$w_{cp} = \frac{w_{Г_1} + w_{Г_2}}{2} \quad (4)$$

При крайне медленном движении газа по промышленному газопроводу в адиабатическом процессе, внутренняя температура газа превращается в кинетическую энергию, и она связана со средней скоростью движения потока газа, что видно из показателей на начальном участка газопровода. В этом случае давление и плотность, как физический параметр, не участвуют в подводе тепла, технической работе и изменении потенциальной энергии, за исключением воздействия кинетической энергии, так как технологические параметры на короткое время становятся неизменными.

Анализируя итоги замера технологических параметров можно сделать вывод о том, что практически природный или попутный нефтяной газ полноценно не реагируют на законы газовой динамики, так как основные технологические параметры движущегося газа от пласта до потребителя, проходя длинный путь через многочисленные пункты сбора и подготовки, часто меняются и течение проходит в турбулентном режиме.

В зависимости от условий работы системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» природного или попутного нефтяного газа, основными определяющими технологического состояния являются не только P, V, T , но и скорость движения газа в промышленных сооружениях и газопроводах ($\bar{w}_Г$) и его плотность ($\rho_Г$).

Общее количество уравнений состояния реальных газов в настоящее время очень велико. Все эти уравнения можно подразделить на несколько классов в зависимости от того, как выражены в них все технологические параметры состояния природного или попутного нефтяного газа, добываемого из газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

Дальнейший прогресс науки и техники требовал разработки более усовершенствованного варианта уравнения состояния природных или попутных нефтяных газов, способного правильно описать поведение их при давлении до 10МПа и температуре до 320-315К в процессе добычи нефти и газа.

Исходя из вышеизложенного этого во вновь предложенном усовершенствованном варианте со стороны авторами уравнения состояния, учитывается полное энергетическое и неравновесное состояние природного и попутного нефтяного газа, связывающее давление (P), объём (\mathcal{V}), температуру (T), а для точного расчета вводятся поправочные коэффициенты относительной плотности (Δ) и две трети относительной средней скорости движения газа $\left(\frac{2}{3}\bar{w}_\Delta\right)$ от пласта до потребителя.

Поэтому ввод дополнительно в уравнение состояния реальных газов Клапейрона-Менделеева двух технологических параметров состояния движущегося потока природного или попутного нефтяного газа в условиях неравновесного состояния относительных плотности и скорости, является весьма важным фактором.

Учитывая результаты практического исследования комплексной сложной системы «пласт-потребитель» по результатам, полученным при исследовании путём замера основных технологических параметров, авторы предлагают следующее уравнение, отличающееся от предыдущих уравнений, состояния реальных газов:

$$P\mathcal{V}\Delta = Z_{Г.П}RT\frac{2}{3}\bar{w}_\Delta, \quad (5)$$

где P – давление природного или попутного нефтяного газа; \mathcal{V} – объём добываемого газа; $Z_{Г.П}$ – коэффициент сжимаемости движущегося газового потока в условиях динамически неравновесного состояния, является безразмерной величиной; Δ – относительная плотность газа, отнесённая к плотности сухого воздуха:

$$\Delta = \frac{\rho_Г}{\rho_{вз.в}} \quad (6)$$

где $\rho_{вз.в} = 1,205$ – плотность сухого воздуха в нормальных условиях, кг/м³; $\rho_Г$ – лотность газа, определённая в лаборатории, кг/м³; R – универсальная газовая постоянная – одинакова для всех газов, размерность которой зависит

от рода газа и технических единиц, в которых измеряются давление и количество газа, например: R – если нужно получить универсальную газовую постоянную, выраженную в киломолях, и зная, что при 0°C (273°K) и давлении 760 мм.рт.ст (10330 Н/м^2) мольный объём для всех газов практически одинаков и составляет $22,4 \text{ м}^3/\text{кмоль}$, газовая постоянная определяется следующим образом:

$$R = \frac{10330 \cdot 22,4}{273,15} = 848 \text{ кг}\cdot\text{м/кмоль}\cdot\text{град.} \quad (7)$$

Если нужно получить газовую постоянную для количества газа, выраженного в метрах на градус цельсия, величину универсальной газовой постоянной следует разделить на молекулярный вес (μ) природного или попутного нефтяного газа, который определяется в аттестованной лаборатории. С учётом молекулярного веса газовая постоянная определяется по формуле:

$$R = \frac{848}{\mu} \text{ м}^3/\text{моль}\cdot\text{град} \quad (8)$$

Для практических расчётов в процессе добычи, сбора, подготовки и транспортировки газового потока и, выявив, насколько скорость природного или попутного нефтяного газа (w_{Γ}) меньше или больше скорости звука в газе ($w_{\text{зв.}\Gamma}$), вводится понятие относительной скорости (w_{Δ}) потока газа, определяемой по соотношению:

$$w_{\Delta} = \frac{w_{\Gamma}}{w_{\text{зв.}\Gamma}}, \quad (9)$$

Известно, что скорость звука в газе называется скоростью распространения в газе возмущений, вызванных изменением давления газового потока. При этом амплитуда давления, пренебрежимо мала по сравнению с общим давлением потока газа в промышленном газопроводе. Поэтому скорость звука в газе связана с термодинамическими параметрами этого газа. При этом звуковые колебания, вызванные изменением давления, распространяются в промышленном газопроводе очень быстро, поэтому сколько-нибудь заметного теплообмена между участками, разрежения и сжатия звуковой волны и окружающей среды не успевает произойти.

Промысловая практика показывает, что частое изменение расхода газа, поставляемого к потребителю, приводит к изменению давления газа в промышленном газопроводе, который распространяется со скоростями, значительно большими, чем скорость звука.

В этом случае полное теплосодержание газа целиком преобразуется в кинетическую энергию, т.е. внутреннюю энергию, которая образуется в результате внутренней химической реакции газа. Отсюда получается, что максимальное значение скорости звука в газе, выведенное в предположении постоянства теплоёмкости приблизительно ($C \approx 0,24$), будет иметь следующий вид [4]:

$$w_{\text{макс.зв}} \approx 44,8\sqrt{T_0}$$

где T_0 – температура атмосферного воздуха и принимается близко к нормальной $T_0 \approx 273^\circ\text{K}$. Тогда максимальная возможная скорость истечения звука в газе будет, $w_{\text{макс.зв}} \approx 739 \text{ м/сек}$.

При таком технологическом процессе практически имеющиеся в составе газа молекулы азота, углекислого газа и др., ухудшающие качество газа, по сравнению с молекулами природного или попутного нефтяного газа более легкие, и скорость движения молекулы газа при этом может достигать $660\text{--}680 \text{ м/сек}$.

Исходя из этого, полученное значение относительной скорости по формуле (9) окончательно принимает вид:

$$w_{\Delta} = \frac{w_{\Gamma}}{w_{\text{зв.}\Gamma}} = \frac{w_{\Gamma}}{335}, \quad (10)$$

где 335 – скорость звука в газе, м/сек; w_{Γ} – скорость потока природного или попутного нефтяного газа, либо определяется практически с помощью соответствующих аппаратур, либо определяется по формуле (1).

В промышленной практике в простой форме определения со стороны эксплуатационного персонала для текущего технологического процесса коэффициента сжимаемости движущегося газового потока в условиях неравновесного состояния природного или попутного нефтяного газа ($Z_{\Gamma,П}$), входящего в формулу (9), можно проводить с использованием практически замеренных данных в следующей последовательности:

1. В аттестованной лаборатории определяется по отобранной пробе плотность газа ρ_{Γ} , а параметрическими приборами давление и температура природного или попутного нефтяного газа;

2. После чего для удобства и более точного расчёта осуществляется определение псевдокритического давления $P_{н.кр}$ и псевдокритической температуры по приемлемым формулам А.З.Истомина:

$$\left. \begin{aligned} P_{н.кр} &= 4,937 - 0,464\Delta, \\ T_{н.кр} &= 171,5\Delta + 97, \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

Таким образом, уравнение (6) является уравнением полного энергетического в условиях неравновесного состояния движущегося природного или попутного нефтяного газа, связывающего все основные часто изменяющиеся технологические параметры и подчиняющиеся ему, и это позволяет определить каждый параметр в отдельности в промышленных условиях.

Предложенное авторами уравнение (5) является весьма совершенным, основные параметры природного и попутного нефтяного газа определяются практически при работе системы добычи, сбора, подготовки и транспортировки газа к потребителю, и не исключает в будущем возможности появления других методов уточнения уравнения состояния реального газа Клапейрона-Менделеева.

Следует подчеркнуть, что предложенное авторами уравнение полного энергетического и неравновесного состояния движущегося потока природного или попутного нефтяного газа (5) является приемлемым и удобным для проведения оценочных расчётов на промыслах, разрабатывающих газовые, газоконденсатные и газонефтяные месторождения.

Для практической проверки соответствия в реальной системе сбора, подготовки и транспортировки природного или попутного нефтяного газа уравнений Клапейрона-Менделеева $PV = ZRT$ и авторов $PV\Delta = Z_{г.л} \cdot R \cdot T \frac{2}{3} \bar{w}_\Delta$ в промысловых условиях, в качестве примера проведём расчёт по определению объёма газа.

Выводы

1. Анализ существующих уравнений состояния реальных газов и каждого физического параметра, входящего в эти уравнения в отдельности, а также соответствие этих параметров реального газа, чтобы применять для системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» природного или попутного нефтяного газа;
2. Освещается вопрос детального изучения существующих уравнений состояния реальных газов, в т.ч. уравнения Клапейрона-Менделеева и поиски путей для применения этих уравнений на промыслах с целью проведения расчётов по определению всех физических параметров природного или попутного нефтяного газа в системе «добычи, сбор, подготовки и транспортировки к потребителю».

Литература

1. *Стернин Л.Е.* Основы газовой динамики. – М.: «Вузовская книга», 2008.
2. *Коротяев Ю.П.* Эксплуатация газовых месторождений. – М.: «Недра», 1975.
3. *Смирнов А.А.* Транспорт и хранение газа. Москва-Ленинград, Гостоптехиздат, 1950.
4. *Абрамович Г.Н.* Прикладная газовая динамика. – М.: «Наука», 1969.
5. *Ландау Л.Д., Китайгородский А.И.* Физика для всех. – М.: «Наука», М: 1974.

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.Г. Рахмаев

УГТМ ДРМ «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть», azn09sg@tatneft.ru

Известно, что Ромашкинское месторождение насчитывает длительную историю разработки с начала пятидесятих годов прошлого столетия и по настоящее время [1].

При этом технология его разработки претерпевала существенные коррективы с учётом возникновения тех или иных осложнений в процессе периода эксплуатации.

Существенную роль в управлении эффективности разработки сыграла технология поддержания пластового давления, которая на протяжении всего периода эксплуатации Ромашкинского месторождения испытала значительную модернизацию с учётом возникающих необратимых техногенных изменений гидрогеологических и гидрофизических условий.

Известно, что система ППД на Ромашкинском месторождении была введена в конце пятидесятих годов прошлого столетия, когда началось замедление роста накопленной добычи в связи с необратимым падением пластового давления продуктивных пластов [2]. При этом стало очевидным, что применявшаяся в начале разработки система законтурного заводнения себя не оправдывает в связи с большими размерами месторождения и было решено, на основании положительного опыта разработки Туймазинского нефтяного месторождения [3], перейти к внутриконтурному заводнению, осуществив при этом «разрезание» его эксплуатационной площади на отдельные (до 21-го) участки в соответствии с их геолого-физическими особенностями с помощью рядов нагнетательных скважин.

При этом, если при законтурном заводнении закачка «посторонней» воды через нагнетательный фонд велась, как правило, в подошвенную воду ниже ВНК, то при реализации системы внутриконтурного заводнения закачка уже велась непосредственно в нефтенасыщенную часть продуктивного пласта. Это позволило не только стабилизировать процесс ежегодного прироста накопленной добычи, но и довести его в 1970 году до рекордной величины – порядка 60 млн. тонн.

Однако процесс внутриконтурного заводнения, наряду с положительными результатами, привёл к необратимому и быстрому росту обводнённости добываемой продукции, которая к 1974 году достигла порядка 45%, а к 1994 году – уже 86–87% с тенденцией дальнейшего роста [2]. И все это на фоне постепенного снижения ежегодных объёмов закачки с 70 млн тонн в 1974 году до 42–43 млн тонн в 1994 году с дальнейшей стабилизацией на уровне 25–30 млн тонн в год.

В связи с этим, вопрос снижения влияния техногенных процессов, вызывающих высокую обводнённость добываемой продукции стал к настоящему времени одним из актуальных и требующих принятия кардинальных мер по его эффективному решению.

Анализ различных факторов, оказывающих воздействие на взаимное влияние очаговых нагнетательных и добывающих реагирующих скважин, входящих в разрезающие ряды системы внутриконтурного заводнения отдельных площадей Ромашкинского месторождения, показал, что одной из причин сложившейся ситуации является то, что положение интервалов закачки в очаговых нагнетательных скважинах относительно интервалов отбора в ближайших реагирующих добывающих скважин часто носит бессистемный и, как следствие этого, энергозатратный характер, отражающийся на себестоимости добываемой продукции.

Известно [4], что в поток жидкости из нагнетательной скважины в нефтенасыщенный пласт будет наиболее благоприятным в том случае, если абсолютная отметка интервала отбора в добывающей скважине будет находиться выше интервала закачки в нагнетательной, а менее благоприятным – если ниже.

С целью уточнения влияния структурно-геологических параметров на эффективность системы ППД, были изучены факторы, влияющие на взаимодействие нагнетательных и добывающих скважин, расположенных на Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения с различными пластовыми давлениями.

В качестве примера более детально рассмотрим участок заводнения очаговой скважины 28991 (см. табл. 1, рисунок 1) на Восточно-Лениногорской площади.

Таблица 1

Геолого-промысловые данные по реагирующим скважинам очаговой нагнетательной скважины 28991

Нагнетательная скважина	Абс.отм., м	Добыв. скважина	Абс. отм., м	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Обв-ть, %	Разница абс. отм., м	Рпл, атм	Рзаб, атм
28991	1467,5	6042Д	1466,1	11,447	16	17	1,4	103	26
28991	1467,5	6043	1464,8	2,483	16	82	2,7	122	47
28991	1467,5	11027	1463,4	1,19	23	94	4,1	150	67
28991	1467,5	11181	1464,2	5,043	9	35	3,3	138	25

Из данных, представленных в таблице 1 видно, что при наличии на участке заводнения добывающих скважин с различными значениями абсолютных отметок, зона преобладающего влияния фильтрационных потоков будет направлена к забою скважин, интервал перфорации которых расположен максимально выше забоя очага заводнения. Так, если при положительной разнице абсолютных отметок в 4,1 м, реагирующая скважина 11027 работает с пластовым давлением 150 атм., то скважина 6042Д с разницей абсолютных отметок в 1,4 м, имеет пластовое давление всего лишь 52 атм. И это даже при условии, что ФЕС реагирующей скважины 6042Д намного лучше соседних (рис. 1).

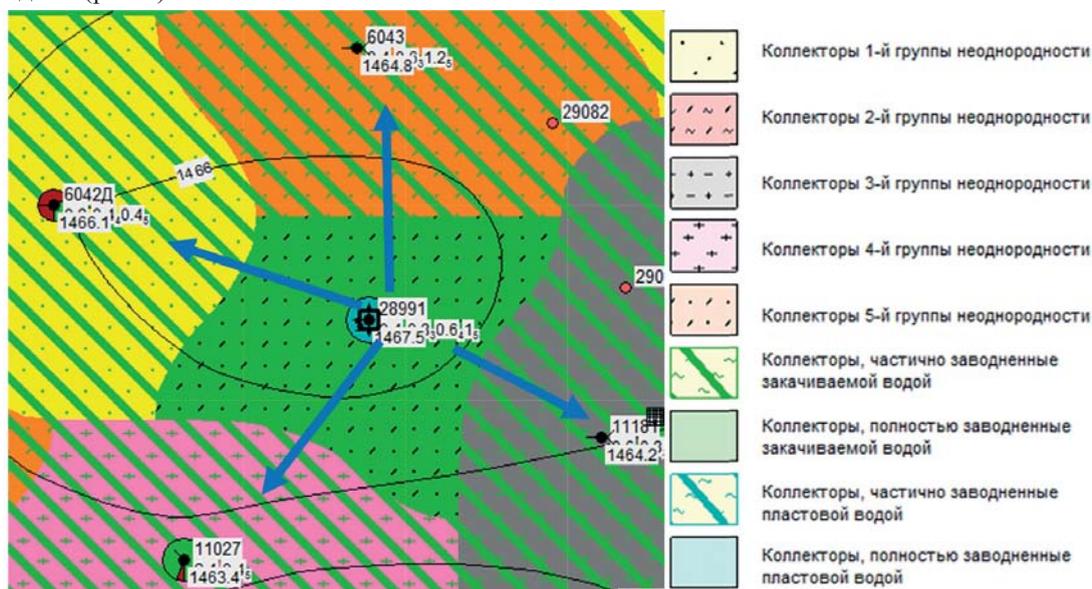


Рис. 1. Выкопировка из карты разработки участка заводнения очаговой скважины 28991, данные о котором приведены в таблице 1.

Для простоты визуализации данных, представленных в таблице 1, была построена корреляционно-статистическая зависимость пластовых давлений реагирующих скважин от разницы абсолютных отметок интервалов отбора и интервала закачки очага заводнения скважины 28991 (см. рис. 2) на участке, показанном на рисунке 1.

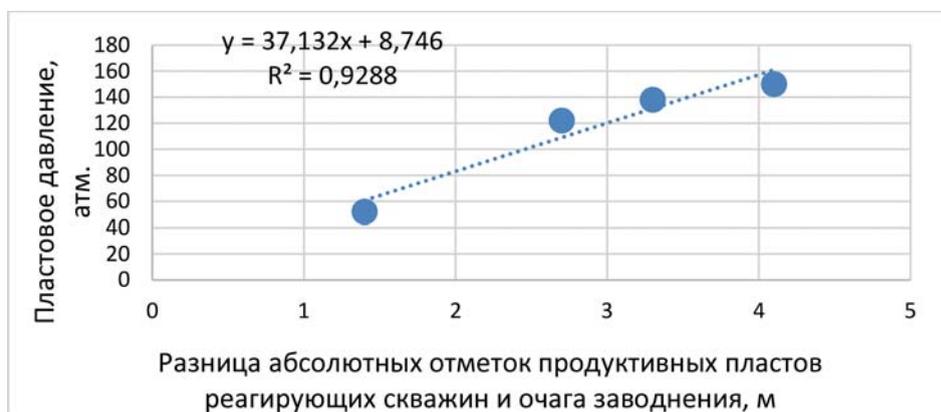


Рис. 2. Корреляционно-статистическая зависимость пластовых давлений реагирующих скважин от разницы абсолютных отметок интервалов отбора и интервала закачки очага заводнения скважины 28991.

Из зависимости, представленной на рисунке 2, следует, что в зоне влияния одного очага заводнения пластовое давление будет наибольшим в той реагирующей скважине, интервал отбора которой расположен выше относительно интервала закачки очаговой нагнетательной скважины 28991.

Аналогичный пример можно привести по участку заводнения очаговой скважины 28901Г (см. табл. 2 и рис. 3). При разнице абсолютных отметок в 9,2 м, реагирующая скважина 11048 работает с пластовым давлением 158 атм., а скважина 28901Б с разницей абсолютных отметок в 1,6 м, имеет пластовое давление всего лишь 65 атм.

Таким образом, в случае, когда забой нагнетательной скважины расположен ниже забоев реагирующих добывающих скважин, происходит «благоприятное» влияние закачки, которое сопровождается увеличением давления (ΔP) за счёт сложения его с силами капиллярного давления. А это положительно влияет на рост давления в реагирующих скважинах и, наоборот.

Достоверность вышеописанных процессов подтверждается также на графике, приведённом на рисунке 4.

