МУН ДЛЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

ВИРТУАЛЬНАЯ РАСХОДОМЕТРИЯ

КЛАСТЕРНЫЙ АНАЛИЗ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

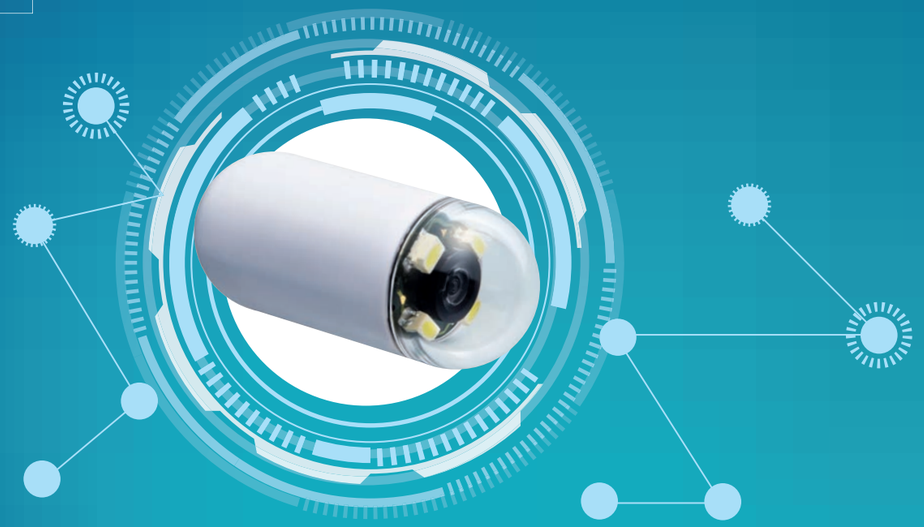
ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

5–6 [125–126] 2022

НЕЙРОСЕТЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Входит в перечень ВАК

РЕКЛАМА



Видеокапсульная эндоскопия всего кишечника
в GMS Clinics & Hospitals

ВОЛШЕБНАЯ КАПСУЛА

Как это работает?

Капсульная эндоскопия для взрослых и детей

Данный вид обследования проводится без наркоза и во время проведения исследования человек абсолютно свободен в передвижении, не надо оставаться в клинике, можно работать или заниматься домашними делами.

Персонифицированный подход к пациенту

Мы сопровождаем Вас на всех этапах: подготовке, самом исследовании. По итогам обследования ваш врач даст вам все необходимые рекомендации или направление к другим специалистам для дальнейшего лечения.

Сделать гастроскопию и колоноскопию теперь могут даже самые занятые люди. Без дискомфорта. Без психологического напряжения. Считается, что каждый человек должен начать проходить скрининговое исследование с возраста 45 лет.

В GMS работают высококвалифицированные врачи-эндоскописты с многолетней практикой и опытом работы в лучших зарубежных клиниках и госпиталях. Среди главных преимуществ нашего отделения диагностики можно уверенно выделить:

- ***Международные стандарты диагностики***
- ***Оснащенность эндоскопическим оборудованием экспертного уровня***
- ***Индивидуальный деликатный подход***
- ***Минимальное влияние на ваш график***
- ***Наличие современных палат для подготовки к диагностике и восстановлению после нее***

Залесова
Виктория Геннадьевна

Врач высшей категории, эндоскопист,
кандидат медицинских наук

GMS
Global Medical System
Hospital

(495) 023-64-17

На правах рекламы

ООО «ДЖИ ЭМ ЭС ХОСПИТАЛ» | Лицензия №ЛО-77-01-017495

О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

СОДЕРЖАНИЕ

Разработка моделей прогнозирования выбросов оксидов углерода и азота газовых турбин на основе генетических алгоритмов

14

Нейросетевое моделирование. Прогнозирование показателей добычи скважин в условиях нестационарного заводнения

26

Анализ и интерпретация цифровых данных давления и добычи углеводородов для оптимизации разработки месторождений