Геолого-промысловые данные по реагирующим скважинам очаговой нагнетательной скважины 28901Г

Нагн-ная скважина	Абс. отм., м	Добыв. скважина	Абс. отм., м	Разница абс. отм., м	Рпл, атм	Рзаб, атм
28901Г	1475,9	6185	1471,6	4,3	129	55
28901Г	1475,9	11048	1466,7	9,2	158	73
28901Г	1475,9	18652	1470	5,9	80	55
28901Г	1475,9	28901Б	1474,3	1,6	65	47

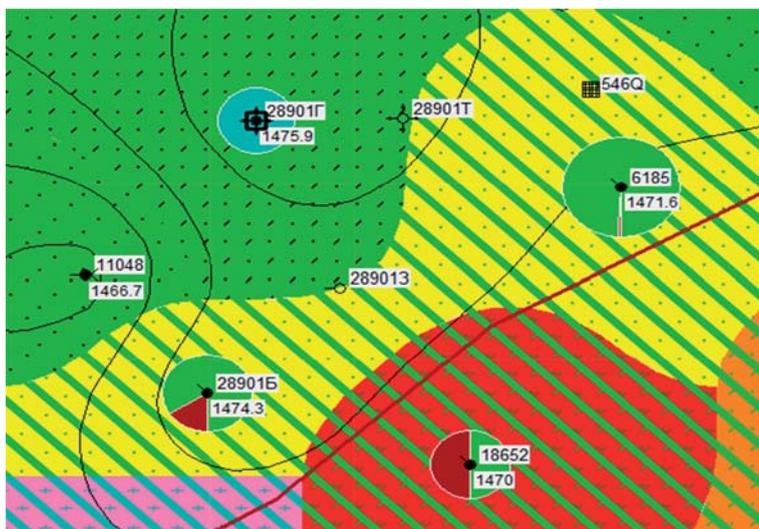
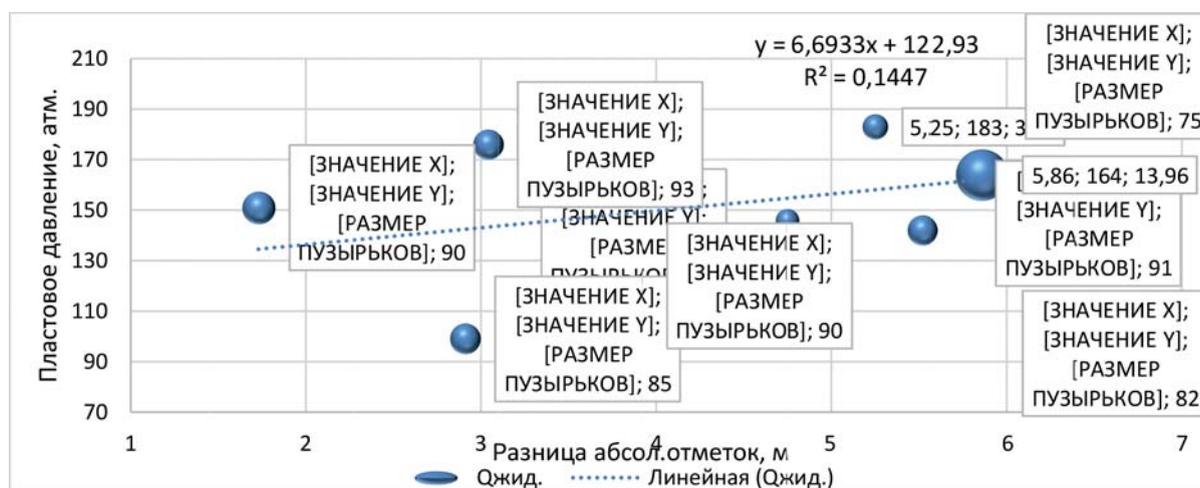


Рис. 3. Выкопировка из карты разработки участка очагового заводнения скважины 28901Г, данные о которых приведены в таблице 2.

Рис. 4. Корреляционно-статистические зависимости $P_{пл}$ от структурно-геологического расположения абсолютных отметок реагирующих добывающих и влияющей на них очаговой нагнетательной скважины 18595 (пузырьки на рис. характеризуют дебит жидкости). Обозначения в «подписях данных»: разница абсолютных отметок; пластовое давление; дебит жидкости; обводнённость.

На основании данных, представленных на рис. 4, были построены корреляционно-статистические зависимости, отражающие взаимосвязь средних значений обводнённости (B , %), величины дебита продукции ($Q_{ж}$, Q_n), добываемой из реагирующих скважин и величины их пластового давления – $P_{пл}$ с разницей расположения интервалов отбора и нагнетания (рис. 5).

Из анализа зависимостей, представленных на рисунке 5, можно сделать вывод о том, что увеличение разницы в уровнях отбора и закачки приводит к неконтролируемому росту пластового давления реагирующих скважин (до 180 атм и более), который оказывает незначительное влияние на величину обводнения добываемой продукции (B , %) в пределах 85%, но оказывает значительное влияние на величину дебита добываемой жидкости, который быстро уменьшается по мере роста пластового давления.

На основании данных, приведённых на рисунке 5, а также с целью решения проблемы повышения энерге-

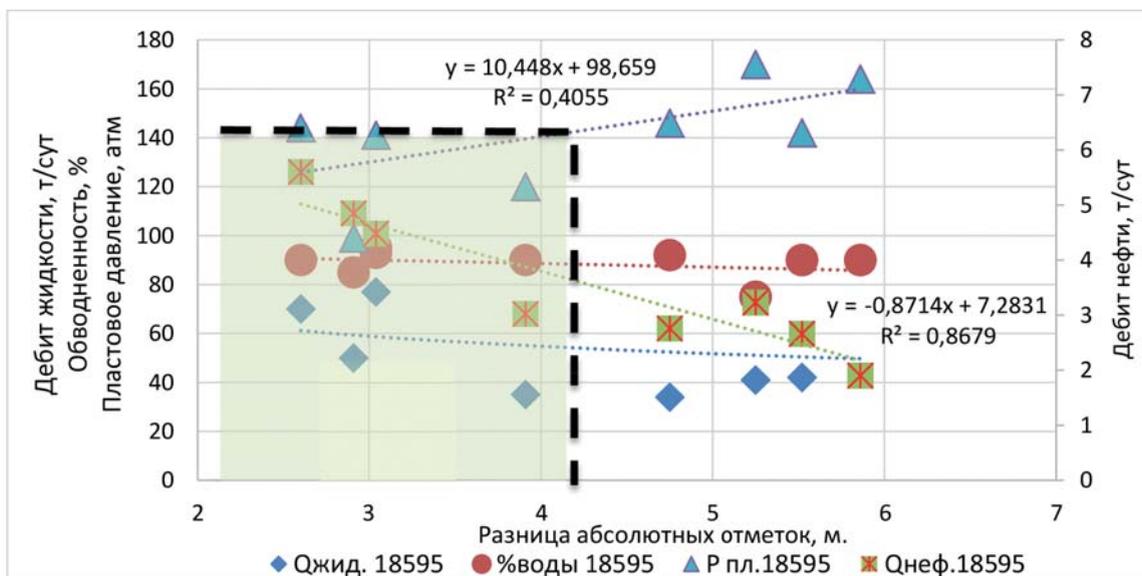


Рис.5. Зависимости средних значений дебита жидкости, нефти, обводнённости добычаемой продукции и пластового давления реагирующих добывающих скважин от влияния разницы абсолютных отметок взаимного расположения очаговой нагнетательной скважины 18595 и реагирующих скважин.

тической эффективности внутриконтурного заводнения на вышеприведённых эксплуатационных участках Восточно-Ленинградской площади предлагается ограничить максимальную величину пластовых давлений на уровне 135–140 атм., что позволит удерживать обводнённость добычаемой продукции на уровне $\approx 85\%$, при среднем дебите нефти не менее 5–6 т/сут, и тем самым существенно повысит рентабельность эксплуатации этих скважин.

Для простоты определения подобных критериев на рисунке 5 штриховой линией выделена область, позволяющая выбрать наиболее рентабельный режим эксплуатации очаговых и реагирующих скважин на намеченных участках Восточно-Ленинградской площади.

Согласно предельных границ выделенной на рисунке 5 области, расхождение по высоте между забоями реагирующих добывающих и забоями очаговых нагнетательных скважин не должно превышать 3,5–4 метров.

Выводы и рекомендации

1. Технологическая эффективность нагнетательных скважин системы ППД, работающих в режиме внутриконтурного заводнения на завершающей стадии эксплуатации в значительной степени зависит от относительного расположения интервалов отбора в реагирующих скважинах и интервалов нагнетания – в очаговых.

2. Чем больше угол наклона гидравлического «канала», по которому сообщается очаговая скважина (расположенная относительно ниже добывающей) с реагирующей, тем выше пластовое давление в последней.

3. При нулевом и отрицательном расхождении абсолютных отметок очаговых и реагирующих скважин, сила гидравлического напора уменьшается на величину капиллярного давления, что и приводит к падению пластового давления в реагирующих скважинах.

4. При этом, чем выше интервал отбора в реагирующих скважинах относительно интервала закачки в соседних очаговых нагнетательных скважинах, тем выше в них пластовое давление и уровень обводнённости, что, в свою очередь, приводит к снижению дебита нефти.

5. Для оптимизации эксплуатации реагирующих скважин с целью обеспечения повышения их рентабельности предлагается ограничить величину их пластового давления не более 135–140 атм., что позволит снизить не только обводнённость добычаемой продукции, но также и энергоёмкость эксплуатации всей системы ППД.

6. На основании полученных результатов, автором получен патент [Пат. 2732742 РФ] на способ разработки водонефтяного пласта, который может быть использован для повышения технологической эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности // Казань, АН РТ, 2005. – 688 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения // Казань, КГУ, 2003. – 596 с.
3. Баймухаметов К.С., Еникеев В.Р., Сыртланов А.Ш., Якупов Ф.М. Геологическое строение и разработка Туймазинского месторождения // Уфа. Изд-во «Капитал», 1993. – 280 с.
4. Справочная книга по добыче нефти / под редакцией Ш.К. Гиматудинова // М., «Недра», 1974. – 704 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЖИДКОФАЗНОГО ОКИСЛЕНИЯ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СРЕДЕ ВОЗДУХА, КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ШФЛУ И/ИЛИ ПНГ

С.А. Ситнов, А.Ф. Шагеев, И.И. Мухаматдинов, С.А. Долгих,
Э.Р. Байгильдин, А.В. Вахин

Казанский федеральный университет, г. Казань, sers11@mail.ru

В последнее время нефтяные компании, в основном, осуществляют опытную эксплуатацию отдельных скважин и участков трудноизвлекаемых запасов, разработка которых требует применения нетрадиционных подходов для экономически эффективной нефтедобычи. Необходимость нетрадиционного подхода к выбору эффективного способа разработки месторождений с карбонатным коллектором определяется неординарными фильтрационно-ёмкостными свойствами пород, а также высоким содержанием отложений асфальто-смолистых и парафиновых углеводородов [1].

Кроме того, в последние годы резко обострился интерес мирового энергетического, экологического и делового сообщества к декарбонизации, в частности, к проблеме утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и продуктов его переработки – широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), как из экологических, так и из финансовых соображений. С одной стороны, сжигание попутного газа в факелах даёт около 1% всех мировых выбросов парникового углекислого газа. С другой – это уничтожение ценных невозобновляемых природных ресурсов.

Окисление (и соответственно, утилизация) ПНГ и ШФЛУ в термобарических условиях непосредственно в пласте может обеспечить протекание комбинированной термогазохимической технологии добычи – продукты окисления представляют собой смесь органических кислот, углеводородных растворителей высокой температуры, что совмещает в себе кислотную обработку и закачку органических растворителей, а также термическое воздействие на пласт [2].

Это будет обеспечивать улучшение фильтрационно-ёмкостных свойств, снижение влияния АСПО при разработке карбонатных коллекторов.

Окисление лёгких углеводородов не ново, однако, перспектива осуществления такого рода процесса внутри скважин может внести весомый вклад в развитие методов увеличения нефтеизвлечения из трудноразрабатываемых коллекторов.

Вместе с тем, некаталитическое высокотемпературное окисление проводится приблизительно при температуре 700–800°C, поэтому актуальным является повышение эффективности данного процесса за счёт применения катализаторов, обеспечивающих снижение энергии активации распада лёгких углеводородов и соответственно температуры процесса до 400–500°C.

Применение многофункциональных катализаторов с высокой активностью, селективностью и стабильностью может обеспечить снижение индукционного периода, а также ускорить и направить реакцию в сторону образования целевых продуктов окисления.

Окисление бутана в уксусную кислоту в присутствии ионов металлов достаточно хорошо изученный процесс.

Так, например, авторами в [3] было проведено окисление н-бутана при 160–190°C и 6 МПа как без катализатора, так и в присутствии солей кобальта или марганца. Установлено, что высокая конверсия бутана и выход уксусной кислоты наблюдается при использовании катализаторов окисления на основе данных металлов.

В патенте [4] описывается процесс превращения бутана преимущественно в уксусную кислоту при контакте его с кислородом в присутствии соединения кобальта (концентрация от 0,5 до 20 мас. % Со) при температуре 95–120°C и давлении 0,7–3,0 МПа. Подчеркивается, что высокая конверсия бутана и выход уксусной кислоты достигается при парциальном давлении кислорода 0,004–1,0 МПа.

В данной работе приведены результаты исследования жидкофазного окисления лёгких углеводородов (на примере н-гексана) в среде воздуха в присутствии металлов переменной валентности (Fe, Cr, Ni) в виде нефте-растворимых прекурсоров катализаторов для осуществления технологии комбинированного термохимического воздействия на карбонатные пласты для увеличения нефтеотдачи. Учитывая, что смесь лёгких углеводородов представляется собой схожий с нефтью набор групп химических соединений, можно предположить, что данные металлы будут проявлять такую же высокую эффективность в процессах окисления. Объектами являлись продукты каталитического окисления н-гексана. Схема эксперимента представлена на рис. 1.

Изменение температуры и давления в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов приведено на рисунках 2 и 3, соответственно.

На основании результатов выявлено, что все эксперименты характеризуются превышением заданной температуры 180°C и давления 50 бар на начальном этапе, причём резкое повышение давления и температуры связано с образованием гидропероксидов при взаимодействии кислорода воздуха с н-гексаном с разрывом связи в молекуле последнего [5]. При этом молекула кислорода присоединяется к углеводороду с разрывом только одной связи и с образованием гидропероксида в качестве первичного молекулярного продукта. Последние, в свою очередь, нестабильны: под действием температур и катализаторов они распадаются по связи – О-О-. Образовавшиеся радикалы вступают в реакции рекомбинации, образуя молекулярные продукты окисления – спирты, альдегиды, кетоны, эфиры и органические карбоновые кислоты.

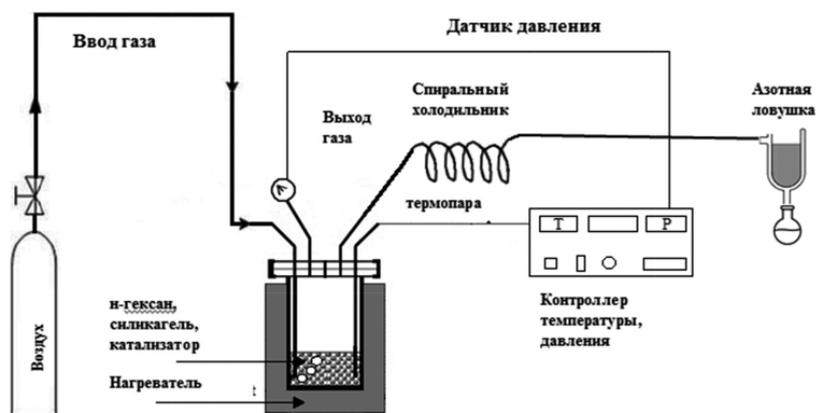


Рис. 1. Схема эксперимента жидкофазного окисления лёгких углеводородов на примере н-гексана.

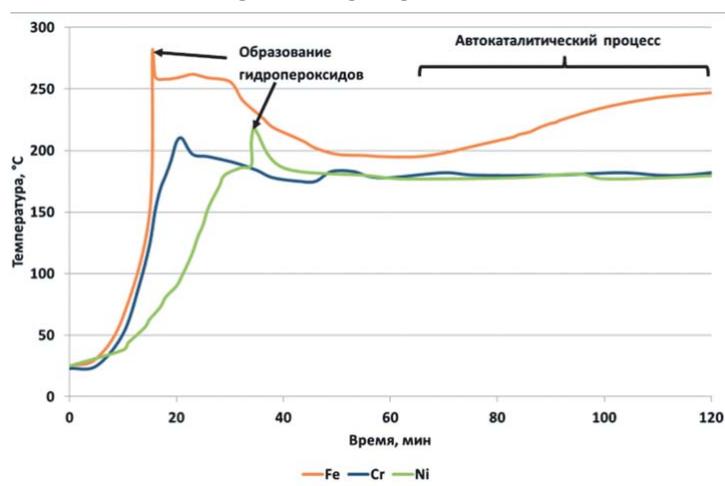


Рис. 2. Изменение температуры в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов

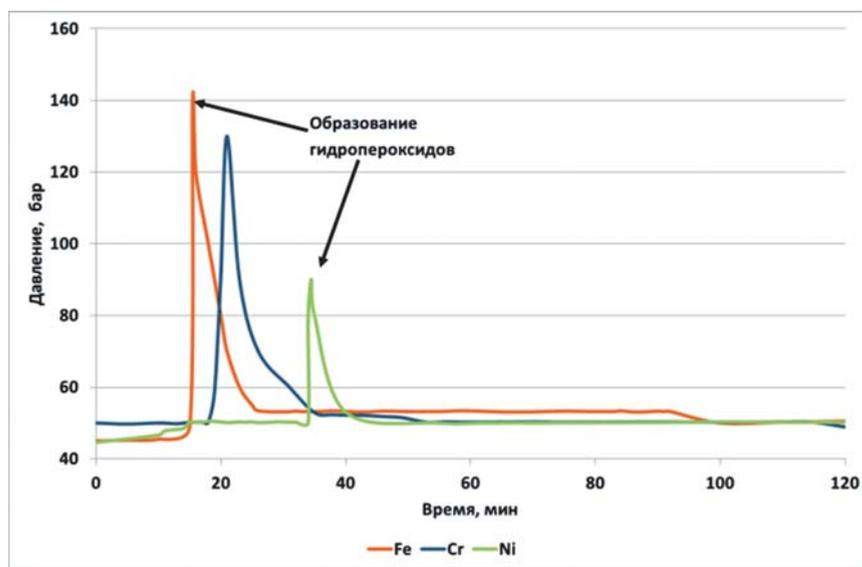


Рис. 3. Изменение давления в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов.

Это подтверждается результатами ИК-спектроскопии (рис. 4). Выявлено, что продукты окисления характеризуется наличием органических кислот: пики в интервале $3000\text{--}2750\text{ см}^{-1}$, соответствующих валентным колебаниям С-Н связи в группах CH_3 и CH_2 ; $2500\text{--}3500\text{ см}^{-1}$ с максимум в области около 3300 см^{-1} – валентные О-Н колебания в карбоксильной группе кислот (для опытов в присутствии Fe и Cr); сильный пик в области $1705\text{--}1675\text{ см}^{-1}$ – валентные колебания карбонильной группы ($\text{C}=\text{O}$). Также для всех металлов наблюдаются характерные пики в области $1100\text{--}950\text{ см}^{-1}$, что, по-видимому, связано с образованием сложных эфирных групп С-О-С, а также наличие плавного горба в области $3600\text{--}3000\text{ см}^{-1}$, что соответствует генерации спиртов.

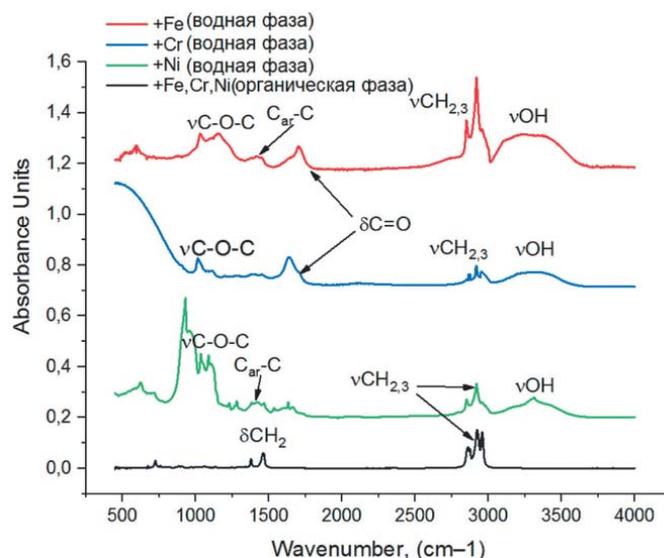
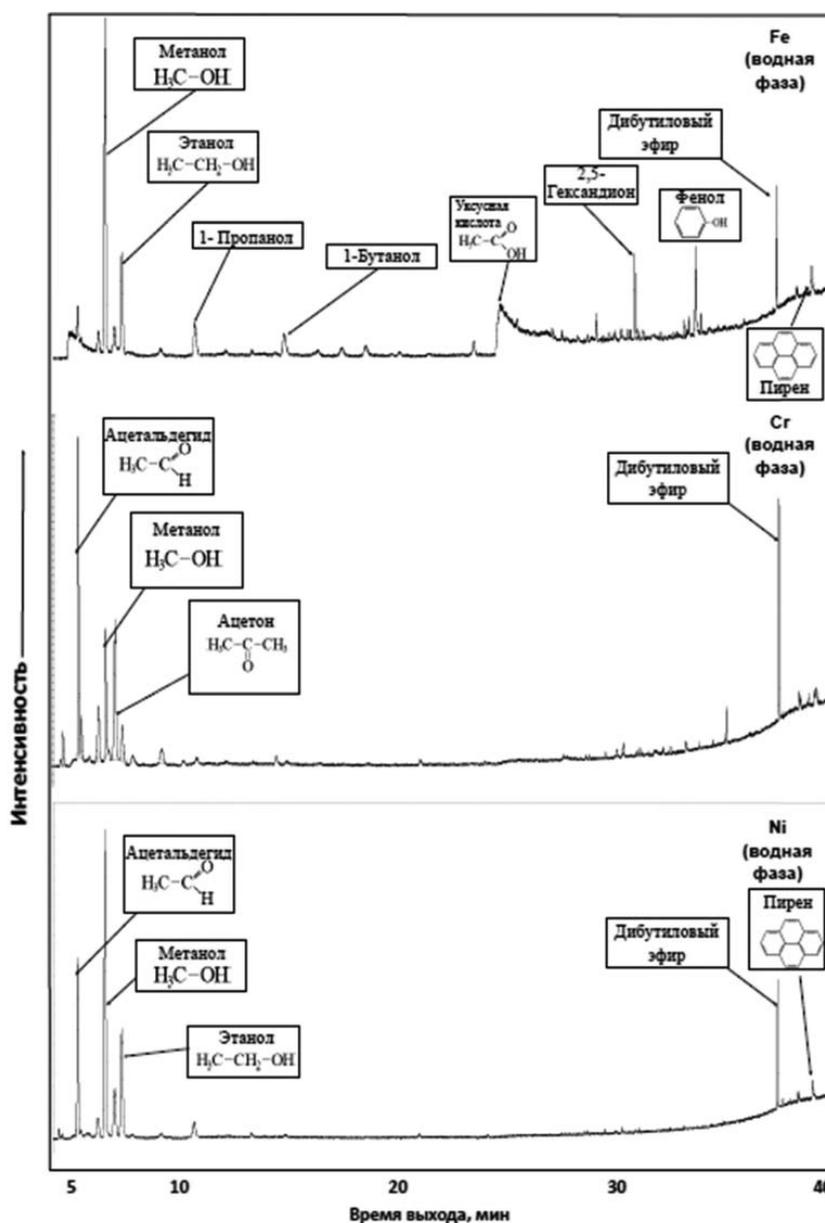


Рис. 4. ИК-спектры продуктов каталитического окисления н-гексана.



Результаты ИК-спектроскопии подтверждаются качественным анализом ГХ-МС спектров (рис. 5).

Установлено, что железный катализатор проявил высокую активность в процессах окисления по сравнению с другими металлами и контрольным опытом. В результате применения данного катализатора выход по целевому продукту – уксусной кислоте оказался по сравнению с катализаторами на основе Cr и Ni наивысшим – 37,7% при отсутствии данной кислоты в продуктах других каталитических опытов. Кроме того, для опыта с железным катализатором также характерно наличие в небольших количествах таких спиртов, как пропанол, бутанол. В присутствии хрома образуются в основном кетонные вещества – ацетон и 2-бутанон, а также альдегиды низших кислот, для никеля – образование большого количества метилового спирта.

Выявлено высокое содержание ацетальдегида в водных фазах после эксперимента в присутствии хрома и никеля по сравнению с железным катализатором. Это может говорить о том, что в присутствии катализаторов на основе Cr и Ni конверсия н-гексана в целевые продукты – карбоновые кислоты, в частности, уксусную кислоту, протекает в меньшей степени, по сравнению с железным катализатором.

Рис. 5. ГХ-МС спектры продуктов каталитического окисления н-гексана.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее эффективным в реакциях окисления лёгких углеводородов на примере гексана является катализатор на основе железа, обеспечивающего выход целевого продукта – уксусной кислоты около 38% по сравнению с другими металлами и опытом без катализатора. В данном случае температуру 180°C и давление 50 бар можно считать оптимальными, но могут быть снижены для получения более оптимального состава продуктов окисления.

Литература

1. Carbonate reservoirs <https://www.slb.com/technical-challenges/carbonates> 2021.
2. Kalfayan L. Production enhancement with acid stimulation / L. Kalfayan. – Pennwell Books: 2008. – P. 252.
3. Ibrahim, S.Y.; Hassaballah, A.A. Production of acetic acid by oxidation of butane with air under high pressure. *Pet. Sci. Technol.* 2005, 23, 67–73.
4. Schulz J., S.R. Pat. No 403257. Process for converting butane to acetic acid. 1975.
5. Эмануэль Н.М., Денисов Е.Т. Цепные реакции окисления углеводородов в жидкой фазе [Текст] – М.: «Наука», 1965. – 375 с.

ЗЕЛЁНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

З.М. Слепак

*Институт геологии и нефтегазовых технологий ИГиНГТ Казанского федерального университета,
Zakhar.Slepak@kpfu.ru*

В работе [1] отмечается, что «Глобальные требования декарбонизации энергетики и экономики в целом, направленные на уменьшение последствий глобальных климатических изменений, являются для России не только вызовом, но также и открывают новые возможности».

Объектами исследований зелёных технологий являются территории и участки повышенной растительности вдоль улиц, береговых зон рек, озёр, парковые зоны, скверы в городах и в пределах их окраин.

В городах является востребованной необходимостью слежения за особенностями активных геологических процессов, установления их природы и своевременного принятия мер по устранению связанных с ними возможных негативных последствий для зданий, сооружений и других объектов.

Разработанная автором новая методология геофизических измерений, направленная на изучение негативного влияния активных геологических процессов на строения и сооружения, заключается в проведении высокоточных геофизических измерений в режиме мониторинга, позволяющих регистрировать не только физические поля, но и изменения этих полей во времени, отображающие особенности протекания геологических процессов на глубине. Опробование различных геофизических методов позволило установить, что наиболее эффективными методами являются высокоточные гравиметрические измерения и электромагнитное зондирование становлением поля.

Для практической реализации методологии использовались высокочувствительная аппаратура, специфические методики измерений, разработанные процедуры компьютерной обработки данных, комплексные геофизические, геодезические и археологические исследования.

Методология, впервые опробованная автором на территории архитектурного ансамбля Казанского Кремля, позволила изучать особенности протекания геологических процессов не только вблизи строений, но и непосредственно под ними, устанавливать их природу и характер влияния на основания строений. Было изучено влияние подземных вод на фундаменты строений, установлены особенности влияния на них современных тектонических движений, изучена подошва антропогенного слоя, выявлены сохранившиеся остатки древних строений, зоны разрывных нарушений, участки утечек подземных водных коммуникаций и решены другие задачи.

В Институте геологии и нефтегазовых технологий (ИГиНГТ) Казанского федерального университета уделяется большое внимание Зелёным технологиям.

В статье Д.К. Нурғалиева [1], директора ИГиНГТ, проректора по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле КФУ, доктора геолого-минералогических наук, профессора отмечается, что является важным шагом России к «зелёной экономике» или направленности на поиск компромисса между ростом благосостояния и сохранением природных богатств. Создаётся сеть карбоновых полигонов в России, включая полигон «Карбон-Поволжье» при Казанском федеральном университете.

Карбоновый полигон Республики Татарстан «Карбон-Поволжье», оператором которого является Казанский федеральный университет, станет центром сбора, валидации и обработки данных, которые в дальнейшем будут интегрированы в общую модель эмиссии и стоков парниковых газов на территории региона и РФ».

Реализуется проект Научного центра международного уровня НЦМУ, одной из главных целей которого является создание циркулярной экономики для уменьшения выбросов вредных веществ и парниковых газов. Институтом геологии и нефтегазовых технологий КФУ реализуется проект национального плана адаптации экономики к неблагоприятным изменениям климата и проект о создании низкого уровня выбросов парниковых газов [1].

Зелёные технологии позволяют улучшать экологию, уменьшать и минимизировать загрязнение ок-

ружающей среды, усовершенствовать и заменять старые способы производства энергии, способствовать экономическому развитию страны, эффективно решая задачи переработки отходов, превращая их в новые нужные для производства материалы.

Для Среднего Поволжья характерна наиболее интенсивная почвенно-овражная эрозия, создаваемая природными и антропогенными факторами. Но независимо от этого учёные Казанского федерального университета обобщили тенденции развития процессов эрозии более чем за полвека. В изучаемом регионе установлена высокая плодородность почв и их значительное сельскохозяйственное освоение.

Почвенная и овражная эрозия оказывает значительное негативное влияние на экологию, продовольственную безопасность региона и страны.

При исследованиях научного сотрудника НИЛ КФУ палеоклиматологии, палеоэкологии, палеомагнетизма А. Гусарова обобщены результаты многолетних наблюдений по гидрологическим постам 14 малых и средних рек на территории 12 000 км², включающей северные части Татарстана, Чувашию, Самарскую и Оренбургскую областей. По этой территории протекают малые реки в Татарстане. Выявлены основные современные тенденции в речном сезонном стоке воды и их связь с динамикой стока наносов. Одновременно увеличился сток воды рек в летне-осенний период, что способствовало уменьшению концентрации загрязняющих веществ в речной воде. Многие малые реки в верховьях, ранее пересыхавшие в теплое время года, вновь обрели в руслах устойчивый сток благодаря росту их подземного питания водой.

На заседании второй сессии Казанской государственной думы, посвящённой результатам и перспективам программы Года парков, начато плановое проведение Дней парков и скверов с сентября 2016 года. Также реализуется работа по созданию парковых зон и береговых зон рек Волги, Казанки, озёр Казани – Кабана, Лебяжьего, Голубого и других.

В Казани имеется много парковых зон и скверов. Среди них, как и в других городах России, Центральный парк Горького. Известны парки «Урицкого», «Тысячелетия», «Сосновая роща», «Озеро хоровое», «Карима Тинчурина», сквер «Дербышки», сквер Эрмитаж, сквер Л. Толстого и другие (рис. 1–4).



Рис. 1. Сквер Эрмитаж.

В работах Д.К. Нургалиева и П.С. Крылова [1-3] приведены некоторые результаты исследований нескольких типов озёр, различающихся по типу донных отложений.

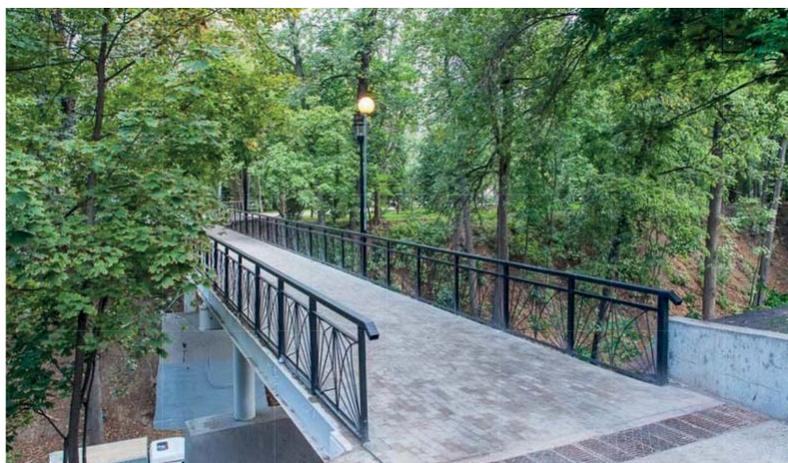


Рис. 2. Центральный парк им. М. Горького.

На рисунках 3 и 4 приведены результаты исследований озера Большое Яровое на юго-западе Сибири и озера Рубское в Ивановской области.

Следует отметить, что оба озера пользуются большой популярностью для санаторного лечения и отдыха.



Рис. 3. Озеро Большое Яровое на юго-западе Сибири.



Рис. 4. Озеро Рубское в Ивановской области.

В работах [4-10] рассмотрены исследования по инженерной геофизике, геофизическому мониторингу и археологии, которые содержат сведения, необходимые для изучения результатов зелёных технологий.

Литература

1. Нурғалиев Д.К., Селивановская С.Ю., Кожевникова М.В., Галицкая П.Ю. Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации. 2021, Георесурсы, 23. № 3. – С. 8–15.
2. Крылов П.С., Нурғалиев Д.К., Ясонов П.Г. Проявление газа в донных отложениях на сейсмических разрезах озера Большое Яровое. – Ученые записки Казанского университета. – Том 157. 2015. – С. 73–80.
3. Крылов П.С. Сейсмоакустика донных отложений современных озёр как основа палеогеофизических и палеоклиматических реконструкций. – Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. Казань, 2018.
4. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 501 с.
5. Слепак З.М. Геофизический мониторинг при сохранении памятников архитектуры на примере Казанского Кремля. Издательство Казанского университета. 1999. – 176 с.
6. Слепак З.М. Геофизика для города. – М.: ЕАГО, Изд-во «ГЕРС». 2007. – 240 с.
7. Слепак З.М. Разведочная геофизика в археологии. Казань, Изд-во Казанского университета. 2010. – 225 с.
8. Слепак З.М. Инженерная геофизика для сохранения строений, решения задач археологии и экологии. Изд-во Казанского университета. 2020. – 126 с.
9. Слепак З.М. Планета Земля. Строение и энергетика планеты. Нефтяная геология. Геофизика. Экология. Зеленые технологии.
10. Слепак З.М. «Разведочная геофизика и экологическая электроразведка» – Сборник научных трудов «Теория и практика разведочной и промысловой геофизики». Вып. 4(9). Издательский центр Пермского государственного национального исследовательского университета, Пермь. – 2021. – С. 157–164.

ПАМЯТИ ВЫДАЮЩЕГОСЯ УЧЁНОГО С.С. ЭЛЛЕРНА – К 100-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ

Б.В. Успенский¹, В.Г. Изотов¹, С.И. Петров¹, Я.Г. Аухатов²

¹Казанский федеральный университет, г. Казань, borvadus@rambler.ru

²ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, г. Казань

Семён Самуилович Эллерн родился 29 июня 1922 г. в г. Казани в семье служащего. В 1939 году поступил на геолого-почвенный факультет Казанского университета.

В апреле 1942 г., как и многие сверстники, С.С. Эллерн призывается в Советскую Армию и проходит учебную подготовку до июня 1942 г. в 123-м учебном танковом полку в Казани (курсантом). С ноября 1943 г. по февраль 1944 г. находится на 1-м Украинском фронте стрелком-радистом танка Т-34 233-й танковой бригады 5-го механизированного корпуса. В феврале 1944 г. получает ранение и до июня 1944 г. и проходит лечение в эвакуогоспиталях (гг. Белая Церковь, Нежин, Телави). За боевые заслуги награждён медалью «За победу над Германией» [9].

В августе 1946 г. Семёна Самуиловича приглашают работать на кафедре геологии в Казанский университет, где 26 июня 1952 г. он успешно защищает кандидатскую диссертацию на тему «Живетские отложения юго-восточной Татарии».

С.С. Эллерн более тридцати лет проработал на кафедре геологии нефти и газа в КГУ: читал лекции и проводил практические занятия по многим ведущим курсам, руководил научно-исследовательской работой студентов, принимал участие в научных экспедициях. Область научных интересов С.С. Эллерна характеризовалась весьма широким разнообразием. Наряду с активным участием в общекафедральных тематиках, таких как изучение Мелекесской впадины или исследование Камско-Кеннельской системы прогибов, его всегда интересовали глобальные вопросы нефтяной геологии. Так, в 1970-е годы он уделяет большое внимание изучению условий образования некомпенсированных прогибов платформ и их роли в распределении нефтегазоносности. Исследования этой тематики были в значительной степени обобщены в монографии «Размещение залежей УВ на платформах». В эти годы учёный работает над темой «Некомпенсированные прогибы и их нефтегеологическая роль». Результатом данных исследований явилась монография «Некомпенсированные прогибы платформ и их нефтегазоносность» (1976). В последние годы исследовательский интерес С.С. Эллерна был сосредоточен на изучении условий формирования скоплений природных битумов. Семен Самуилович проводит анализ и обобщение геологических материалов по оценке результатов поисковых работ на природные битумы в пределах Татарстана.

Рассматривая работы С.С. Эллерна можно сказать, что вся практическая и теоретическая геологическая деятельность была направлена на создание мощной ТЭК Советского Союза. Вклад С.С. Эллерна в изучении геологии и разведки Ромашкинского месторождения был отмечен Р.Х. Муслимовым наряду с другими геологами [8].

Например, вышедшая монография «Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии» в 1964 году, написанная С.С. Эллерном совместно с В.И. Троепольским, является одной из крупных работ в нефтяной геологии [11]. В этой монографии системно изложен имеющийся фактический материал по этому району и использованы достижения нефтяной геологии к этому времени, что заняло 655 страниц. Монография стала настольной книгой для многих геологов-нефтяников, как образец написания монографии и отчётов по нефтяной геологии. Аналогичные подходы нашли отражение в монографии «Размещение залежей углеводородов на платформах» [13].

Монография «Размещение залежей углеводородов на платформах» С.С. Эллерна пользовалась и пользуется большой популярностью. Для многих она стала настольной книгой, зачитанной «до дыр». В монографии рассматриваются особенности скопления УВ разных типов (газ, газо-нефть, нефть, тяжелая нефть). С.С. Эллерном показано, что в пределах нефтегазоносных территориях древних и молодых платформ соблюдаются различные, но пространственные соотношения в размещении нефтяных и газовых скоплений. Автор приходит к выводу, что в основе закономерностей пространственного размещения УВ скоплений разного вида лежат более общие причины, определяющиеся историко-геологическим процессом формирования и становления платформ. Они проявляются в различной геотектонической зональности термодинамических условий платформ. Показано, для разновозрастных платформ, а также различных нефтегазоносных территорий одновозрастных платформ устанавливается определённая связь между геотектонической активностью и температурным полем. Особенно ярко взаимосвязь между температурными полями и нефтяными и газоносными зонами выступают в пределах территории древних платформ. Выбор С.С. Эллерна не случаен т.к. платформенные территории отличаясь относительной простотой строения, в то же время характеризуются развитием крупнейших региональных скоплений УВ и частым проявлением зональности их пространственного распространения.

Автор в этой книге показал влияние геологического строения фундамента и осадочного чехла платформ на размещение УВ от газовых до тяжёлых нефтей. Вводится понятие геоэнергетических полей платформ, проявляющиеся через пластовые давления и геотемпературные поля.

Последние определили условия формирования УВ и их залежей. В результате многостадийного процесса нефтеобразования, развивающегося на фоне общих явлений литогенеза и тектогенеза, имела место дифференциация УВ флюидов. Однако роль и значение отдельных геоэнергетических факторов в этом процессе оценивается по-разному. По мнению ряда исследователей, основным фактором дифференциации УВ является давление, возникающее в недрах.

С.С. Эллерн показал влияние температурного фактора в конкретных условиях древних и молодых платформ, обладающих различным геотемпературным режимом, проявление метаморфизма органических веществ должно протекать существенно различно, обуславливая формирование УВ разного типа в различных структурных зонах. Древние устойчивые платформы обладают наименее напряжённым температурным полем, отличаются минимальными градиентами.

Для подвижных древних платформ (Сибирская) средняя величина геотермического градиента несколько возрастает по сравнению с устойчивыми (Восточно-Европейская). По кровле складчатого фундамента на Сибирской платформе, по сравнению с Русской плитой, преобладают значения температур, превышающие 50°C и нередко достигающие 100° С и выше. На фоне древних платформ резко отличаются высоким значением температурных полей эпигерцинские плиты. Главную роль геотемпературное поле оказывает на глубинный тепловой поток. С.С. Эллерн ссылается на В.С. Вышемирского, указавшего на значение в формировании геотемпературных режимов платформ «тектоническое и гравитационное сжатие пород, и вероятно тектоническое трение».

Исследования А.А. Трофимука, Н.В. Черского и других [9] показали, что тангенциальное напряжение на платформах имеет большую роль в продуцировании УВ. Наши данные о нефтеносности сланцевых отложений тесно связаны с надвиговыми движениями по этим отложениям [3], а также с гидротермальной деятельностью и продуцированием УВ в структуре Янгантау [4].

С.С. Эллерном выделены прогибы некомпенсированного типа, как основные структуры, контролирующие размещение УВ на платформах [16]. Ловушками нефти здесь являются биогермные образования позднедевонско-раннекаменноугольного возраста, развитые в бортовых зонах депрессий.

Появление Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов Волго-Уральской области было связано с островодужным развитием Уральской геосинклинали [14]. Выделяются три стадии эволюции геосинклиналей: океаническая, переходная и континентальная. Другой характерной чертой складчатых систем, проявляющейся на всех стадиях их развития, является широкое развитие надвиговых и шарьяжных зон, образующих серии пластин, падающих обычно в направлении древних глубоководных зон эвгеосинклиналей [7]. В результате надвигания огромных масс пород со стороны эвгеосинклиналей на континенты происходило формирование зон скучивания, с которыми в зонах Заварицкого-Беньюфа связано образование островных дуг. Островные дуги вызывают растяжение земной коры в прилежащих платформах. В моменты весьма сильного и максимального проявления растяжения земной коры на платформах возникали специфические морфологические элементы, свойственные переходной стадии: раздвиговые (рифты, авлакогены, грабены, полосовые разломы) и после раздвиговых структур образуются некомпенсированные прогибы как результат максимального растяжения. При этом некомпенсированные прогибы пересекают простирающиеся микрограбены (выраженных по терригенному комплексу живецко-нижнефранских отложений). Подобные соотношения характерны восточным районам Северо-Американской плитой, находящейся в тесном, сопряженном развитии с Аппалачской геосинклиалью. Все приведённые примеры показывают большой кругозор С.С. Эллерна в вопросах региональной геологии.

Формирование в позднедевонское время островной дуги вызвало новое значительное растяжение платформенного блока, которое сопровождалось возникновением серии грабеновых прогибов, иногда очень узких, но весьма протяжённых, с которыми связано многочисленное излияние магматических пород [15]. Надо отметить перед формированием Атасуйско-Карагандинской системы прогибов некомпенсированного типа существовала вулканическая деятельность с образованием девонской краевой вулканической дуги в Центрально-Казахстанском срединном массиве.

Наряду с некомпенсационным опусканием развивается компенсационное поднятие [16]. ПНТ в своем развитии в первом приближении повторяют развитие геосинклинальных областей: общее опускание, через дифференцированное опускание к инверсии. С.С. Эллерном выделены и изучены ПНТ в древних (Восточно-Сибирская), молодых платформах (Западно-Сибирская, Туранская), центральных массивах (Карагандино-Атасуйский ПНТ в Центрально-Казахстанском срединном массиве, Сахалинская плита) и складчатых зонах. Выполненные работы подчеркивали зависимость появления ПНТ от тектонических режимов, разработанных А.А. Богдановым, В.Е. Хаином, В.В. Белоусовым. На основе этих данных нами предложена режимная классификация ПНТ [2]. Проведённый С.С. Эллерном системный анализ закономерностей размещения нефтегазоносных территорий показывает, что практически все они располагаются в пограничных областях между подвижными поясами и стабилизированными элементами земной коры. В качестве последних выступают сегменты древних и молодых платформ (вернее их плит), а также срединные массивы разной степени стабилизации. Выделение компенсационных поднятий дало возможность С.С. Эллерну по новому определить границы нефтегазоносных территорий: «Границы нефтегазоносных регионов, определяются границами прогибов некомпенсированного типа и компенсационных поднятий» [16]. Территории денудации представляют собою компенсационные поднятия, испытавшие значительные по амплитуде размывы, поэтому и оказались в обстановках неблагоприятных для аккумуляции углеводородов, а главное для их консервации. Как правило, в границах контуров компенсационных поднятий значительные месторождения отсутствуют, а в коллекторах могут присутствовать бокситы (бокситоносные коллектора Арчинского месторождения).