34

Опыт проведения высокорасходного МГРП

42

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Лекарство от голландской болезни 6

Без драматизма 8

События 10

Первой строчкой 12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Разработка моделей прогнозирования выбросов оксидов углерода и азота газовых турбин на основе генетических алгоритмов 14

«Техэксперт»: цифровизация начинается с нормативных документов 22

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Нейросетевое моделирование. Прогнозирование показателей добычи скважин в условиях нестационарного заводнения 26

Анализ и интерпретация цифровых данных давления и добычи углеводородов для оптимизации разработки месторождений 34

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Как обеспечить технологическую устойчивость при переходе на отечественные ИТ-решения в нефтегазовом секторе 38

НЕФТЕСЕРВИС

Опыт проведения высокорасходного МГРП 42

Развитие, как ответ новым реалиям. Российские нефтесервисные компании трансформируют сложности в возможности 46

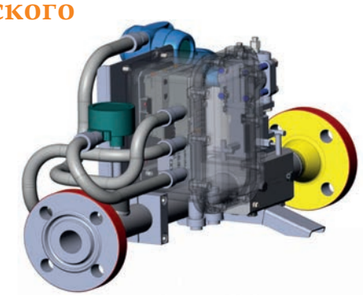
Гидратовмещающие породы и осложнения, связанные с их вскрытием

50

Химические, газовые и тепловые МУН для баженовской свиты

58

Инструментализированная виртуальная расходометрия. Анализ результатов применения на скважинах Восточно-Макаровского ГКМ



65

Кластерный анализ для идентификации прорыва закачиваемых вод в нефтедобывающих скважинах

77

НЕФТЕСЕРВИС

Гидратовмещающие породы и осложнения, связанные с их вскрытием 50

Техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов 56

Химические, газовые и тепловые МУН для баженовской свиты 58

Инструментализированная виртуальная расходометрия. Анализ результатов применения на скважинах Восточно-Макаровского ГКМ 65

Рентгенография как новый подход к измерению межфазного натяжения и краевого угла смачивания в пластовых условиях 72

Кластерный анализ для идентификации прорыва закачиваемых вод в нефтедобывающих скважинах 77

ПРАВО

Страхование плана ЛАРН 82

РЫНОК

Российский рынок газомоторного топлива: достижимы ли амбициозные цели? 84

ТРАНСПОРТИРОВКА

Интеллектуальный мониторинг 90

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Конверсия ПНГ в электрическую и тепловую энергию на энергоцентрах собственных нужд месторождений 94

MODUS VIVENDI

Едем в Крым: возможности делового туризма 98

Как вы проведете свой отпуск? Есть идея! 100

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Механизированная добыча нефти 102

Экспоненты и экспонаты Нефтегаз-2022 108

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

838 *лет назад*

В 1184 году половецкий хан Кончак одержал победу над новгород-северским князем Игорем благодаря использованию «греческого огня», одним из компонентов которого была нефть.

202 *года назад*

В 1820 году добыча нефти была объявлена государственной монополией.

152 *года назад*

В 1870 году в Баку добыли первую промышленную нефть из скважины.

134 *года назад*

В 1888 году добыча нефти в Российской империи была сравнима с добычей нефти в США, через 10 лет количество добываемой нефти превысило аналогичные показатели Соединенных Штатов.

127 *лет назад*

В 1895 году Россия занимала 45% мирового рынка нефти, добыча составляла 6,5 млн тонн.

93 *года назад*

В 1929 году на берега реки Ухты в район бывшего кустарного промысла прибыла первая геологоразведочная экспедиция.

90 *лет назад*

В 1932 году был основан Ухто-Печорский трест, которому было поручено заложить на месторождении Чибью нефтепромысел и построить установку для получения керосина.

82 *года назад*

В 1940 году 70% добываемой в СССР нефти приходилось на долю бакинских месторождений.

58 *лет назад*

В 1964 году было открыто Вуктыльское газоконденсатное месторождение.

55 *лет назад*

В 1967 году началось строительство газопровода Вуктыл–Торжок, на строительстве которого впервые в мире были использованы трубы диаметром 1220 мм.

42 *года назад*

В 1980 году открылась первая в мире ветряная электростанция на 20 турбин.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Сабина Бабаева
Екатерина Свинцова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАЕН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Николай Александрович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАЕН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАЕН, Институт энергетической стратегии

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН

Салыгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ

Третьяк Александр Яковлевич
д.т.н, профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев
Николай Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

МОСОБЛГАЗ

Социальная газификация – президентский проект

Мособлгаз догазифицировал **1600 населенных пунктов** Подмосковья

Построено **более 1 тысячи** километров

50 тысяч жителей подключились к газу

Социальная газификация – это строительство газопроводов до границ участков без привлечения средств жителей в уже газифицированных населенных пунктах

ВСЕГО ПО ПРОГРАММЕ БУДУТ ГАЗИФИЦИРОВАНЫ **2800** НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ. **290 тысяч** ЧЕЛОВЕК СМОГУТ ПОДКЛЮЧИТЬСЯ К ГАЗУ

РЕКЛАМА

mosoblgaz.ru
8 800 200 24 09

ЕС согласовали шестой пакет санкций

Значительная часть сырья поступает в Европу по нефтепроводу «Дружба»

РОССИЯ
Главное

Китай незаметно скупает российскую нефть

На информации о готовящемся шестом пакете санкций цены на нефть выросли

ЛЕКАРСТВО ОТ ГОЛЛАНДСКОЙ БОЛЕЗНИ

Анна Павлихина

В 1977 году в издании Economist появилась статья «The dutch desease», в которой автор описывал вероятные последствия для экономики Нидерландов после открытия Гронингенского месторождения. С тех пор увеличение экспорта сырья какой-либо страной, приводящее к снижению эффективности ее экономики, принято называть «голландской болезнью».

В конце мая члены ЕС согласовали шестой пакет санкций, включающих эмбарго на морские поставки российской нефти. Трубопроводы, по которым страны ЕС получают треть сырья, под запрет не попали, но к концу года импорт должен сократиться на 90%.

Это жесткая мера для обеих сторон. Она в разной степени отразится на европейских странах и в разное время по-разному скажется на России. Окажет влияние и на третьи страны, которые уже стараются извлечь выгоду из ситуации, и было бы нечестно их в этом упрекать.

Около 25 % нефти поступает в Европу из России, но европейские страны имеют разную степень зависимости от нее. Так, Великобритания может без труда отказаться от импорта, эксплуатируя собственные месторождения в Северном море. Франция, Испания и Португалия импортируют относительно небольшое количество, а вот Венгрия, Словакия, Финляндия и Болгария – более 75 %, этим странам невозможно в один момент отказаться от российской нефти, В. Орбан даже сравнил полное эмбарго с ядерной бомбой.

Значительная часть сырья поступает по нефтепроводу «Дружба» и НПЗ на этом маршруте последние 50 лет работают на российской нефти. По признаниям главы венгерской MOL газете The New York Times, компании потребуется четыре года и 700 млн долл. США, чтобы перестроиться на использование другой нефти, потенциальным поставщиком которой может стать Саудовская Аравия, которая еще до объявления эмбарго заявила, что, если Россия сократит объемы добычи, Саудовская Аравия увеличит свои. Подойдет также нефть из Ирана и Венесуэлы, если с этих стран снимут санкции.

Неудивительно поэтому, что европейские страны активно ищут замену российской нефти. Одновременно они также предпринимают меры, направленные на то, чтобы помешать России продавать нефть в третьи страны, прежде всего в Индию и Китай. Одной из таких мер стал запрет «покупать, импортировать или передавать сырую нефть и нефтепродукты, если они происходят или экспортируются из России. Запрещается предоставлять техническую помощь, брокерские или другие услуги».

В обход этих запретов Китай, по его мнению, незаметно, путая следы, путем перевалки с судна на судно, большими партиями закупает нефть, которую Россия предоставляет с существенными скидками. Стоимость доставки сырья в Китай и Индию, таким образом, оказывается намного выше.