Изучая строение ПНТ С.С. Эллерн дал свою корреляцию разнофациальных толщ нижеказанских отложений в Среднем Поволжье [6], меловых отложений Западной Сибири [18] и Сахалина [1].

В последние годы С.С. Эллерн интересовался полезными ископаемыми, связанными с ПНТ [17]. Рассматри-

вая размещение бокситов Восточно-Европейской платформе и молодой Западно-Сибирской плите, была показана их связь с компенсационными поднятиями. Размещение бокситов в Восточно-Сибирской платформе подтверждает это положение С.С. Эллера.

Имя С.С. Эллера как ученого, нефтяника, педагога широко известно научной общественности бывшего СССР. Он принимал активное участие в работе различных геологических форумов, где всегда выступал с интересными докладами.

26 июля 1986 г. ученого не стало.

Литература

1. Акчурина Н.В., Максютина В.Г., Эллерн С.С. О характере размещения углеводородных скоплений в пределах юго-восточной части Охотоморской плиты в связи с особенностями залегания неогенового осадочного комплекса // Геология и геохимия нефтеносных отложений. Казань, 1987. – С. 72–81.
2. Аухатов Я.Г. Особенности накопления органического вещества в условиях некомпенсированного прогибания и полезные ископаемые. В кн. «Проблемы осадочной геологии докембрия». Вып. 7, кн. 2. М.: «Наука», 1981. – С. 16–20.
3. Аухатов Я.Г. Надвиговые движения и нефтеносность доманиковых отложений // Проблемы тектоники континентов и океанов. Материалы 51 Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2020.
4. Аухатов Я.Г. Термогеодинамическая модель нефтяных месторождений в доманиковых отложениях // Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Слово», 2018. – С. 127–128.
5. Валеев Р.Н. Авлакогены Восточно-Европейской платформы. М.: «Недра», 1987. – 153 с.
6. Виноходова Г.В., Эллерн С.С. Строение нижней части казанских отложений Южной Татарии и прилегающих областей в связи с оценкой их битумоносности // Геология и геохимия нефтеносных отложений. Казань, 1987. – С. 96–113.
7. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение нефтегазоносных платформенных структур. Уфа, 1979. – 63 с. (Препринт)
8. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. Изд-во Каз. Ун-та. 1979. – С. 211.
9. Муслимов Р.Х., Успенский Б.В., Смелков В.М. Памяти выдающегося учёного С.С. Эллера – к 95-летию со дня рождения // Георесурсы, 2017. Т. 19. № 4. Ч. 1. – С. 346.
10. Сейсмоструктурные процессы – фактор, вызывающий преобразование органического вещества (ОВ) осадочных пород / А.А. Трофимук, Н.В. Черский, В.П. Царев и др. – Докл. АН СССР, 1983, т. 271, № 6. – С. 1460–1464.
11. Тропольский В.И., Эллерн С.С. Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии. Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 1964. – 655 с.
12. Успенский Б.В. Условия формирования ловушек и залежей битумов в уфимских и нижеказанских отложениях Татарской АССР // Природные битумы – дополнительный источник углеводородного сырья. М.: Изд-во ИГИРГИ, 1984. – С. 16–20.
13. Эллерн С.С. Размещение залежей углеводородов на платформах. Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 1969. – 132 с.
14. Эллерн С.С. Некомпенсированные прогибы древних платформ – специфические структуры переходной стадии // Некомпенсированные прогибы платформ и их нефтегазоносность. Казань, 1976. – С. 3–29.
15. Эллерн С.С. и др. Некоторые закономерности распространения девонских вулканогенных образований на востоке Русской платформы // Советская геология, 1963. № 8. – С. 12–19.
16. Эллерн С.С. Образование прогибов некомпенсированного типа и компенсационных поднятий как отражение циклического развития осадочных бассейнов и их влияние на нефтегазоносность // Геология и геохимия нефтеносных отложений. Казань, 1987. – С. 49–57.
17. Эллерн С.С. Эволюция осадочного процесса и формирование некоторых видов полезных ископаемых на платформах в связи с образованием некомпенсированных прогибов // Геология и геохимия нефтеносных отложений. Казань, 1987. – С. 57–63.
18. Эллерн С.С. Некомпенсированные прогибы молодых платформ // Некомпенсированные прогибы платформ и их нефтегазоносность. Казань, 1976. – С. 3–29.
19. Эллерн С.С., Шельдяшова Л.В. Типы ловушек и залежей в уфимских отложениях Татарии // Геология и геохимия нефтеносных отложений. Казань, 1987. – С. 81–86.

ПОИСК ОПТИМАЛЬНЫХ ПОДХОДОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ НЕБОЛЬШИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

И.Н. Хакимзянов, Р.Р. Шамсутдинова, И.С. Кучинская

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

В тектоническом отношении рассматриваемое месторождение приурочено к восточному бортовому склону Мелекесской впадины.

Промышленная нефтеносность связана с терригенными коллекторами бобриковского горизонта C_{1bb} , карбонатными коллекторами башкирского яруса C_2b и верейского горизонта C_{2vr} . Всего на месторождении выявлено пять залежей нефти.

Основные запасы нефти месторождения сосредоточены в терригенных отложениях бобриковского горизонта.

Пласты бобриковского горизонта C_{1bb} представлены песчаниками и алевролитами. В пластах установлены две залежи нефти пластово-сводового типа, размером от $1,4 \times 1,4$ до $2,6 \times 2,0$ км, высотой от 15,0 до 44,6 м.

Пористость изучена по керну (47 образцов из четырёх скважин), по данным ГИС (340 определений в 50 скважинах). Проницаемость определена по керну (четыре образца из двух скважин), по ГИС (340 определений в 50 скважинах), по ГДИ (200 определений в 70 скважинах). Начальная нефтенасыщенность определена по керну (три образца из одной скважины), по ГИС (313 определений в 50 скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти определены по 45 глубинным пробам из 11 скважин и 63 поверхностным пробам из 41 скважины. Нефть битуминозная, высоковязкая, высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая.

По рассматриваемым объектам за период с 2016 по 2021 год гидродинамическими исследованиями охвачены методом КВД 25 скважин (98% фонда). Всего методом неустановившихся отборов (КВД) проведено 35 исследований.

Рассматриваемый объект находится в промышленной разработке на естественном гравитационно-водонапорном режиме с 1979 г. В эксплуатации находятся 48 скважин, из них добывающих – 42, в том числе действующих – 35 (из них одна БГС), бездействующих – семь; ликвидированных – две, контрольных – четыре (все пьезометрические).

Текущая плотность сетки по объекту составляет 10,4 га/скв. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1980 г. при темпе отбора от НИЗ – 3,1%, обводнённости продукции – 38,4%.

Комплексный анализ всей существующей информации, характеризующей работу пластов по скважинам (анализ динамики добываемой продукции, причин роста обводнённости, состава и плотности добываемой воды), позволил авторам выделить границы зон заводнения пластовой водой.

Залежь охвачена заводнёнными зонами почти полностью по контуру нефтеносности, что подтверждается накопленными отборами нефти и текущей обводнённостью добываемой продукции во всех эксплуатационных скважинах. Почти все добывающие скважины (95%) работают с обводнённостью выше 90%, и только три скважины имеют обводнённость меньше 90%. Средняя текущая обводнённость добываемой продукции на 1.01.2021 г. составляет 89,0%.

С начала разработки залежи среднее пластовое давление снизилось до 11,96 МПа, при этом начальное составило 14,0 МПа. Такое небольшое падение текущего пластового давления на залежи свидетельствует о хорошей связи с законтурной областью. Дефицит давления в зоне отбора составляет всего 2,04 МПа, что доказывает эффективность применяемой системы разработки.

В связи с высокой обводнённостью, с целью повышения нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока за последние годы проведены на бобриковском объекте 13 мероприятий по воздействию на пласты, такие как: стимуляция отбора продукции (ОПЗ физико-химическими методами) – 5, водоизоляционные работы (КФС, СНПХ-9633, ВПСД) – 7. Накопленная добыча нефти с начала разработки увеличилась за счёт мероприятий на 0,2%, в т.ч. за счёт проведения водоизоляционных работ отобрано 3,7 тыс. т.

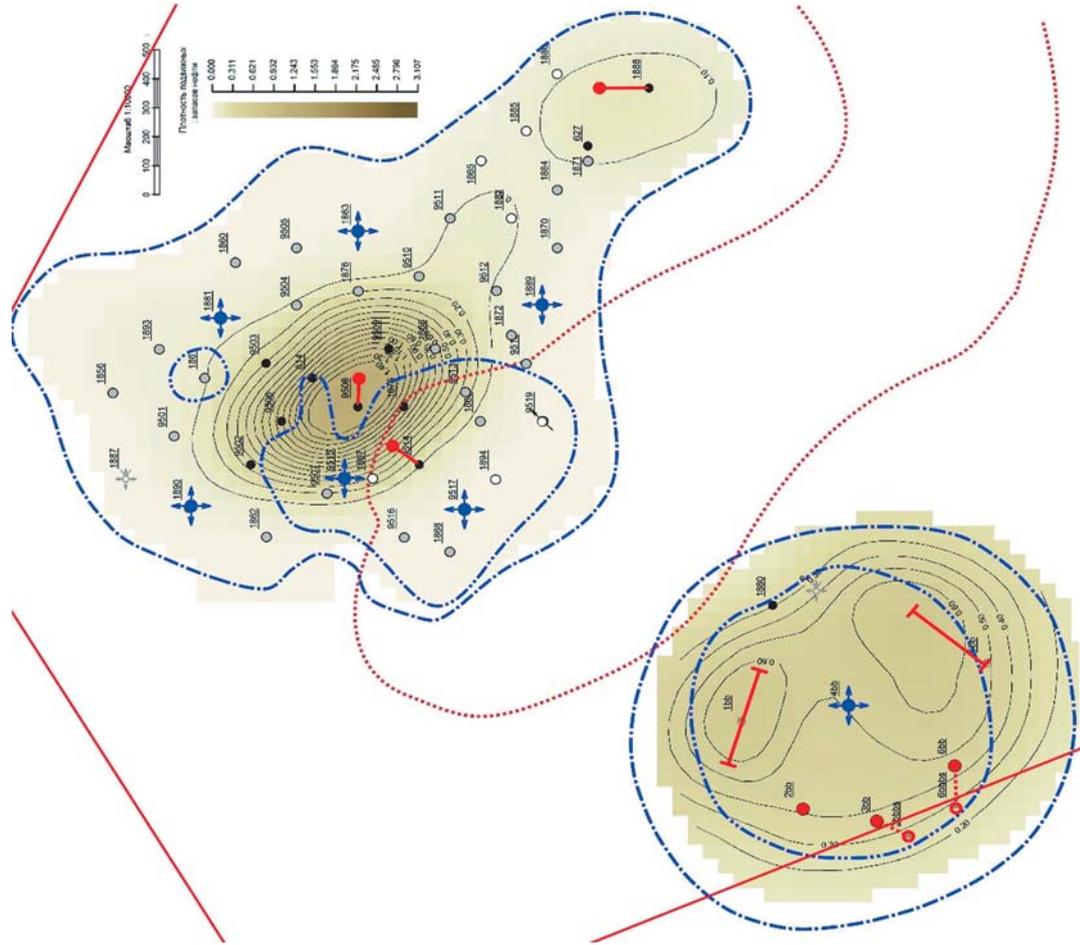
По результатам комплексного анализа всей существующей информации, характеризующей работу пластов по скважинам, в т.ч. и причин высокой обводнённости продукции, для дальнейшей выработки запасов нефти предложены технологии по бурению скважин с горизонтальным окончанием и по организации системы поддержания пластового давления с целью регулирования системы разработки и смены фильтрационных линий тока.

Для дальнейшей разработки бобриковского объекта рассмотрены три варианта: первый – при сложившейся в настоящее время системе разработки, второй – с рекомендуемыми технологиями, третий – с традиционным уплотняющим бурением вертикальных скважин.

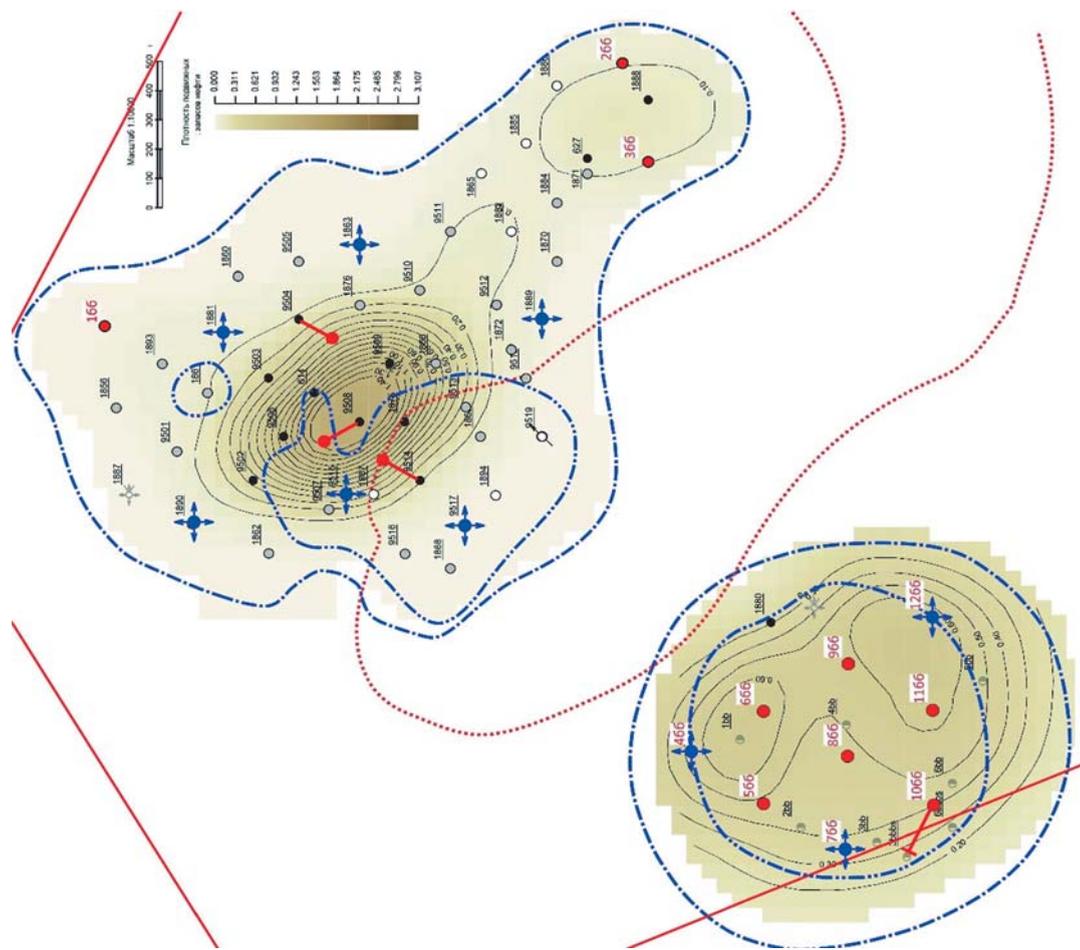
Вариант 1 предусматривает разработку существующим фондом скважин. Общий фонд скважин – 48, в том числе добывающих – 42, ликвидированных – две, контрольных – четыре.

Накопленная добыча нефти – 3340,3 тыс. т, жидкости – 13 612 тыс. т, КИН – 0,435. Плотность сетки – 10,4 га/скв.

Вариант 2 предусматривает бурение шести добывающих скважин (в т.ч. две СГО), бурение трёх БГС, зарезка двух БС для выработки запасов нефти, перевод двух бездействующих добывающих скважин в действующий фонд, перевод трёх бездействующих добывающих скважин в пьезометрический фонд, перевод семи скважин под закачку воды (пять добывающих, две пьезометрические) (рис. 1).



2 вариант



3 вариант

Рис. 1. Предлагаемые варианты разработки бобриковского объекта.

Общий фонд скважин – 54, в том числе добывающих – 40 (из них две СГО, четыре БГС), нагнетательных – семь, ликвидированных – две, контрольных – пять. Фонд скважин для бурения – шесть добывающих (из них две СГО).

Бурение трёх БГС и резка БС из двух скважин при КРС. Перевод пяти бездействующих скважин – двух в добывающие и трёх в пьезометрический фонд. Перевод под закачку воды семи скважин – три из добывающего, две из пьезометрического.

Накопленная добыча нефти – 3753 тыс. т, жидкости – 14708 тыс. т, КИН – 0,489. Плотность сетки – 7,2 га/скв.

Вариант 3 предусматривает бурение 12 скважин – из них девять добывающих и три нагнетательные, бурение четырёх БГС, перевод пяти скважин под закачку воды (одна пьезометрическая, четыре бездействующие добывающие) (рис. 1).

Общий фонд скважин – 60, в том числе добывающих – 47 (из них пять БГС), нагнетательных – восемь, ликвидированных – две, контрольных – три. Фонд скважин для бурения – 12, в том числе девять добывающих и три нагнетательные, бурение четырёх БГС. Перевод под закачку воды пяти скважин.

Накопленная добыча нефти – 3776 тыс. т, жидкости – 15 557 тыс. т, КИН – 0,492. Плотность сетки – 6,6 га/скв.

Результаты расчётов прогнозных технологических показателей разработки в виде графиков динамики накопленной добычи нефти по вариантам приведены на рисунке 2.

Анализ полученных результатов показывает, что по бобриковскому объекту Южно-Нурлатского месторождения при сложившейся системе разработки (вариант 1) при плотности сетки скважин 10,4 га/скв добыча нефти к концу разработки составит 3340,3 тыс. т. Дальнейшее уплотнение сетки скважин (вариант 2) до 7,2 га/скв, путём бурения шести добывающих скважин (в т.ч. две СГО) и трёх БГС, резки двух БС, ввод в эксплуатацию двух скважин из бездействующего фонда и перевод семи скважин под закачку воды, позволит отобрать 3753 тыс.т нефти. Уплотнение сетки скважин до 6,6 га/скв путём замены скважин с горизонтальным окончанием на вертикальные скважины позволит повысить накопленную добычу нефти до 3776 тыс. т.

Таким образом, по результатам прогнозных расчётов трех вариантов с уплотнением ПСС для конкретных геолого-физических и геолого-промысловых условий терригенных отложений Южно-Нурлатского месторождения получено, что, наилучшие технологические показатели достигаются по 3 варианту, по которому происходит наиболее полная выработка запасов нефти и достигается наивысший конечный КИН, равный 0,492 д.ед. (во 2 варианте 0,489 д.ед.), при утвержденном 0,484 д.ед.

С целью выявления наиболее оптимального для внедрения варианта проведена экономическая оценка прогнозных технологических показателей разработки с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством и при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке по цене 57,14 долл./барр. при курсе доллара США 75,19 руб./долл., 50% на внутреннем рынке по цене (без НДС) 24 804,4 руб./т в 2021 году, 26 055,0 руб./т в 2022 году, 27 298,1 руб./т в 2023 году, 28 548,7 руб./т с 2024 года.

Утверждённый коэффициент извлечения УВС (0,377) достигается в варианте 2 (0,386) и в варианте 3 (0,391). В варианте 2 чистый дисконтированный доход (при норме дисконта 10%) равен 2203 млн руб., в варианте 3 – 1656 млн руб. Для реализации рекомендуется вариант 2.

Сопоставление основных экономических показателей вариантов разработки с учётом и без учёта льгот представлено в виде графиков зависимости КИН от чистого дисконтированного дохода (NPV) на рисунке 3.

Разработка Южно-Нурлатского месторождения в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя. Чистый дисконтированный доход (при норме дисконта 10%) в границах запасов категорий $AV_1 + B_2$ за проектный период составляет 2203 млн. руб., индекс доходности затрат составит 1,250.

На основании экономического анализа технологических показателей разработки с различной плотностью сетки скважин для разбуривания бобриковского эксплуатационного объекта Южно-Нурлатского месторождения выбрана такая оптимальная плотность сетки скважин (7,0 га/скв), при которой достигается максимальный чистый дисконтированный доход (ЧДД), равный 1310 млн руб, причём дальнейшее уплотнение сетки скважин (до 6,4 га/скв) приводит к уменьшению ЧДД до 1229 млн руб.