На информации о готовящемся шестом пакете санкций цены на нефть мгновенно выросли. В свете этого интересна оценка событий и меры, предпринимаемые странами. Так, Великобритания вводит «сбор на прибыль от энергетики» в размере 25%, который будут платить нефтяные компании (в связи с увеличением прибыли из-за высоких цен на сырье) и который будет отменен по мере снижения цен на нефть. По прогнозу, налог должен принести в бюджет страны около 5 млрд евро. А деньги направят на поддержание населения и экономики в условиях роста инфляции и цен на энергоносители.

В России ситуацию оценили ровно наоборот. В одной из своих публикаций Л. Федун предлагает сократить добычу на 20–30%, обосновывая предложение тем, что выгоднее продавать мало, но дорого, чем много, но дешево. Также он отмечает, что компании вынуждены постоянно то сворачивать добычу останавливая скважины, то снова их запускать. Такие маневры сопряжены с затратами, которые не учитывает действующая налоговая система, поэтому неплохо было бы сделать режим НДД доминирующим фискальным инструментом.

При этом за первые пять месяцев текущего года, по данным газеты «Коммерсант» в качестве компенсаций за поставки топлива на внутренний рынок нефтяные компании могут получить 1,2 трлн руб., что почти вдвое больше, чем выплаты за весь прошлый год. Несмотря на отсутствие всяких предпосылок к росту цен на внутреннем рынке, Минфин не собирается отказываться от субсидий.

Высокие цены на нефть российским компаниям, бесспорно, на руку. Но, очевидно, что это – картина ближайшего времени, долгосрочная перспектива выглядит совсем иначе.

Происходящее – не просто перегруппировка сил на рынке энергоносителей. То, что Европа уже не вернется к прежнему тесному сотрудничеству с Россией, очевидно. За время охлаждения отношений (которое, безусловно, рано или скорее поздно пройдет) страны Европы переориентируют свой импорт (уже увеличились поставки из США, Западной Африки и Ближнего Востока, так, в начале мая Великобритания впервые за два последних года получит партию нефти из ОАЭ). В ряде случаев ископаемое топливо будет и вовсе заменено, вероятно, проблемы с получением нефти и газа по привычным каналам ускорят переход на ВИЭ, электромобили, водородную энергетику. Россия в это время переориентирует поставки в азиатском направлении, но это не компенсирует полностью потерю европейского рынка. Будучи изолированной от мировой экономики, ей придется форсировано искать ненефтяные источники дохода.

The Wall Street Journal, отмечая важность экспорта энергоносителей для российской экономики, приводит данные МЭА, согласно которым в 2021 году нефтегазовые доходы составили 45% федерального бюджета России. Эмбарго также дорого обходится и Европе: МВФ прогнозирует, что полный запрет снизит объем производства ЕС на 3%. Разрыв нефтяных связей приведет к росту цен на энергоносители, цены на многие товары также начнут расти, а экономический рост замедлится. Сложно не согласиться с теми, кто считает, что все это подтолкнет мир к ускоренному переходу на новые виды энергоносителей. ●

БЕЗ ДРАМАТИЗМА

Елена Алифирова

А. Новак прокомментировал прогноз по добыче нефти в России, планы реализации СПГ-проектов и господдержку проектов глубокой переработки. Добыча нефти в России в 2022 г. снизится, но не так сильно, как ожидает Минэкономразвития РФ, планы по росту производства СПГ сохраняются, меры господдержки проектов глубокой переработки прорабатываются, – сообщил А. Новак по итогам встречи сопредседателей межправкомиссии России и Ирана в г. Тегеране.