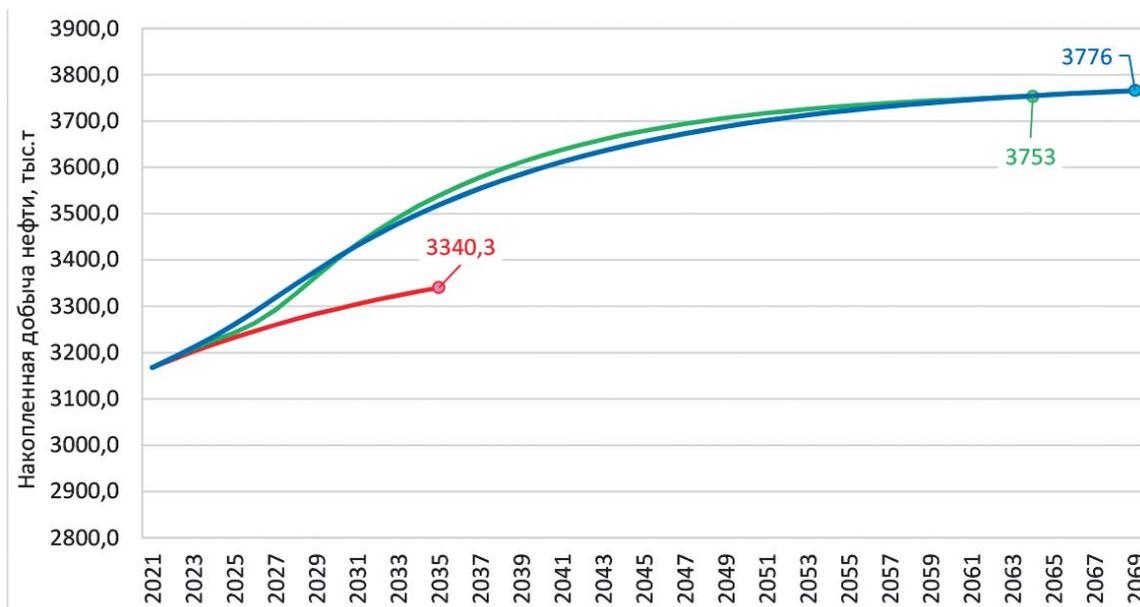


Рис. 2. Динамика накопленной добычи нефти по вариантам.

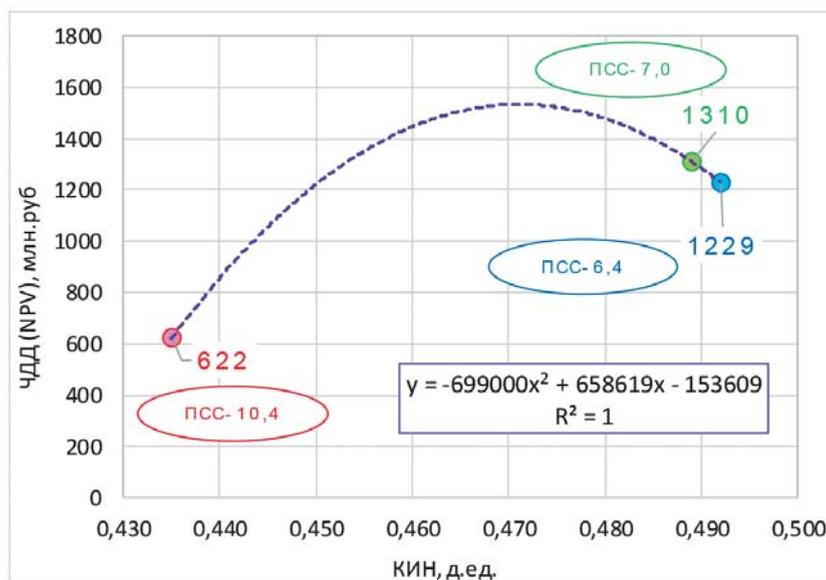


Рис. 3. Сопоставление чистого дисконтированного дохода (10%) с КИН по вариантам.

Выводы

1. В настоящее время в условиях колебания цен на нефть каждый вариант разработки должен основываться на трёх основных показателях: уровень добычи нефти, экономические показатели разработки месторождения УВС (ЧДД) и достигаемый КИН. Данные три показателя характеризуют эффективность разработки месторождения с различных сторон, часто противоречат друг другу, к тому же пользователь недр и государство не всегда заинтересованы в достижении максимальных значений одних и тех же показателей.

В связи с этим, необходимо искать разумный компромисс между этими критериями рациональности, находить наилучший баланс интересов между пользователем недр, государством и требованиями охраны недр и окружающей среды.

2. Рекомендуемый вариант разработки или отдельные геолого-технические мероприятия должны учитывать все интересы пользователя недр и приносить ему максимальный доход. Согласно этому принципу в данной работе выбрана оптимальная плотность сетки по второму варианту, в котором КИН достигает значения 0,489 (при утвержденном 0,484) и ЧДД составляет 1330 млн руб.

РАЗВИТИЕ НЕЗАВИСИМЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Р.С. Хисамов¹, В.В. Ахметгареев², А.Ф. Яртиев³, Ф.Х. Валиев¹

¹АО «Нефтеконсорциум МНК», г. Альметьевск

²ООО «Наука», г. Бузульма, vadim-world@mail.ru

³ЗАО «ЦНИИ-МНК», г. Альметьевск

Широко известно, что доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в совокупном балансе углеводородов (УВ) России постоянно растёт, но оценить количественное значение данного утверждения можно только с большой долей условности, так как на текущий момент в стране нет общепринятого и законодательно оформленного определения ТРИЗ.

По экономическим критериям эффективности разработки ТРИЗ отведено среднее положение между извлекаемыми запасами УВ (разработка которых осуществляется рентабельно в рыночных условиях) и забалансовыми запасами УВ (разработка которых нерентабельна в рыночных условиях на данном этапе развития техники и технологии добычи УВ). Этим критериям отвечают запасы УВ, которые находятся: в слабопроницаемых нефтенасыщенных коллекторах и пропластках (менее 0,05 мкм²); ВНЗ или газонефтяных зонах; коллекторах, содержащие ВВН; глубокозалегающих горизонтах (свыше 4 км); зонах с высокой температурой пласта (1000°С и выше).

Кроме перечисленных категорий, рекомендуют относить к ТРИЗ и остаточные запасы на месторождениях с выработанностью и обводнённостью свыше 80%, так как для разработки данных запасов УВ необходимы инвестиции и производственные расходы, которые соизмеримы с совокупными расходами в начальный период эксплуатации месторождения.

К ТРИЗ относят запасы пластов, месторождений, залежей или их отдельных частей, которые отличаются неблагоприятными для промышленного извлечения горно-геологическими особенностями залегания УВ и худшими физико-химическими свойствами продукции. Для разработки таких запасов необходимы повышенные расходы всех видов ресурсов (финансовых, трудовых, материальных), нетрадиционные новейшие инновационные технологии МУН, специальное единичное (несерийное) оборудование и применение зачастую дефицитных материалов и реагентов [1].

ТРИЗ займутся вплотную, когда практически не останется традиционных активных запасов нефти (АЗН), это совершенно нормальный финансовый подход. Поскольку в России АЗН ещё есть и они обеспечивают основную добычу УВ, потенциальное развитие инновационных и новейших технологий разработки ТРИЗ будет постоянно тормозиться.

Удачная конъюнктура мировых рынков УВ, имевшая место вплоть до 2014 г., не служила потенциальным стимулом в поиске прогрессивных подходов к эксплуатации ТРИЗ. Однако произошедшие в 2014–2018 гг. корректировки на данных рынках, выраженные в превышении предложения над спросом, привели к значительному сокращению ценовых индексов. Это формирует необходимость поиска новых, быть может, нетривиальных решений, направленных на определение стратегических направлений и механизмов развития ТЭК в России, характеризующегося значительным уровнем истощения АЗН. Для развития технологий разработки ТРИЗ необходимо, чтобы государство создало благоприятные условия для ускоренного вовлечения в эксплуатацию данных запасов.

Структура запасов ухудшается потому, что большое количество новых месторождений является средними и мелкими, их рентабельная эксплуатация ниже, чем на крупных нефтяных объектах [2]. Это приведёт к тому, что к 2030 г. российским нефтедобывающим компаниям придётся разрабатывать в основном только ТРИЗ.

Республика Татарстан с большой выработанностью АЗН основных нефтяных месторождений стала за счёт продвижения и утверждения РП по ВВН передовиком технико-технологического прогресса эксплуатации ТРИЗ [3, 4].

Россия уже однажды была очень близка к законодательному решению фискальных условий для разработки ТРИЗ. В 90-е годы прошлого столетия, при резком снижении цены на УВ, большая часть разрабатываемых месторождений на тот момент претендовала на статус ТРИЗ. В законе «О недрах» три статьи (40,43,48) законодательно закрепляли налоговые льготы для ТРИЗ [6], а в январе 1998 г. вышел Приказ Минприроды «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых» [5]. Согласно данному приказу, льготной становилась эксплуатация: всех типов месторождений и залежей при применении термических методов или закачки специальных реагентов, которые обеспечивают смешивающееся вытеснение УВ; подгазовых частей нефтяных тонких оторочек (менее 3 м); периферийных частей месторождений и залежей УВ с нефтенасыщенной толщиной продуктивного горизонта менее экономически обоснованных предельных для разбуривания сеткой эксплуатационных скважин.

Рост цен на УВ при увеличении экспорта позволил нефтегазовой промышленности начать развиваться, и необходимость в поощрении работ по эксплуатации ТРИЗ отпала. В существующей редакции закона «О недрах» [6] слово «ТРИЗ» уже не встречается.

Последний раз вопрос о ТРИЗ на уровне министерств поднимался в 2006 г. при согласовании налоговой скидки по НДС по отдельным группам месторождений. Но из-за сложности идентификации ТРИЗ чиновники министерств решили обойтись введением льгот (понижающей ставки к НДС) для ввода в разработку восточно-

сибирских нефтяных месторождений и залежей нефти с выработанностью на 80% и более, а также содержащих ВВН с вязкостью свыше 200 мПа*с [4] и низкопроницаемых пластов. Однако уже сегодня ясно, что данных мер недостаточно для эффективной разработки ТРИЗ. Значит, чиновникам министерств снова необходимо искать определение ТРИЗ для стимулирования использования передовых технологий их освоения.

Особенностью организационной структуры мирового нефтегазового сектора является высокая роль малых и средних компаний на начальных и заключительных стадиях освоения сырьевых провинций. Однако российская практика данную закономерность отвергает. В настоящее время в организационной структуре нефтегазового сектора России доминирующее положение занимают ВИНК, а роль ННК неоднозначна и очень противоречива. Это отчётливо заметно при сопоставлении масштабов отрасли, степени зависимости малых компаний от ВИНК. Такое положение не способствует реализации преимуществ ННК России, в т.ч. их инновационного потенциала.

Появление в России, наряду с крупными ВИНК, ННК явилось результатом объективных закономерных процессов, которые происходят в ТЭК и в структуре её МСБ. Каждый из этих секторов занимает свою нишу. Для создания и развития ННК в России существуют объективные условия.

В последние десятилетия в целом по РФ сильно ухудшилась ресурсная структура УВ: в общем объёме разведанных нефтяных месторождений около 80% являются мелкими месторождениями УВ с НИЗ до 10 млн т, на которые приходится около половины ТРИЗ; по мере разработки гигантских и крупных нефтяных месторождений, структура и количество запасов эксплуатационных объектов стремительно ухудшаются; основные нефтяные месторождения в значительной степени истощены и на них много участков, достигших предельного обводнения, для продления сроков эксплуатации которых нужны новейшие МУН, требующие больших затрат; анализ перспектив ГРП указывает на необходимость разведки и эксплуатации небольших по запасам нефтяных месторождений, залежей газового конденсата, а также природного газа в старых нефтедобывающих районах.

Вышеуказанные причины изменения ресурсной базы УВС в России объективно обуславливают необходимость создания сотен, а с учётом сервисных работ, тысяч ННК. Опыт показывает, что работа на больших месторождениях с крупными компаниями заставляет малый бизнес искать новые, более эффективные технологии, внимательнее относиться к финансированию и экономике. В результате появится возможность более детального отношения к каждой пробуренной скважине, тщательного изучения характеристик геологического строения залежей и подбора более эффективных для данных условий МУН и методов стимуляции скважин, постоянного контроля и регулирования процессов разработки.

У ВИНК до таких объектов обычно не «доходят руки», у них много забот по совершенствованию разработки крупных месторождений УВ, разработка проектов с применением тепловых, газовых и микробиологических МУН, разведка перспективных территорий на суше, шельфе и континентальном склоне.

Российским ВИНК достались практически бесплатно крупные и уникальные месторождения. ННК приобретают месторождения на аукционах и конкурсах, но самое главное – эти объекты худшего качества по добывным возможностям, чем у ВИНК. Более 30% запасов ВИНК представлены уникальными месторождениями, у ННК таких объектов нет (около 60% запасов – это мелкие и средние месторождения). Перечисленные различия определяют разную стратегию и тактику развития ВИНК и ННК.

Во-первых, различная организационная структура нефтедобывающих компаний влияет на устойчивость функционирования и эффективность реализации продукции. ВИНК имеют в производственной структуре нефтехимические и нефтеперерабатывающие заводы и могут компенсировать снижение мировых цен на УВ реализацией продукции её переработки. ННК являются производителями монотоваров, т.к. имеют в своей производственной структуре только подразделения по добыче УВС, а колебания мировых цен на УВ сильно влияют на рентабельность их производственной деятельности. По сравнению с ВИНК, у ННК ограничены возможности реализации продукции на наиболее привлекательных рынках. ННК практически не имеют доступа на рынки реализации нефтепродуктов, так как большинство НПЗ России входят в состав ВИНК, и они в большей степени заинтересованы покупать сырую нефть по ценам внутреннего рынка, чем перерабатывать её на условиях «процессинга».

Во-вторых, масштабы деятельности ВИНК и ННК определяют принципиально разную концепцию управления и стратегию развития компаний. ВИНК стремятся к достижению более высокой приведённой стоимости, что означает стремление разрабатывать крупные месторождения и соответственно концентрацию усилий на ограниченном числе проектов. Эксплуатация большого числа мелких нефтяных месторождений сильно увеличивает издержки компаний, которые связаны с управлением, контролем и координацией деятельности. ННК ориентированы в основном на получение прибыли с более простой организационной структурой, поэтому управленческие издержки у них не столь существенны.

Развитию ННК в России мешают следующие нерешённые проблемы: обеспечение равноправного доступа к экспортной и производственной инфраструктурам, внутрипромышленным и магистральным трубопроводам, к мощностям по подготовке и переработке нефти; сложность конкурирования с ВИНК на конкурсах (аукционах) ограничивает права ННК на пользование недрами; несовершенство законодательства, которое должно отражать особенность недропользования по УВС для отнесения ННК к сфере малого и среднего предпринимательства; сложность привлечения финансовых ресурсов, в т.ч. в форме долгосрочных кредитов; отсутствие продуманной государственной поддержки малого и среднего предпринимательства в нефтегазовой отрасли; отсутствие законодательных актов для эффективного взаимодействия ВИНК и ННК при передаче прав на разработку месторождений,

а также при совместной работе; отсутствие справедливых механизмов стимулирования, а также индивидуального налогообложения нефтегазовых компаний.

Опыт функционирования ННК в России показывает, что они эффективно разрабатывают небольшие месторождения с ТРИЗ, что крайне важно для нынешнего состояния нефтяной отрасли России. Однако, действуя в неблагоприятных, дискриминационных условиях, этот сектор экономики в последние годы теряет свои позиции, его доля в добыче неуклонно снижается.

Необходимо срочно разработать законодательную основу и нормативную базу для стимулирования производственной деятельности ННК с передачей им в разработку небольших, истощённых нефтяных месторождений путём лицензионных соглашений.

Существующая система налогообложения является избыточной для нефтяной отрасли в целом, но в особенности – для ННК. Существующая конструкция налогообложения приводит к росту цен на топливные нефтепродукты. Происходит это потому, что единственным компенсационным механизмом покрытия увеличивающихся затрат от НДС в нефтедобыче является увеличение цен на топливные нефтепродукты, но данный механизм не доступен ННК.

Введение единой шкалы НДС особо пагубно отразилось на деятельности ННК и на разработке низкодебитных месторождений. А «двойная привязка» (НДС и экспортная пошлина) к котировкам сорта нефти «Urals» привела к увеличению налоговой нагрузки на предприятия добычи нефти почти в 4 раза.

Важнейшей особенностью независимых нефтедобывающих компаний является региональная «привязка» их бизнеса. Успешное функционирование ННК означает, что региональный бюджет имеет более низкую нагрузку в плане решения социальных проблем тех работников, которые продолжают трудиться в данных компаниях. А осваивая мелкие месторождения в старых нефтедобывающих районах, ННК позволяют существенно сгладить негативные явления (истощение ресурсной базы) для экономики региона.

Более благоприятные условия для развития ННК наблюдаются в тех регионах, где руководство всячески поддерживает малый и средний бизнес. Примером является Татарстан. В республике поступательное развитие нефтедобывающей промышленности стало возможным из-за поддержки мелкого предпринимательства в этой сфере и создания в начальный период руководством РТ благоприятных стартовых условий.

Создание новых нефтяных компаний в корне изменило ситуацию с добычей нефти в республике: появились новые инновационные технологии, конкуренция, новые МУН и методы стимуляции скважин. На рис. 6.10 приведены данные по добыче нефти малыми компаниями в РТ. В ближайшие годы намечается довести добычу нефти по ННК в республике до 7,5 млн т в год.

Несмотря на небольшие объёмы добычи нефти по сравнению с ВИНК, налоговые поступления от ННК достаточные, они имеют немалое значение для региональных бюджетов. Но ещё большее значение они имеют для местных (муниципальных) образований.

Наряду с корректировкой формулы НДС необходимо стимулирование ввода в эксплуатацию новых месторождений УВ, продолжать уже начатую работу по дифференциации НДС прежде всего в следующих направлениях: применение методов прямого и косвенного учёта добычи УВ при нулевой ставке или иных понижающих коэффициентов к действующей ставке НДС; установление нулевой ставки для мелких месторождений с НИЗ до 1 млн т УВ и минимальной ставки НДС для месторождений с НИЗ до 3 млн т; установление нулевой ставки НДС, если имеется совмещённая лицензия на право пользования недрами, при накопленном объёме добычи УВ до 5 млн т или сроком до 5 лет, а, если имеется лицензия на геологическое изучение, то на срок до 8 лет.

Деятельность ННК в отличие от ВИНК осложняется ещё и следующими факторами:

1. Отсутствием внутреннего рынка нефти и свободного доступа ННК к перерабатывающим мощностям. Эти мощности в ходе приватизации оказались полностью поделены между ВИНК, которые, используя свое доминирующее положение, чтобы создать себе благоприятные налоговые условия, искусственно занижают закупочные цены на своих НПЗ. Соответственно ННК тоже вынуждены поставлять свою нефть на внутренний рынок по этим искусственно заниженным ценам.

2. Дискриминационным режимом при вывозе нефти на экспорт. Навязанный Правительству РФ так называемый принцип равнодоступности экспорта на деле обернулся тем, что ВИНК экспортирует (в сыром и переработанном виде) 57% добытой ими нефти, ННК – всего 30%, и это в лучшем случае.

3. Поскольку ННК начали свою деятельность практически с «чистого листа», они располагают сравнительно небольшим фондом скважин. Так, все 33 ННК РТ имеют приблизительно такой же фонд скважин, как всего одно НГДУ ПАО «Татнефть». Это снижает возможности ННК по добыче нефти за счёт широкого внедрения МУН и стимуляции скважин, а также использование методов контроля и регулирования эксплуатации основных промышленных объектов.

4. В последнее время чётко обозначился переход от позитивных тенденций в недропользовании России к негативным процессам. Это выразилось прежде всего в увеличении налоговой нагрузки на ТЭК без учёта горно-геологических условий их производственной деятельности.

В связи с решением Европейского Союза о декарбонизации и соответственно в начале пути развития «зелёной» энергетики как в Западных странах, так и в России, аналогичная ситуация может возникнуть и для новых небольших «зелёных» компаний в нашей стране. По сути, добыча «зелёной» энергии схожа с добычей ТРИЗ, т.к.

необходимы новые дорогостоящие технологии и оборудование, а также специалисты. Несмотря на существующие государственные гранты и субсидии, развитие целую отрасль достаточно проблематично, нужна мощная поддержка со стороны государства.

Таким образом, развитие малого бизнеса способствует демократизации общества и созданию основы его стабильного развития – среднего класса. Здесь находит своё признание и продуктивно использует свои возможности наиболее активная и деятельная часть населения страны. Для достижения данной цели, в том числе развития малых нефтяных и в целом небольших энергетических компаний в условиях России, один из наиболее реальных путей – принятие Закона «О мелком и среднем предпринимательстве в нефтегазовой и энергетической промышленности».

Литература

1. Якуцени В.П. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе / В.П. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. 2007. № 6.
2. Яртиева А.Ф. Налоговое стимулирование разработки мелких нефтяных месторождений Республики Татарстан / А.Ф. Яртиева // Вестник Казанского государственного технологического университета. 2014. Т. 17. № 3.
3. Министерство природных ресурсов / письмо Президенту Республики Татарстан от 30 марта 2011 года № 01-09-29/4739.
4. О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ: [принят Гос. Думой 08 июля 2006 г.: одобрен Советом Федерации 14 июля 2006 г.]. Доступ из правовой системы ГАРАНТ.
5. О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых / приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 13 февраля 1998 года № 41.
6. О недрах [Электронный ресурс]: регион. закон от 25 декабря 1992 года № 1722-ХІІ (с изменениями, последнее от 26 марта 2016 № 19-ЗРТ). Доступ из правовой системы ГАРАНТ.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ «ОКСИДАТА» И ЕГО ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

А.Ф. Шагеев, С.А. Долгих, И.И. Мухамадинов, С.А. Ситнов, А.В. Вахин
КФУ, ИГиНГТ, г. Казань, shageevalbert@rambler.ru

Технологии добычи природных битумов (ПБ) и высоковязкой нефти (ВВН) тесно связаны с геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами, состоянием и запасами углеводородного (УВ) сырья, географическим положением залежи и др. Тема не столько новая, сколько назревшая благодаря своей «проблемности», это приводит к необходимости применения нетрадиционного подхода при разработке ВВН и ПБ, эффективность методов их добычи определяются составом и эксплуатационными свойствами: высокой вязкостью и плотностью, большим содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, серы, металлов, а также нестандартными фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), вмещающих их коллекторов.