Согласно прогнозу, представленному Минэкономразвития РФ, добыча нефти и газового конденсата в России в 2022 г. по сравнению с 2021 г. в базовом сценарии снизится на 9,3%, до 475,3 млн т, в консервативном на 17,2%, до 433,8 млн т. А. Новак оценивает этот прогноз как излишне пессимистичный. Он отметил, что добыча снизилась немногим более, чем на 1 млн барр./сутки, но уже в первой половине мая увеличилась на 1,7% и продолжает расти. В 2021 г. было добыто 524 млн т, в 2022 г. прогнозируется 480–500 млн т. Таким образом, можно говорить о снижении добычи нефти в России по сравнению с 2021 г. на 4,6–8,4%. Но эти оценки исходят из сегодняшней ситуации, в случае ужесточения антироссийских санкций итоговые показатели могут значительно измениться. Многое будет зависеть от сроков и формата эмбарго или других ограничений со стороны ЕС на российскую нефть и эффективности перестройки маршрутов российского экспорта.

Относительно СПГ Россия сохраняет заложенные в энергостратегии планы по увеличению производства. В последней версии энергостратегии России до 2035 г. был заложен рост производства СПГ до 80–140 млн т/год. По мнению А. Новака, Россия способна выполнить эту задачу даже с учетом использования только российских технологий сжижения. На данный момент проектная мощность действующих СПГ-заводов составляет 27,66 млн т, заводы работают на уровне выше проектного. В 2023 г. НОВАТЭК планирует запуск 1-й линии завода Арктик СПГ-2, еще две линии – в 2024–2025 гг. В программе развития СПГ до 2035 г. мощность строящихся СПГ-заводов в России оценивалась в 21,3 млн т/год.

Также А. Новак прокомментировал меры господдержки глубокой переработки в России, сообщив, что правительство прорабатывает меры по поддержке проекта комплекса по переработке этансодержащего газа в Усть-Луге и Амурского ГХК. И рассказал о реализации проекта новых энергоблоков АЭС Бушер в Иране. Несмотря на введение санкций, сроки реализации проекта не меняются. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В условиях, когда иностранные производители массово покидают российский рынок, вопрос импортозамещения становится особенно острым. Учитывая, что организовать производство всех товаров, которые раньше приобретались по импорту, сразу не возможно, чему следует отдать приоритет?

В каком сегменте России нужно ускорить процесс импортозамещения?

15% **Добычное оборудование, новые месторождения требуют новых технологий**

29% **Оборудование для ВИЭ-генерации, за альтернативными источниками будущее**

20% **Катализаторы для нефтепереработки, в России их практически нет**

15% **Контрольно-измерительные приборы, от них зависит производственная безопасность**

21% **Программное обеспечение, это основная составляющая современного производства**

После продолжительных переговоров страны ЕС ввели частичное эмбарго на российскую нефть. Какие последствия ожидают участников рынка?

Каких последствий следует ожидать от эмбарго на российскую нефть?

8% **Нефтяное эмбарго послужит эффективным механизмом давления на российское правительство**

17% **Россия болезненно почувствует потерю доходов от нефтяного бизнеса, что скажется на ее экономике**

25% **Это ослабит зависимость европейских стран от российских энергоресурсов и они быстрее перейдут к безуглеродному производству**

11% **Россия безболезненно переживет эмбарго переориентировав свой углеводородный экспорт на другие рынки**

39% **Импортеры и экспортеры нефтегазового рынка зависят друг от друга, любые ограничения очень чувствительны для всех участников**

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)

Действуя строго в рамках законодательства,
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

Обвал рынка акций
Выборы президента
Газовые войны
Запуск нового производства
Северный поток
Слияние капиталов
Новый глава Роснедр
Цены на нефть

СПГ производительностью 2 т в час. Завод будет стопроцентно оснащен российским оборудованием. Объем инвестиций в проект превысит 1 млрд руб. По словам гендиректора Нижегородского завода А. Крамского, компания нашла российскую замену иностранному оборудованию, но оно обошлось дороже – инвестиции с 640 млн руб. выросли до 1 млрд руб. Предполагается, что СПГ будет использоваться как ГМТ и в качестве сырья для автономной газификации области.