Известно, что любая предлагаемая физико-химическая технология обработки скважин с целью повышения нефтевытеснения пластов – это система, предназначенная для использования в определённых геолого-физических и производственных условиях (рис. 1), состоящая из:

- связанных между собой операций, выполняемых определённым способом и в соответствии с технологическим регламентом;
- технических средств и химреактивов, режимов и правил их применения;
- средств контроля параметров технологического процесса и средств управления.

Как система, каждая применяемая технология должна быть отработана под конкретные условия применения, а технические средства должны иметь возможность приспособления к неизбежным вариациям этих условий для достижения желаемого конечного результата.

Учитывая потребности рынка и новые тенденции в нефтяной промышленности нами разработано наземное и глубинное оборудование для различных химических реагентов по следующим приоритетным направлениям, где в качестве реагентов могут быть использованы продукты отобранные из добываемой нефти в необходимом количестве (такие как ПНГ и ШФЛУ), а также атмосферный воздух. В различных технологиях дополнительно можно использовать: катализаторы, ингибиторы, растворы кислот и др.

Из литературных данных известно, что прямое окисление углеводородов (алканов) кислородом воздуха протекает с низкой конверсией и селективностью, а величина энергии связи С-Н достаточно велика, и вследствие цепного механизма окисления образуется, как правило, смесь разнообразных продуктов, поэтому окисление углеводородов обычно протекает с длительным периодом индукции.

Предлагается к применению технология с оптимальными термобарическими условиями окисления ШФЛУ

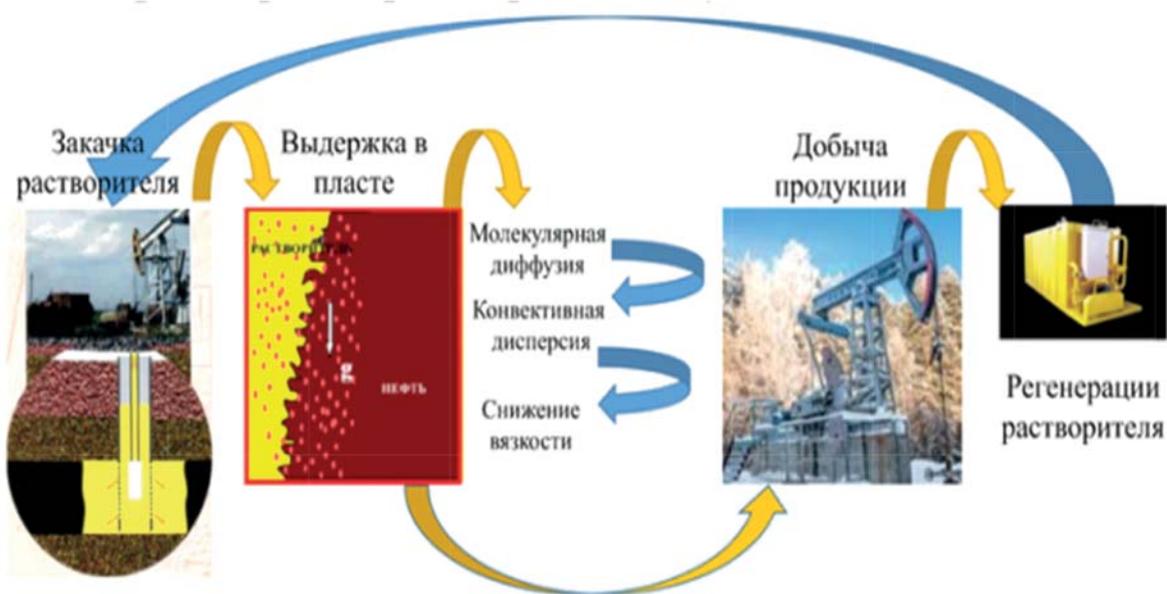


Рис. 1. Технология использования добытого флюида, после регенерации, в качестве реагента способствующего повышения нефтевытеснения.

или ПНГ с продуктами сгорания топочного газа в воздушной среде, и получение других доступных растворителей типа «оксидат».

Предложенная усовершенствованная программа по декарбонизации, путём создания мобильной наземной установки (рис. 2) и способа конверсии попутного нефтяного газа (непосредственно на промысле) с целью получения ШФЛУ или ПНГ и дальнейшего их окисления до «оксидата» во внутрискважинном реакторе.

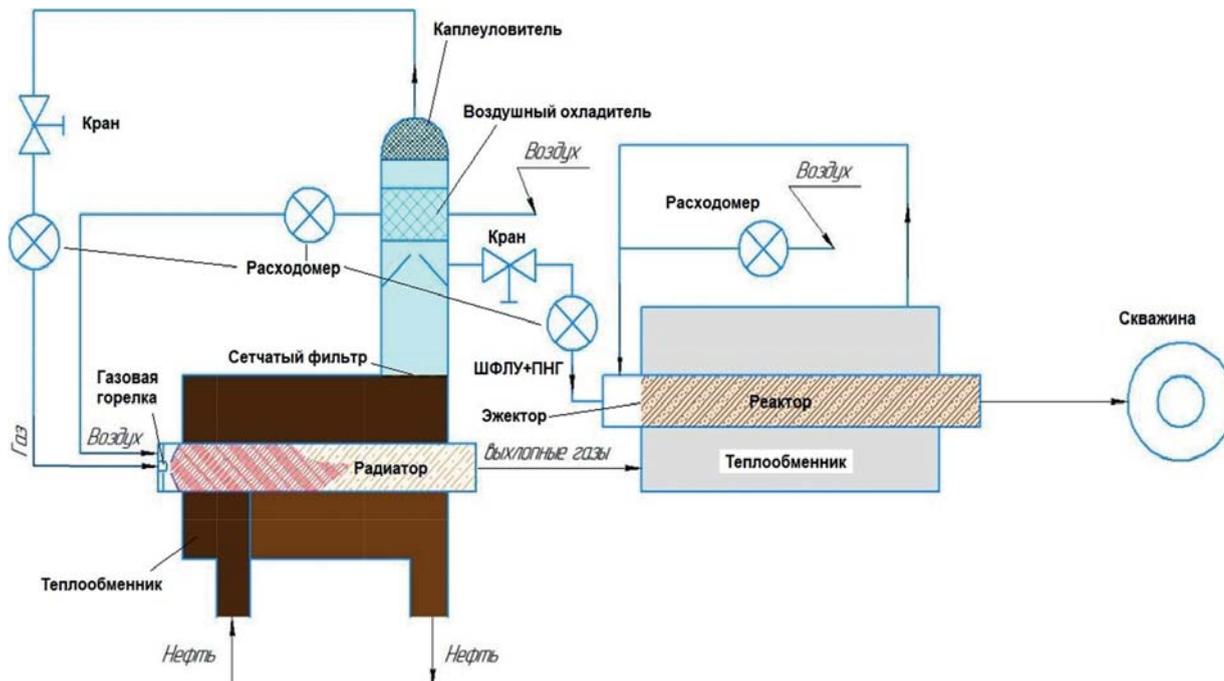


Рис. 2. Схема получения ШФЛУ и «оксидата» на передвижной установке.

Перед закачкой в скважину «оксидата» его приготавливают на передвижной установке по следующей схеме. Добытый нефтяной флюид из скважины подаётся в теплообменник, откуда пары флюида через сетчатый фильтр поступают в зону охлаждения, где конденсируются в ШФЛУ, возможно не полное конденсирование паров и стекают в конусную тарелку. Далее ШФЛУ или пару углеводорода поступает в реактор, где встречается с подаваемым туда воздухом, дополнительно нагреваются, преобразовываются в «оксидат».

Часть газов флюида, которые прошли через каплеуловитель направляются в газовую горелку, где при смешении с воздухом сгорают, передавая тепло радиатору. Выхлопные газы попадают в теплообменник и отдают часть тепла реактору, далее вместе с продуктами реакции закачиваются в скважину (рис. 3).

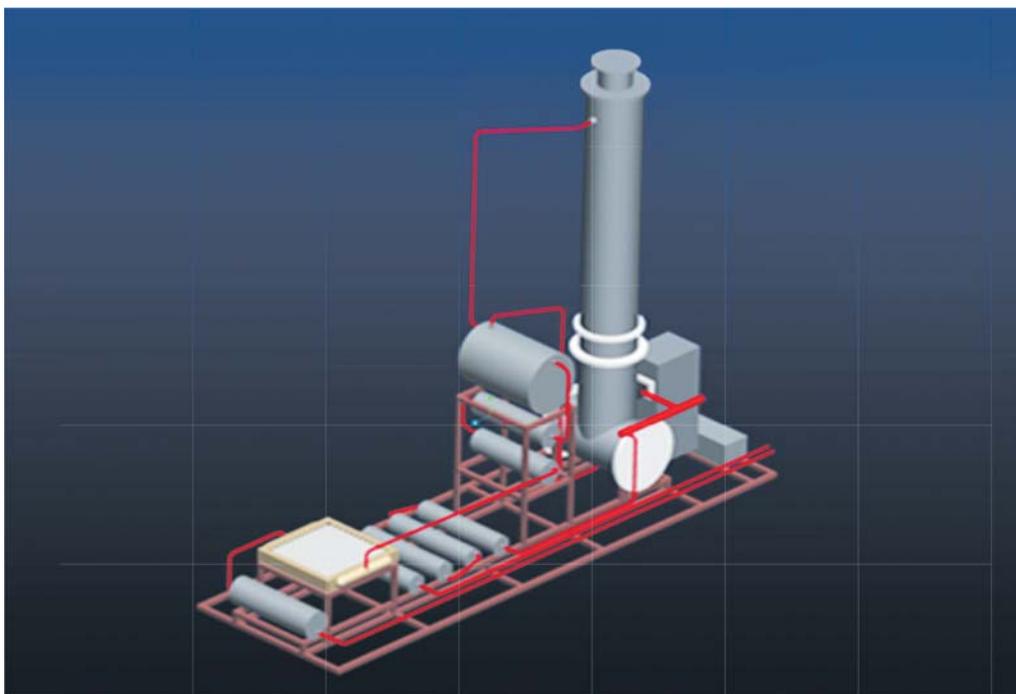


Рис.3. Внешний вид установки преобразования добытого флюида в нефтяные пары и /или ШФЛУ.

Чтобы повысить селективность и конверсию углеводородов и максимально возможно снизить время индукции, направить реакцию в сторону увеличения выхода карбоновых кислот или внутри пластового крекинга, было решено применить специально разработанный катализатор, а так же вновь разработанное и изготовленное техническое устройство в виде промышленного образца внутрискважинного реактора (забойного проточного нагревателя ЗПН) рис. 4. Наиболее простым и доступным способом создания повышенной температуры в призабойной зоне пласта (ПЗП) является электропрогрев, который может осуществляться как циклически, так и постоянно с возможностью слежения за автокаталитическим процессом. На основании проведённых лабораторных работ мы пришли к выводу, что наилучшим способом добычи ВВН и ПБ из карбонатного коллектора будет применение комбинированного воздействия, включающего инициирование тепло-физико- химических процессов в пласте и воздействие на него окислителем, в качестве которого нами выбрана широкая фракция углеводородов (ШФЛУ / ПНГ), которая преобразуется в так называемый «оксидат» или другие схожие по составу вещества. На рисунке 4 показан внешний вид ЗПН, который включает в себя несколько электронагревателей, помещённых в металлический корпус, и снабжённый перегородками между которыми засыпан силикагель. В центральной части устройства имеется трубка с датчиками температуры и давления, которые передают информацию на поверхность. Нижнее отверстие оборудовано обратным клапаном, который препятствует попаданию грязи при спуске и продуктов реакции при обратном ходе полученных газов [1].

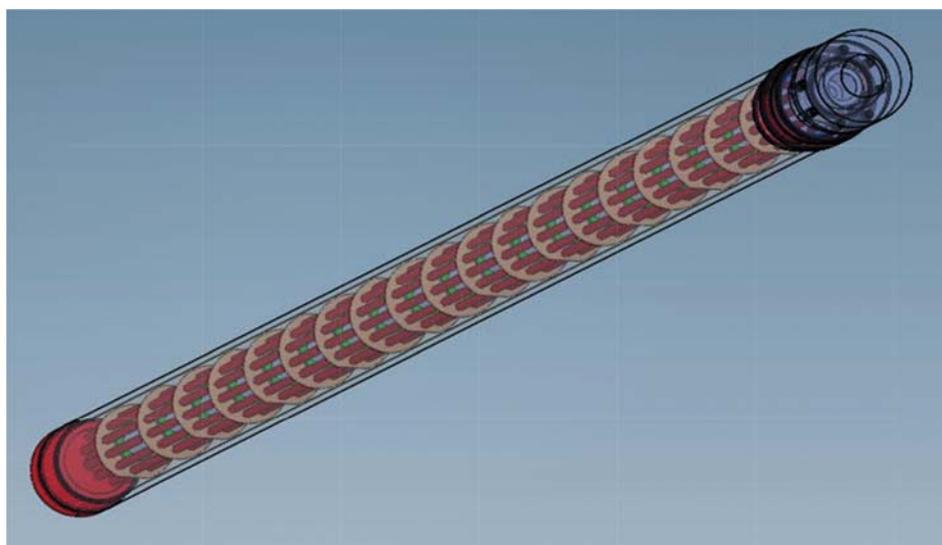


Рис. 4. Внешний вид забойного проточного нагревателя ЗПН.

Разогрев пласта до 200–250°C в присутствии минералов коллектора инициирует протекание химических превращений компонентов нефтяного флюида и внутрипластовое облагораживание высоковязкого нефтяного сырья. Увеличение эффективности паротеплового воздействия возможно путём сочетания его с различными физико-химическими методами [2]. Совмещение паротеплового воздействия с термотропными гелеобразующими композициями позволяет увеличить охват пласта закачкой пара, с нефтявытесняющими композициями – обеспечить дополнительное вытеснение нефти.

Сущность предлагаемого в докладе подхода заключается в использовании специального многофункционального устройства физико-химической обработки скважин (УФХОС) для получения непосредственно на забое скважины теплоносителя комплексного действия. С поверхности в устройство одновременно-раздельно подаётся фракция легких углеводородов, содержащая специальные селективные катализаторы, и паровоздушная смесь. Затем в этом устройстве инициируются процессы окисления лёгких УВ с получением «оксидата», представляющего собой смесь карбоновых кислот, кетонов, спиртов, альдегидов и т.п., и значительного количества тепла. Температура, скорость образования «оксидата» и его состав регулируются подбором подаваемого с поверхности сырья и технологическими параметрами устройства. Воздействие горячего теплоносителя на призабойную зону обеспечит комплексное термохимическое воздействие на нефтесодержащий коллектор:

- сочетание горячего теплоносителя и каталитических свойств породообразующих минералов позволит осуществлять внутрипластовое каталитическое облагораживание ВВН и ПБ;

- широкий набор растворителей, входящих в состав «оксидата», будет растворять АСПО при их наличии в ПЗП, разрушать граничный слой нефти на контакте с породообразующими минералами, разжижать нефть и увеличивать её подвижность;

- вследствие освобождения порового пространства пород от высокомолекулярных углеводородных соединений улучшатся условия доступа карбоновых кислот к породе, химического взаимодействия с карбонатным коллектором, что приведёт к увеличению проницаемости и пористости коллектора и позволит проводить более глубокие обработки призабойной зоны скважины.

С использованием УФХОС, спущенного в призабойную зону нагнетательной скважины, возможно обеспечение непрерывного заводнения, например, теплым раствором кислотных композиций, эффективность которого существенно выше, чем без нагревания.

Применение УФХОС для создания интегрированных технологий ПТВ комплексного воздействия на призабойную зону пласта позволит решить проблему вовлечения в рациональную разработку месторождений сверхтяжёлых и высоковязких нефтей, расположенных на глубинах свыше 700–800 м, а также осуществлять направленный выбор реагентов с учётом конкретных условий объекта эксплуатации для реализации возможности МУН в полной мере.

Литература

1. Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Яруллин Р.С., Шагеев М.А., Лукьянов О.В., Лебедев Н.А., Шагеева Л.Н., Семёнов А.В., Романов Г.В. «Глубинный реактор для окисления легких углеводородов». Патент на изобретение № 2012106315 /03 (009569) 21.02.2012 г.
2. Алтунина Л.К., Кувишинов В.А., Кувишинов И.В. и др. «Технологии увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей: опыт и перспективы» // Мат. Международ. научно-практич. конф. «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений». – Казань: Изд-во «ФЭН», 2012. – 380 с.

УЛАВЛИВАНИЕ, ХРАНЕНИЕ, ЗАХОРОНЕНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ УГЛЕРОДА

Д.Г. Яраханова

Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация, dilyara.yar@mail.ru

Улавливание углерода на промышленных объектах является одной из актуальных задач нашего времени.

К этой технологии, а точнее, нескольким технологиям – улавливание выбросов на производственных объектах (рис. 1). Данную технологию предлагается внедрить на электростанциях и заводах черной металлургии, в химической промышленности, переработке нефти и газа, производстве цемента – то есть на самых «грязных» в плане углеродных выбросов производствах. Фактически речь идёт о системах, улавливающих углерод. Далее углерод сжигается под давлением и по трубопроводу или в цистернах транспортируется к месту использования или захоронения.

Раньше для улавливания применялся метод аминовой очистки (амины – органические соединения, производные аммиака), но он оказался слишком дорогим для широкого использования. Сейчас для отделения диоксида углерода применяется ряд других методов: абсорбция, адсорбция, мембранный метод. Такие фильтры способны удалять из воздуха как тяжёлые соединения, так и лёгкие элементы [1].

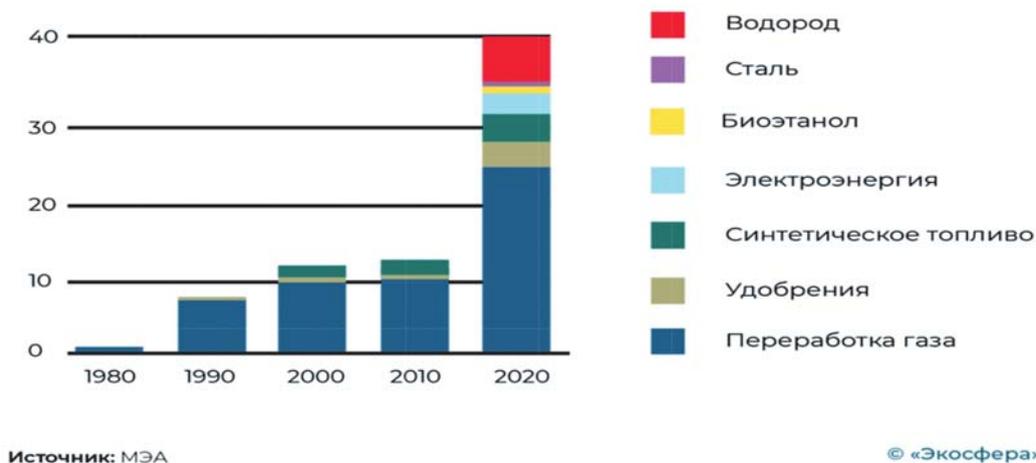


Рис. 1. Мощности по извлечению углерода на крупных производствах в млн тонн.

Основным условием захоронения является обнаружение подходящего подземного резервуара или пласта (ловушки) – по аналогии с подземным хранилищем газа (рис. 2, 3). При этом ловушка должна иметь соответствующего качества покрывку, не позволяющую газу подниматься на поверхность. Логично, что наилучшим резервуаром для захоронения CO₂ могут стать выработанные газовые месторождения: они сформированы самой природой, миллионы лет хранившей в своих недрах газ.

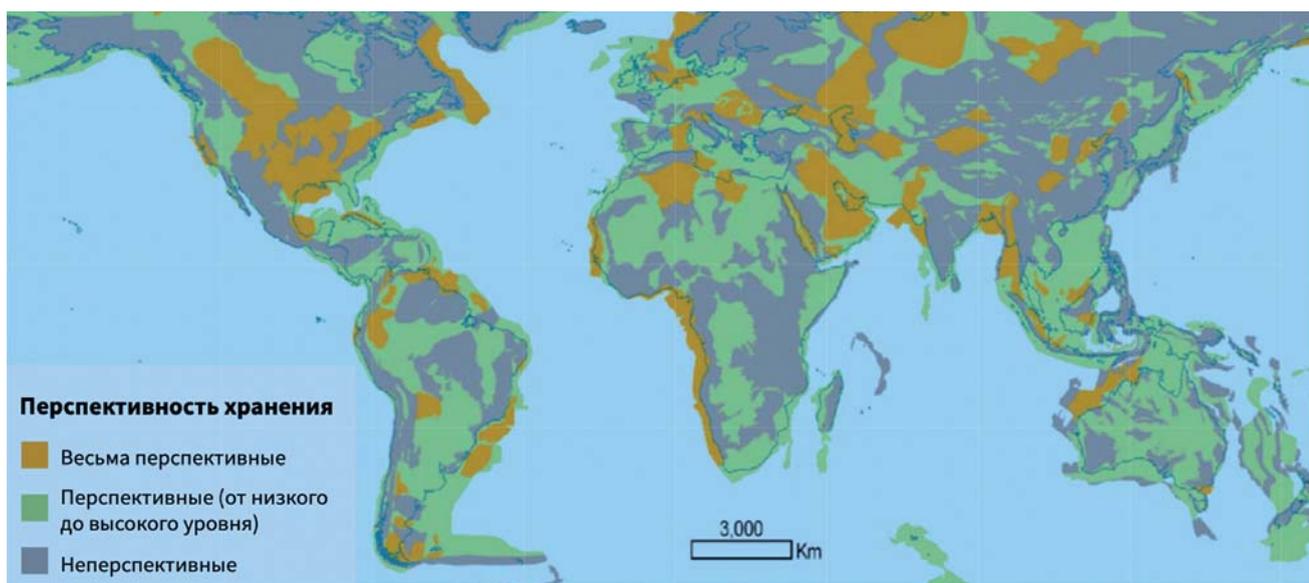


Рис. 2. Перспективные места для хранения углерода.

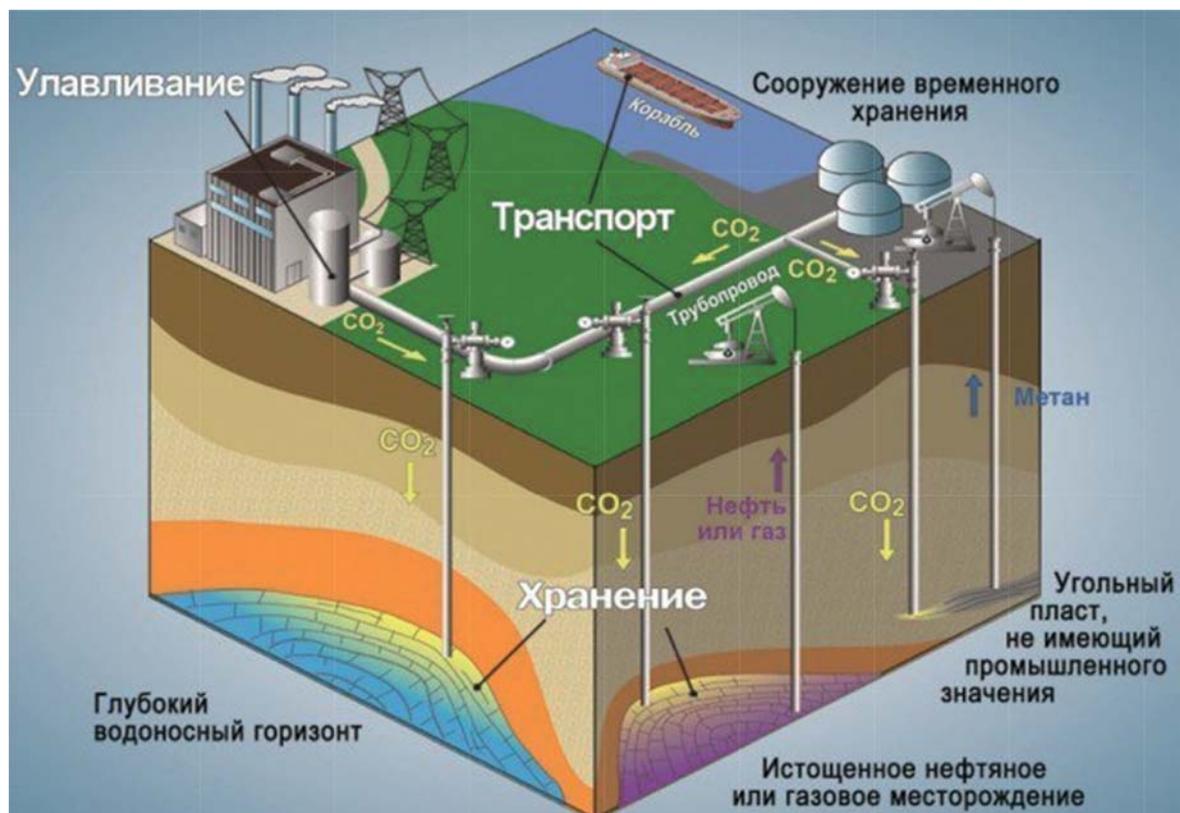


Рис. 3. Цикл применения углерода.

На втором месте по возможности использования в качестве ловушки для CO_2 – водоносные пласты. Эти залежи встречаются гораздо чаще, чем углеводородные.

Так же, самым привлекательным для России вариантом считают помещать газ в выработанные нефтяные месторождения. Всё потому, что CO_2 , поданный в скважину под очень высоким давлением, смешивается с остатками нефти, увеличивая её объём и снижая вязкость. Благодаря этому нефтяники могут добыть больше ресурсов [2, 3].

В мировой практике уже наработаны технологии, позволяющие оценить состояние ловушки, качество покрышки. Компетенции по процессам улавливания, закачки и хранению углекислого газа тоже есть. На данный момент в передовиках по технологиям – американские компании, которые активно занимаются изучением процесса, Канада и некоторые страны Европы, проводят свои эксперименты японцы [4-6].

В 2020 году в России заработал первый карбоновый полигон для измерения поглощения углекислого газа. Данный проект реализует группа компаний Ctrl2GO, в рамках которого разрабатываются и испытываются технологии дистанционного и наземного контроля эмиссии парниковых газов и других, значимых для изменения климата параметров на лесных территориях и сельскохозяйственных землях [7]. Новые технологии позволят точно знать, где и как происходит поглощение углекислого газа на территории РФ, сколько мы его поглощаем и испускаем и финальный углеродный баланс. На территории Приволжского федерального округа такой карбоновый полигон построят в Республике Татарстан. Это будет уже восьмой полигон в России по изучению поглощающей способности лесов.

Кроме нефтедобычи, использовать пойманный диоксид углерода можно во множестве технологических процессов. Сегодня в мире ежегодно потребляется 230 млн т CO_2 . Большая часть идёт на выпуск удобрений (130 млн т) и повышение нефтеотдачи пластов (70–80 млн т). Среди остальных направлений – производство продуктов питания и напитков, очистка воды, применение в теплицах, использование для охлаждения и замораживания.

Углекислый газ можно переработать, например, при производстве топлива (углерод из CO_2 связывают с водородом для получения синтетического углеводородного топлива), строительных материалов (CO_2 может заменять воду в бетоне, а также служить сырьём для ряда его компонентов), полимеров и химикатов.

Международное энергетическое агентство (IEA) ожидает [8], что полимерная индустрия обеспечит утилизацию до 1 млрд т CO_2 в год, а производство химикатов и строительных материалов – по 5 млрд т каждое. Крупнейшим рынком будущего выглядит производство топлива, для него потребуется свыше 5 млрд т углекислого газа в год.

Кстати, у производства и применения стройматериалов из CO₂ самый низкий углеродный след: остальные направления утилизации подразумевают довольно высокие выбросы как при производстве, так и при использовании получившейся продукции. То же топливо из диоксида углерода, например, будут сжигать, генерируя выбросы.

Поэтому использование уловленного углекислого газа в производстве нельзя назвать 100% экологичным способом сокращения выбросов – в отличие от его захоронения.

Литература

1. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_spm_ts_ru-1.pdf
2. <https://www.interfax.ru/russia/813129>
3. <https://plus-one.ru/ecology/2021/11/09/kladbishche-dlya-co2>
4. <https://neft.media/tyumenskaya-oblast/materials/chem-zahoronenie-so2>
5. <https://coal-liza.livejournal.com/53638.html>
6. <http://geoinform.ru/globalnye-moshhnosti-geologicheskix-struktur-podxodyashhix-dlya-zaxoroneniya-uglekislogo-gaza-sosredotocheny-v-rossii/>
7. <https://www.ctrl2go.com/projects/karbonovye-proekty>
8. https://ru.qaz.wiki/wiki/Enhanced_oil_recovery

НОВОЕ УЧЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ И ПРАКТИКЕ В XXI ВЕКЕ

Н.П. Запывалов

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

Аннотация. В статье рассматривается новый подход к образованию нефти, автор предлагает свою парадигму образования и динамики жизни нефтяной залежи. Отдельно уделяется внимание проблеме рисков и неопределённостей в нефтегазовом деле.

Ключевые слова: образование нефти, живая флюидопородная система; риски и неопределённости

Petro-geological way of thinking: new 21st-century aspects

N.P. Zapivalov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article discusses a new approach to the processes of oil formation. The author offers his own paradigm, or angle of vision into origin and life (space-time dynamics) of an oil and gas play. Special attention is paid to the analysis of risks and uncertainties in the petroleum business

Key words: genesis of oil, a living fluid-dynamic system, risks and uncertainties, rehabilitation cycles

Making the next giant leap in petroleum geosciences!

Введение

XXI век принёс человечеству много неожиданных событий в различных сферах жизни, в том числе, и в нефтегазовых делах.

Нефть и газ – это энергия, топливо и сырьё для многих потребностей людей. Развитие нефтегазового дела является первоочередной задачей человечества. В мире открыто около 70 000 месторождений нефти, из них 1500 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории. Открываются новые источники углеводородов (традиционных и нетрадиционных), создаются инновационные методы и технологии их добычи и утилизации.

В прошлом столетии большинство учёных придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но существовали определённые противоречия, с наступлением XXI века противоречий и вопросов стало больше. В настоящее время в мире насчитывается около десятка различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, абиогенную, магматическую и др.

Автор в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. И в 1962 году защитил кандидатскую диссертацию по этому поводу «Геолого-геохимическая характеристика мезозойских отложений и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья», в которой впервые описано комплексное геохимическое исследование мезозоя Западной Сибири. Официальным оппонентом был Вассоевич Н.Б. В данной работе была выделена в качестве нефтематеринской толщи геохимическая пачка А (в разрезе куломзинской свиты, в последствии она стала называться баженовской).

Многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об **ограниченной применимости** классической теории, т. к. скопления углеводородов обнаруживаются **повсеместно**. В своей книге Леворсон А., написанной в конце прошлого века, утверждал: «Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере своё значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. <...> нет необходимости искать особые материнские породы» [1, с. 488].

Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нефтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо сложно, практически – невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик Андрей Алексеевич Трофимук утверждал: «Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья» [2, с. 333].

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Особое значение имеют геолого-геофизические факторы и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчётов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения

Муклук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г. Но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только солёная вода. Показательным примером другого рода факторов – технологических ошибок – может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 года в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deep-water Horizon на месторождении Макондо (компания British Petroleum). Это была крупная экологическая катастрофа. Нефтью было залито 75 тысяч км².

Многие геофизические методы безусловно требуют совершенствования. Один из ведущих геофизиков ИНГГ СО РАН В.С. Могилатов заметил: «Любая геофизическая интерпретация не на 100% достоверна. Она всегда делается с какой-либо ошибкой».

В дополнение, огромное значение приобретает геополитический фактор – отсутствие согласованности между основными нефтедобывающими странами и жёсткая борьба за рынки, приводит к глобальному планетарному кризису.

Предлагается следующая символическая формула для описания этих рисков:

$$P = H + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + T_1 + T_2 + Э + K + Ф + П,$$

где H – фундаментальная наука, Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; Г₁, Г₂, Г₃, – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объёме, с обобщающими моделями; T₁, T₂ – техника и технология с учётом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, K – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы. В зависимости от меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Автор считает, что главным объектом нефтегазовых исследований является флюидопородная система – залежь нефти (эмерджентное скопление углеводородов) [3, 6].



Беседа профессионалов. Президент ONGC Субир Раха с Н.П. Запываловым. Конференция Petrotech – 2003. Индия, Дели, 2003 г.

Определяющим моментом в нефтяной геологии является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии [4]. Субир Раха, будучи президентом крупнейшей нефтяной компании Индии (ONGC), обращал на это особое внимание: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределённости и неизбежному риску в поисково-разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределённости и преобразовать их в плодотворные возможности» (Геофизическая конференция, Мумбаи, 2004).

Преобладающие в настоящее время численные математические и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В этой связи можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными на Кольской сверхглубокой скважине. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» («All models are wrong but some are useful»). На это же четко показал в своих лекциях 2015 г. Сяо-Хуи Ву (старший консультант

Exxon Mobil): «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных».

Некоторые известные учёные и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

Авторские концепции

После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришёл к выводам о необходимости разработки новой парадигмы.

Подробный обзор современных теорий и концепций дан в книге «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» [3]. В своей работе авторы отдают предпочтение локальным флюидодинамическим системам, таким, как залежи нефти и газа. Иначе говоря – природно-техногенным объектам в период их изучения и освоения. Подобные объекты, в отличие от нефтегазоносных бассейнов и крупных геосистем, могут быть подвергнуты точным измерениям, систематическим наблюдениям и управлению отдельными процессами.

- Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер [7].

- Авторская парадигма состоит в том, что *залежь нефти является живой флюидопородной системой, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием при-*

родных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться.

Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счёт вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счёт дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми [5–7, 12].

Парадигма (от греч. *paradeigma*) – строго научная теория, воплощённая в системе понятий, выражающих существенные черты действительности (*Советский энциклопедический словарь, 1980, с. 977*).

Для уточнения процессов флюидо-породных систем я обратился к член-корреспонденту РАН, заведующему лабораторией сейсмической томографии И.Ю. Кулакову. Вопросы: “Каковы изменения вулканического вещества на поверхности и в глубине вулканов? Как быстры и глубоки эти изменения?” Привожу ответ: «Мы исследуем изменения внутри вулканов Спурр и Невадо дель Руис по ходу эруптивной активности. В случае Спурра можно видеть, что в течение года аномалия с повышенным отношением V_p/V_s смещается вверх более чем на километр. Под Невадо дель Руис аномалия, которая существовала там в начале периода дегазации, постепенно сходит на нет. Мы предполагаем, что такие достаточно быстрые изменения связаны с миграцией флюидов и их преобразованием в газ. Более быстрые изменения нашими методами мы засечь не можем, хотя, возможно, они имеют место. На поверхности можно наблюдать деформации поверхности при помощи спутниковых технологий. Очевидно, чем глубже, тем изменения более плавные» [10].

Таким образом, подтверждается моё предположение, что флюидопородные системы в самых разнообразных условиях могут работать по сходному принципу.

- Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) и представляет собой целостную систему, имеющую свойства фрактальных структур. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста. В процессе разработки месторождений неоднократно и существенно меняются состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных, в том числе за счёт метасоматоза.

- Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущённая система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) [3].

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают её природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и изменяется его минералогический состав.

- Установлено, что критический порог возмущения флюидонасыщенной системы определяется величиной депрессии на пласт: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5 \cdot 8 \text{ МПа}$.

- Формула энергетического состояния залежи: $dT/dP = 1/S_v$, где S_v – объёмная плотность энтропии.

- Для восстановления энергетического потенциала системы следует использовать реабилитационные циклы.

- Сверхинтенсивная (насильственная) выработка легкодоступных запасов нефти (EOR, Enhanced Oil Recovery) при длительном применении приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений.

Многие из этих концепций нашли своё отражение в многочисленных публикациях автора в России и за рубежом.

Выводы, предложения

- Сейчас необходимо сосредоточить усилия для добычи остаточной (трудноизвлекаемой) нефти на разрабатываемых или законсервированных месторождениях, в том числе и Западной Сибири, включая вновь образованные объёмы углеводородных масс. Количество такой нефти сейчас может достигать более 50% от ранее разведанных запасов. Для извлечения этой нефти предлагается принципиально новый подход – щадящие методы, ориентированные на сохранение месторождения как целостной системы с целью более длительной его разработки (IOR, Improved Oil Recovery) в противоположность сверхинтенсивной коммерческой добычи насильственным методом, разрушающим месторождение как систему (EOR, Enhanced Oil Recovery). На эту тему мной была опубликована статья [11], которая стала очень популярной в рейтинговом международном научном сообществе Research Gate (см. Приложение).

- Преобладающие в настоящее время численные математические и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. Для получения достоверной информации необходимо натурное моделирование.

- Чтобы правильно управлять технологическим процессом добычи нефти, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов).

- Чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять регулярный мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах. Автор

настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского и Малоического месторождений Новосибирской области Комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной Полигон.

- Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях.

- Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы [8]. Должны быть предусмотрены методы и технологии активной реабилитации (как в медицине). Чтобы достичь эффективного и быстрого результата.

- Надо беречь и пополнять углеводородные ресурсы, т.к. они необходимы человечеству на далекую перспективу.

- Современная рыночно-лицензионная система недропользования в России не корректна. Необходимость восполнения запасов и научного исследования недр настоятельно диктует другие формы организации недропользования.

- Необходимо создать Министерство геологии РФ в полном профессиональном формате.

Несколько слов о перспективах Западной Сибири

В настоящее время судьба главного нефтегазового региона России многим видится в быстрейшем получении большого добычного потенциала за счёт баженовской свиты и палеозоя. Особенно большие ставки на «бажен», за счёт которого уже в ближайшее время предполагается иметь 20 миллиардов тонн добычных запасов нефти. Но надо иметь в виду, что эта свита имеет небольшие толщины и очень различные свойства и параметры, определяющие очаговый характер возможной продуктивности. Во многих регионах мира от разработки подобных объектов отказываются по экологическим соображениям.

Что же касается проекта «Палеозой», то это другая эпопея. Под «палеозойским фундаментом» понимается огромный и разнообразный комплекс пород (протерозой и палеозой) на разных глубинах, что предопределяет возможность нефтеобразования и нефтенасыщения в разных породах и тектонических блоках. Геолого-геофизические материалы подтверждают это [5, 11]. Глубинная петротермальная энергия способствует желательным геофлюидодинамическим процессам. Но проект «Палеозой» в Западной Сибири пока остаётся на этапе изучения и познания новых фактов и закономерностей [9]. В качестве перспективных объектов обозначаются гранитоидные тела и другие очаговые зоны с активной современной геофлюидодинамикой (градиентная энтропия). Надо бурить глубокие скважины (до 15 км), всесторонне и терпеливо испытывать интересные объекты. В случае получения слабых притоков или вязкой (битумной) нефти рекомендуется использовать вибрационные технологии (Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск). Они относятся к категории Improved Oil Recovery (IOR).

В науках о Земле многочисленные геологические и геофизические исследовательские направления развиваются относительно успешно, но нет объединенной научно-практической программы, главной целью которой было бы изучение динамики развития Земли, определяющей глобальные и локальные процессы и катастрофические явления. Особенно необходимы обновления в нефтегазовой геологии и геофизике, где много противоречивых идей и концепций и явно ощущается необходимость нового мышления.

Литература

1. Леворсен А. Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. Серия «Науки о земле». Т. 22. – 638 с.
2. А.А. Трофимук. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. – 369 с.
3. Н.П. Запивалов, И.П. Попов. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Георесурсы, 2003. – 198 с.
4. Запивалов Н.П., Павлов Ф.В. Индия – путь к большой нефти, 1955–2005. Новосибирск: Гео., 2005. 208 с.
5. Запивалов Н.П. Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. М., 2005, № 11. – С. 20–23.
6. Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. Томск: 2012. Т. 321. № 1. – С. 206–211.
7. Запивалов Н.П. Новые научные и практические аспекты нефтегазовой геологии // Palmarium Academic Publishing, 2013. – 102 с.
8. Запивалов Н.П. Реабилитационные циклы – основа активного долголетия и высокой конечной нефтеотдачи нефтенасыщенных систем // Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа». М.: МГУ, 2015. – С. 85–87.
9. Запивалов Н.П. О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сб. науч. тр. открытой научной конф. Томск. 6, 21 июня 2018, г. Томск: Изд-во ТПУ, 2018.
10. I. Koulakov, S. Z. Smirnov, V. Gladkov, E. Kasatkina, M. West, S. El Khrepy & N. Al-Arif Causes of volcanic unrest at Mt. Spurr in 2004–2005 inferred from repeated tomography 2018.
11. Zapivalov N.P. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery // Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – New-York. 2015, P. 81–94.
12. Zapivalov N.P. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – 2019. Vol. 28 (January), Issue 3. P. 37–46.