Спустя 8 лет МГП Кысыл-сыр – Якутск достроят

Глава Якутии А. Николаев дал начало строительству третьей нитки МГП протяженностью 84 км – от поселка Кысыл-Сыр Вилюйского района до Мастахского месторождения в Кобяйском районе. Завершение работ запланировано на 2024 г.

Общий бюджет составляет 5,4 млрд руб. Сегодня потребители получают газ со Средневилюйского ГКМ по двум трубам магистрального газопровода, построенного еще в 1967 г., благодаря новой нитке газопровода тысячи жителей Якутии смогут провести газ в свои дома, а предприятия получат возможность увеличить производственные мощности. Строительство газопровода началось в 1999 г. и за 15 лет было построено 380 км, затем на 8 лет процесс был приостановлен. МГП Средневилюйское ГКМ – Якутск является единственным каналом поставки газа потребителям в центральных районах Якутии. Этот участок – узкое место в газоснабжении Центральных и Заречных районов Якутии. Износ двух ниток магистрального газопровода, построенного в 1967 г. составляет почти 100%.

Малотоннажный СПГ-завод в Нижегородской области

К 2023 г. в Нижегородской области планируют построить малотоннажный комплекс по производству, хранению и выдаче

Производство пигментного диоксида титана в Томской области

Росатом намерен создать в г. Северск Томской области импортозамещающее производство пигментного диоксида титана мощностью порядка 10 тыс. т в год.

Пигментный диоксид титана используют при производстве лакокрасочных материалов, пластмасс, ламинированной бумаги. Также он применяется в косметической, фармацевтической и пищевой промышленности. Проект реализуют в рамках стратегии ТВЭЛа по направлению «Специальная химия».

Вторая ветка ВСТО
Продажа квот
Богучанская ГЭС запущена
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили

Sinopec перепродает СПГ в Европу

Дочерняя компания Sinopec, зарегистрированная в Гонконге, подтвердила, что она перепродает часть своих запасов СПГ на международном рынке, заявив, что это чисто рыночные сделки.

Пекин заявил, что не присоединится к санкциям западных стран против России, но, учитывая, что сектор информационных технологий и автомобилестроения Китая зависит от поставок США и Европы, Китай хочет избежать дальнейшего противодействия западным странам.

TotalEnergies остановила бизнес смазочных материалов в России

Французская TotalEnergies остановила работу завода по производству и смешиванию моторных масел и смазочных материалов, открытый в 2018 г. в Калужской области.

Объем инвестиций в проект составил 50 млн долл. США. Логистические возможности завода позволяли покрывать не только российский рынок, но и поставлять продукцию в страны СНГ.

Сейчас компания изучает, возможные санкции в отношении России, в частности приняли решение по Арктик СПГ 2, в котором владеет 10% и другим активам. Контракты по Ямал СПГ компания будет выполнять до тех пор, пока санкции это позволяют. Ранее TotalEnergies сообщала, что полностью прекратит закупки российской нефти и нефтепродуктов не позднее конца 2022 г.

Финская Fortum уходит из России

Речь идет о каботажных перевозках между портами Санкт-Петербурга и Мурманска и Дальнего Востока.

На перевозку грузов по СМП будут установлены льготные тарифы, которые будут субсидироваться из федерального бюджета. Ежегодно на субсидирование таких перевозок будет выделяться по 560 млн руб. Деньги будут направляться компаниям-перевозчикам на компенсацию недополученных из-за льготных тарифов доходов, а также расходов, связанных с заходами судов в порты. Это решение сделает перевозку грузов по СМП более выгодной и востребованной для грузоотправителей, поможет в решении вопросов северного завоза грузов и увеличит грузопоток по этому направлению. В 2022 г. по СМП планируется совершить два круговых рейса по субсидируемым из федерального бюджета тарифам.

Siemens прекращает бизнес в России

В компании Siemens заявили о начале процедуры прекращения производственной и операционной деятельности в России в результате событий на Украине. В заявлении также говорится, что «всеобъемлющие международные санкции, текущие и потенциальные контрмеры влияют на коммерческую деятельность компании в России».