СОДЕРЖАНИЕ

Поздравление Президента Республики Татарстан Р.Н. Минниханова трудовым коллективам и ветеранам труда малых нефтяных компаний Республики Татарстан с 25-летием со дня образования 3

Поздравление Первого Президента Республики Татарстан М.Ш. Шаймиева..... 4

РОЛЬ И МЕСТО МАЛЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

Р.Х. Муслимов,

доктор геолого-минералогических наук, Академик АН РТ, РАЕН и АГН, консультант

Президента Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа..... 5

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

ДИАЛЕКТИКА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

В.А. Крюков¹, Д.В. Миляев², А.Д. Савельева², М.Ю. Скузоватов²

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН», ²Акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск 9

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ В ПЕРИОД ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ

А.М. Мастепанов

Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва..... 10

ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ ПО УЛАВЛИВАНИЮ CO₂ В ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.В. Капуста, А.А. Кундик, К.Ю. Кызыма

ООО «Газпромнефть-Оренбург» 14

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ С ЦЕЛЬЮ РАЗМЕЩЕНИЯ В ПЛАСТАХ ГОРНЫХ ПОРОД ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

А.В. Багликов, Л.Е. Ламбева, И.А. Дамаскин¹, Т.А. Боровская¹, И.А. Вагабов, С.А. Белова, О.С. Кравченко

ФГКУ «Росгеолэкспертиза», г. Москва, Западно-Сибирское ТО ФГКУ «Росгеолэкспертиза», г. Тюмень..... 19

К ВОПРОСУ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СОЗДАНИЯ ВОДОРОДНОЙ, СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРЯНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Г.А. Глебов¹, В.Г. Цегельский²

¹КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева, г. Казань, ²МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва 22

О ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В УСЛОВИЯХ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ПОЛИТИЧЕСКОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ

С.А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва 25

МОДЕРНИЗИРОВАНИЕ АДсорбционных СПОСОБОВ ОЧИСТКИ ПУТём ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЕМ ПОТОКОВ

А.Л. Максимов¹, А.М. Тишин², Ю.И. Спичкин², Е.Д. Котикова³, А.В. Замрий³, Л.А. Алиева³

¹Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, г. Москва, ²ООО «АМТ», г. Троицк

³Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза Нефтегазопромышленников России, г. Москва..... 29

АСПЕКТЫ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ В СФЕРЕ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ (АППАРАТНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА ПРОЦЕССОВ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН)

А.Н. Коротченко¹, А.А. Кислицын², С.В. Тишкевич³

¹ООО «ИнТех», г. Тюмень, ²Тюменский государственный университет, г. Тюмень,

³ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», г. Тюмень 30

THE PARADOXES OF CLIMATE CHANGE HYSTERIA

M.R. Islam¹, D.G. Yarakhanova²

¹President, Emertec Research and Development Ltd., Canada, ²Docent, Kazan Federal University,

Kazan, Russian Federation 34

ПАРАДОКСЫ ИСТЕРИИ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА

М.Р. Ислам¹, Д.Г. Яраханова²

¹Президент, Emertec Research and Development Ltd., Канада; ²Доцент, Казанский федеральный

университет, Казань, Российская Федерация..... 36

УСТНЫЕ ДОКЛАДЫ

Круглый стол I

1 часть: Новые технологии нефтегазового сектора

ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗАПАСОВ УГОЛЬНО-ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ИЗ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ МЕГАРЕЗЕРВУАРОВ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО БАШКОРТОСТАНА И НАПРАВЛЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО РАСШИРЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

В.К. Утопленников, А.Д. Драбкина

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) 38

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ УМК В ПРОЦЕССАХ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ. ОБЗОР КОНЦЕПЦИЙ И СВОЙСТВ ПРИМЕНИМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Д.К. Нургалиев², Р.Г. Забаров¹, А.А. Лутфулин¹, Р.Н. Шагисламов¹, М.А. Варфоломеев², А.Н. Кузев³, А.Р. Хаматов⁴, А.В. Замрий⁴, Л.А. Алиева⁴, Е.Д. Котикова⁴

¹Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск,

²Казанский Приволжский федеральный университет, г. Казань, ³ССК, г. Москва,

⁴Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза Нефтегазопромышленников России, г. Москва..... 41

О РОЛИ РАЗЛОМОВ И МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ СОГЛАСНО ПРИНЦИПУ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

Д.И. Гурова

ИПНГ РАН, г. Москва 42

СТРАТЕГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ППД

И.А. Дьячук

Генеральный директор ЗАО «СТЭМ» 46

ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЯ «ИНТЕГРАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ» ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ И ЕГО МЕСТО В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ КРИТИЧЕСКОГО МЫШЛЕНИЯ (АНАЛИЗА) СПЕЦИАЛИСТА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

С.С.Хабибуллаев¹, Ш.А.Умаров², Л.И.Нестерова², А.Х.Урманов²

¹Госкомгеологии РУз, ²Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных

и газовых месторождений» 49

ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРАЗЛОМНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП

Е.Б. Риле, М.Н. Попова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа

Российской академии наук (ИПНГ РАН), г. Москва..... 53

Круглый стол 1

2 часть: Технологии улавливания, утилизации, хранения и захоронения CO₂

ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕ- И ГАЗООТДАЧИ

П.Ю. Илюшин¹, Л.В. Рудакова¹, К.А. Вяткин¹, Е.С. Белик¹, Е.В. Калинина¹

¹Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь 57

К ВОПРОСУ О РОЛИ ТЕХНОГЕННОГО CO₂ В ГЛОБАЛЬНОМ ПОТЕПЛЕНИИ НА ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

И.Н. Плотникова

Академия наук Республики Татарстан, Казань 60

ОБЗОР ВМЕСТИМОСТИ CO₂ СТРУКТУРЫ ENDURANCE ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА BUNTER ЮЖНОГО РАЙОНА БАССЕЙНА СЕВЕРНОГО МОРЯ ВЕЛИКОБРИТАНИИ

В.А. Егорова

ООО «РН-Ванкор», г. Красноярск..... 64

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ CO₂ В ВОДОНОСНЫХ ОБЪЕКТАХ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Л.Н. Мубаракшин, М.А. Тукаев, В.А. Ванин, Д.Н. Глумов, В.С. Филатов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень 68

ВЛИЯНИЕ ГЕОБИОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА СОВМЕСТНОЕ ХРАНЕНИЕ ВОДОРОДА И МЕТАНА В ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Л.А. Абукова, Е.А. Сафарова, Д.С. Филиппова, Г.Ю. Исаева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газы

Российской Академии наук, г. Москва..... 69

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ГТУ

О.Р. Сафина, Р.В. Бикбулатов, А.Р. Хуснутдинов, А.А.Чаркин

ООО «РН-БашНИПИнефть», г.Уфа..... 71

ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В СФЕРЕ ХРАНЕНИЯ (ЗАХОРОНЕНИЯ) CO₂ В НЕДРАХ. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

А.А. Гермаханов¹, Е.В. Танин¹, А.В. Осипов², А.С. Монакова², Д.В. Арцыбасова²

¹Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, г. Москва,

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва..... 74

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ И РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CO₂ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова

ГБОУВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск 76

КРИТЕРИИ ВЫБОРА УЧАСТКОВ НЕДР ПОД ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

В.Г. Базаревская¹, А.П. Бачков², С.Е. Войтович³

¹ТатНИПИнефть ПАО Татнефть, г. Бугульма, ²ПАО Татнефть, г. Альметьевск, ³ТГРУ ПАО Татнефть,

г. Казань..... 79

ЛАБОРАТОРНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОЕКТОВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ГАЗОВЫХ МУН

О.А. Морозюк, М.Ф. Серкин, И.В. Новосадова, А.В. Кобяшев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень 83

ВАРИАНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПОДГОТОВКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ А.Н. Шаталов, Ф.Р. Губайдуллин, В.В. Соловьев, А.А. Ануфриев <i>Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бугульма</i>	86
ОСВОЕНИЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРУПНОТОННАЖНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА А.В. Радаев¹, А.Н. Сабирзянов² <i>¹ Институт прикладных исследований Академии наук Республики Татарстан, ² Казанский национальный исследовательский технологический университет</i>	88
АППАРАТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА КОРРЕКЦИИ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОФОНА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ЗАДАЧАХ МОНИТОРИНГА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА Л.Р. Гилязов^{1,2}, М.Э. Сибгатуллин^{1,2}, И.Н. Плотникова¹, М.Х. Салахов¹ <i>¹Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, ²ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань</i>	91
Круглый стол 2 1 часть: Цифровизация нефтегазового сектора	
ЦИФРОВОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ ПАТЕНТНЫХ САНКЦИЙ Г. Ф. Якубова, М. Г. Смирнов, У.И. Зубрицкая <i>Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	95
ЦИФРОВАЯ ПЛАТФОРМА СМПО (СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ) КАК ИНСТРУМЕНТ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМИ ПРОЕКТАМИ Р.С. Гупалов, К.А. Фролова <i>Gazprom EP International B.V., г. Санкт-Петербург</i>	97
ИНФОРМАЦИОННО-ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	101
Круглый стол 2 2 часть: Климатическая повестка Запада. Что делать?	
«КЛИМАТИЧЕСКАЯ ПОВЕСТКА» ЗАПАДА – ОДИН ИЗ ЭФФЕКТИВНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ СДЕРЖИВАНИЯ РАЗВИТИЯ РОССИИ Р.Х. Муслимов <i>Доктор геолого-минералогических наук, Академик АН РТ, РАЕН и АГН Академия наук Республики Татарстан</i>	105
НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЬ ПРОЕКТОВ ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ДЛЯ СДЕРЖИВАНИЯ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ В СВЕТЕ НАРАСТАЮЩЕЙ ЭНДОГЕННОЙ АКТИВНОСТИ ПЛАНЕТЫ Е.В. Хромова, И.Ю. Хромова, Н.П. Механтьева <i>Международный проект «Созидательное общество»</i>	113
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЕЁ РЕАЛИЗАЦИИ Р.В. Вафин, И.А. Магзянов, А.Г. Миннуллин, И.И. Литвинов <i>Закрытое акционерное общество «Алойл», г. Бавлы</i>	116

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ФУНДАМЕНТАЛЬНОЙ НАУКИ А.А. Баренбаум, А.П. Шиловский <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	118
--	-----

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА БАЗЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ А.С. Маслов <i>Начальник управления проектных продаж департамента генерации и международных проектов «Юнигрин Энерджи»</i>	122
--	-----

ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ В СКВАЖИНАХ И ИХ НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ В.М. Грифаничев <i>ООО «Геологический центр СПбГУ», г. Санкт-Петербург</i>	123
--	-----

О СОВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ, ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова <i>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук (ИПНГ РАН), г.Москва</i>	124
---	-----

ИЗМЕНЕНИЯ В СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РФ В СОВРЕМЕННЫХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ В.Л. Шустер <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	128
---	-----

ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В РОССИИ Р.Н. Салиева <i>Институт проблем экологии и недропользования ГНБУ Академия наук Республики Татарстан, г. Казань</i>	130
--	-----

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВОДОРОДА В РОССИИ И МИРЕ Д.Г. Яраханова <i>Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация</i>	133
---	-----

ЧТО ДЕЛАТЬ РОССИИ В УСЛОВИЯХ ПРИНЯТОГО ЗАПАДОМ КУРСА НА СДЕРЖИВАНИЕ ЕЁ РАЗВИТИЯ Р.Х. Муслимов <i>Доктор геолого-минералогических наук, Академик АН РТ, РАЕН и АГН Академия наук Республики Татарстан</i>	136
--	-----

Круглый стол 3

Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»
Новая парадигма разработки крупных месторождений на поздней стадии - обеспечение технологической независи-
мости

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

ЗАКАЧКА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПРОЦЕССЕ И ПО ЗАВЕРШЕНИЮ ОСВОЕНИЯ МЕЛКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, Л.З. Анисимова, Р.Р. Хазиев, И.Р. Фахрутдинов, К.Ю. Колузаева <i>Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань</i>	144
--	-----

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ Я.Г. Аухатов¹, Б.В. Успенский² <i>¹ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, г. Казань, ²Казанский федеральный университет, г. Казань</i>	147
---	-----

УЛЕМИНСКО-СЮКЕЕВСКОЕ НЕФТЕСКОПЛЕНИЕ КАЗАНСКОГО ЯРУСА Р.Р. Афлятунов¹, А.П. Бачков¹, С.Е. Войтович², А.З. Ахметшин², К.А. Сухов² <i>¹ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, ²Татарское геологоразведочное управление</i> <i>ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Казань.....</i>	<i>150</i>
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА В РАЗРЕЗЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ А.Н. Богданов, П.В. Хмыров, М.Х. Абдураимов, Р.Р. Тухтаев <i>Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, г. Ташкент</i>	<i>154</i>
ПУТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОКРАЩЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В АТМОСФЕРЕ А.С. Борисов^{1,2}, Е.М. Нуриева¹, Е.Е. Андреева², С.И. Петров¹ <i>¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет, ² Институт проблем экологии и недропользования АН РТ.....</i>	<i>157</i>
ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОГНОЗА, ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРЮЧИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ: ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ, СВЕРХВЯЗКАЯ НЕФТЬ М.Я. Боровский, В.И. Богатов <i>ООО «Геофизсервис», г. Казань.....</i>	<i>160</i>
ЭКОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕРРИТОРИЙ РАЗМЕЩЕНИЯ СВАЛОК И ПОЛИГОНОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ И БЫТОВЫХ ОТХОДОВ – СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ М.Я. Боровский¹, В.И. Богатов¹, Е.Г. Фахрутдинов², С.В. Шакуро³ <i>¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, ²ООО «Сибизыскания», г. Омск, ³ООО «ФРОНТ Геология», г. Нижний Новгород.....</i>	<i>162</i>
ПРОФЕССОР ВЛАДИМИР АЛЕКСЕЕВИЧ ТРОФИМОВ – ИССЛЕДОВАТЕЛЬ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ТОЛЩ М.Я. Боровский¹, Р.З. Мухаметшин^{2,3}, А.С. Борисов², В.Ф. Кудряшова⁴ <i>¹ ООО «Геофизсервис», ² Казанский федеральный университет, ³ Уральский государственный горный университет, ⁴ АО НПП «ВНИИГИС».....</i>	<i>165</i>
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ Л.Х. Бреслер <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i>	<i>169</i>
КОМПОЗИЦИЯ СНПХ-9800 КАК ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РИР Р.А. Былинкин, Д.В. Краснов, Н.П. Григорьева, М.С. Чаганов <i>АО «НИИнефтепромхим», г. Казань.....</i>	<i>173</i>
ДОРАЗВЕДКА АЛЕКСЕЕВСКОГО УЧАСТКА С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА Р.В. Вафин, А.Ф. Егоров, Т.Р. Мифтахов <i>ЗАО «Алойл», г. Бавлы</i>	<i>174</i>
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ОБРАЗОВ КЕРНА, ВЫПОЛНЕННЫЕ РАЗЛИЧНЫМИ ЛАБОРАТОРНЫМИ МЕТОДАМИ А.Т. Габдрахманов <i>ПАО «Татнефть», г. Альметьевск</i>	<i>178</i>
ВОЛНОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И ПРИНЦИП ИНТЕРФЕРЕНЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРИТОКА НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин <i>Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань</i>	<i>181</i>
УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ Р.Н. Гатауллин, Е.А. Марфин <i>Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ, Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань</i>	<i>184</i>

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ В ОБЛАСТИ
ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

Е.А. Глущенко, Л.Ю. Кислинская

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 187

**ТАТАРСТАНСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ НЕЙРОКОМПЬЮТЕРНОГО АНАЛИЗА
СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ РАСШИРЯЕТ ГЕОГРАФИЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
И ОСВАИВАЕТ НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ**

Е.Г. Грунис, Р.А. Алексеев

ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Казань 189

**ВЛИЯНИЕ ДЕЙСТВИЯ ОРГАНОКИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-
ЁМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА**

С.А. Долгих, А.Ф. Шагеев, И.И. Мухаматдинов, С.А. Ситнов, А.В. Вахин

Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий 193

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ И ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ ПРИ ВНЕДРЕНИИ КОМПЛЕКСНЫХ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОГРАММ
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ**

Н.А. Еремин^{1,2}, В.Е. Столяров¹

¹ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН», ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва 197

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ
НЕФТИ КИЗЕЛОВСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Л.В. Зацарина, И.С. Кучинская

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» 201

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕГО ЭТАЖА – ДОЮРСКИХ И НИЖНЕ-
СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Л.И. Зинатуллина

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва 206

**ПРОБЛЕМЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
(НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «ТАТНЕФТЬ»)**

З.С. Идиятуллина, И.Н. Хакимзянов, В.Г. Базаревская

ПАО «Татнефть» институт ТатНИПИнефть 211

THE ROLE OF NEW WORLD ORDER ON ENERGY PRICING

M.R. Islam¹, D.G. Yarakhanova² 214

¹President, Emertec Research and Development Ltd., Canada, ²Docent, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation 214

РОЛЬ НОВОГО МИРОВОГО ПОРЯДКА В ЦЕНООБРАЗОВАНИИ НА ЭНЕРГИЮ

М.Р. Ислам¹, Д.Г. Яраханова²

¹Президент, Emertec Research and Development Ltd., Канада, ²Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация 215

**ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ЗАХОРОНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА**

В.Ю. Керимов

¹Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва,

²Институт нефти и газа, Национальная Академия наук Азербайджана, Орджоникидзе 217

**MINING-GEOLOGICAL AND LITHOLOGICAL-GEOCHEMICAL CONDITIONS FOR
THE PLACEMENT OF UNDERGROUND CARBON DIOXIDE STORAGE FACILITIES**

Kerimov V.Yu.

Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Institute of Oil and Gas of the Azerbaijan

National Academy of Sciences 220

ЛАБОРАТОРНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ПРИМЕНИМОСТИ ПЕНОКИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ CO₂ И КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ С ВЯЗКОУПРУГИМИ ПАВ И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева, Д.Р. Минекаева <i>ФГАОУ «Казанский федеральный университет» Институт геологии и нефтегазовых технологий, г.Казань ..</i>	221
МЕХАНИЗМ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ Е.А. Марфин, А.А. Абдрашитов, А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин <i>Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань</i>	225
МЕТОДИКА ПОИСКОВ РИФОГЕННЫХ ПОДНЯТИЙ В СРЕДНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ Р.А. Мударисова, Р.Г. Лукьянова, Б.В. Успенский <i>Казанский федеральный университет</i>	229
ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ МЕТОДИКИ ПО ПОИСКАМ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРСКИХ И ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ АРАЛЬСКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (РЕСПУБЛИКА КАРАКАЛПАКСТАН) А.У. Назаров¹, Т.М. Турсунова¹, М.Х. Искандаров¹, Ю.Л. Салайдинова¹, Ш.А. Умаров² <i>¹ООО «Geo Research and Development Company» РУзТашкент, ²ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», РУз., г. Ташкент</i>	232
ВЛИЯНИЕ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ НА СОСТАВ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В СМОЛАХ, АСФАЛЬТЕНАХ И КЕРОГЕНАХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД РАЗНЫХ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ТИПОВ З.Р. Насырова¹, Г.П. Каюкова^{1,2}, Гареев Б.И.¹, Ескин А.А.¹, Вахин А.В.¹ <i>¹Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского Федерального Университета, ²Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН,</i>	235
ИНСТРУМЕНТЫ НАРАЩИВАНИЯ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ РЕГИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ А.С. Новикова, А.В. Деньгаев <i>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина</i>	240
ОБЗОР ПРОЕКТОВ И ТЕХНОЛОГИЙ УЛАВЛИВАНИЯ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И УТИЛИЗАЦИИ И (ИЛИ) ЗАХОРОНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА А.В. Осипов¹, Р.Н. Мустаев², Л.И. Бондарева¹, К.И. Данцова¹, Д.В. Арцыбасова¹ <i>¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, ²МГРИ, г. Москва</i>	244
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ БАШКИРСКОГО ЯРУСА АРХАНГЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Е.К. Плаксин¹, З.С. Идиятуллина¹, Д.С. Данилов² <i>¹ПАО «Татнефть» Институт ТатНИПИнефть, ²СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»</i>	248
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА М.С. Рагимова <i>Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку.....</i>	252
ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Л.Г. Рахмаев <i>УГТМ ДРМ «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть».....</i>	256
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЖИДКОФАЗНОГО ОКИСЛЕНИЯ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СРЕДЕ ВОЗДУХА, КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ШФЛУ И/ИЛИ ПНГ С.А. Ситнов, А.Ф. Шагеев, И.И. Мухаматдинов, С.А. Долгих, Э.Р. Байгильдин, А.В. Вахин <i>Казанский федеральный университет, г. Казань.....</i>	260
ЗЕЛЁНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ З.М. Слепак <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий ИГиНГТ Казанского федерального университета</i>	263

**ПАМЯТИ ВЫДАЮЩЕГОСЯ УЧЁНОГО С.С. ЭЛЛЕРНА – К 100-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ
Б.В. Успенский¹, В.Г. Изотов¹, С.И. Петров¹, Я.Г. Аухатов²**

¹Казанский федеральный университет, г. Казань, ²ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан,
г. Казань..... 266

**ПОИСК ОПТИМАЛЬНЫХ ПОДХОДОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ НЕБОЛЬШИХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ТЕРРИГЕННЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА**

И.Н. Хакимзянов, Р.Р. Шамсутдинова, И.С. Кучинская

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» 269

**РАЗВИТИЕ НЕЗАВИСИМЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

Р.С. Хисамов¹, В.В. Ахметгареев², А.Ф. Яртиеv³, Ф.Х. Валиев¹

¹АО «Нефтеконсорциум МНК», г. Альметьевск, ²ООО «Наука», г. Бугульма, ³ЗАО «ЦНИП-МНК»,
г. Альметьевск 273

**ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ «ОКСИДАТА» И ЕГО ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ
ЗОНУ ПЛАСТА**

А.Ф. Шагеев, С.А. Долгих, И.И. Мухамадинов, С.А.Ситнов, А.В. Вахин

КФУ, ИГиНГТ, г. Казань..... 276

УЛАВЛИВАНИЕ, ХРАНЕНИЕ, ЗАХОРОНЕНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ УГЛЕРОДА

Д.Г. Яраханова

Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация 280

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ К ЗАСЕДАНИЮ КРУГЛОГО СТОЛА №1

НОВОЕ УЧЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ И ПРАКТИКЕ В XXI ВЕКЕ

Н.П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

г. Новосибирск, Российская Федерация.....283

ISBN 978-5-907039-55-1



Научное издание

РЕШЕНИЕ ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА О ДЕКАРБОНИЗАЦИИ. ГОД СПУСТЯ

Материалы Международной научно-практической конференции

Редактор *М.Г. Гараева*

Корректор *Ф.С. Маликова*

Технический редактор *А.А. Низамиев*

Подписано в печать 23.08.2022. Формат 60×84 1/8. Бумага мелованная.

Гарнитура «Таймс». Объем 36,5 п.л.

Тираж 125 экз. Заказ К-97.

ООО «Ихлас»

420066, Казань, ул. Декабристов, 2