Сегодня подразделение компании Siemens Energy является одним из основных поставщиков энергооборудования для предприятий ТЭК России. ●

МВФ прогнозирует рост цены на нефть в 2022 г.

на **55** %,

на газ – на **147** %

Предполагаемая цена нефти в 2022 г. составит **106,83 долл. /барр.**, в 2023 г. – **92,63 долл. /барр.**

До **4** трлн долл.

вырастет рынок улавливания углерода к 2050 г.

150 млн б.н.э.

запасов углеводородов потеряет Exxon из-за выхода из проекта Сахалин-1

На договазификацию для льготников в Алтайском крае в 2022 г. выделят

250 млн рублей

Экспорт иранской нефти с начала года вырос

на **30** %

В первом квартале страна экспортировала **870 тыс. барр.** нефти в сутки

Wintershall Dea списала более

1,5 млрд евро

по российским проектам

На **125** %

Росатом увеличил выработку электроэнергии от ВЭС в I квартале 2022 года

Создание Брянского энергетического кольца, завершенное компанией Россети ФСК ЕЭС, позволит обеспечить регион дополнительной мощностью в размере

250 МВт

Инвестиции в проект превышают **8,2 млрд руб.**

Газпром за 4 месяца 2022 г. снизил добычу газа

на **2,4** %,

поставки в дальнее зарубежье – на **26,9%**

Объем поставок по МГП Сила Сибири-1 превысил аналогичный показатель прошлого года на **60%**

Транзит российского газа через Украину снизился

на **18** %

4,3 млрд руб.

выделит Правительство на докапитализацию фондов развития промышленности регионов

Строительство плавучей ветряной электростанции Goto мощностью

16,8 МВт

начнется в сентябре 2022 г. в Японии

Бюджет РФ в апреле недополучил

133 млрд рублей

нефтегазовых доходов

Россия в апреле сократила добычу нефти

на **9** %

Убыток BP из-за выхода из Роснефти составил

$**20** млрд

В аналогичном периоде прошлого года компания получила прибыль в размере **4,667 млрд долл.**

На **2,3** %

в годовом выражении выросло энергопотребление в России

Equinor списала

$**1,1** млрд

от инвестиций в российские проекты

На Алтае планируется поднять предельную цену на уголь для населения не менее чем

на **20** %

OMV списала активов

на **2** млрд евро

из-за потери Северного потока-2 и приостановки других проектов в РФ

В Ленобласти планируется догазификация

61,9 тыс. домовладений

Neftegaz.RU
номер 5–6/2022 г.

УДК 004

РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ УГЛЕРОДА И АЗОТА ГАЗОВЫХ ТУРБИН

на основе генетических алгоритмов

Кочуева Ольга Николаевна
доцент кафедры прикладной информатики и компьютерного моделирования РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗА ОБЪЕМА ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ УГЛЕРОДА И АЗОТА ГАЗОВЫХ ТУРБИН, РАЗРАБОТАННЫЕ НА ОСНОВЕ МЕТОДА СИМВОЛЬНОЙ РЕГРЕССИИ И ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ИЗ ОТКРЫТОГО ИСТОЧНИКА; ПРЕДСТАВЛЕН ОРИГИНАЛЬНЫЙ ПОДХОД, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧАТЬ МОДЕЛИ С ХОРОШИМИ ПРОГНОЗНЫМИ КАЧЕСТВАМИ, НА ОСНОВЕ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ПРОЦЕДУРЫ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛЕЙ. РАЗРАБОТАННЫЕ МОДЕЛИ МОГУТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ, ВЫЯВЛЕНИЯ СБОЕВ В РАБОТЕ ДАТЧИКОВ, ЗАМЕРЯЮЩИХ СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ, ПРИВОДЯЩИХ К УВЕЛИЧЕНИЮ ВЫБРОСОВ

THE PAPER PRESENTS MODELS FOR FORECASTING THE VOLUME OF EMISSIONS OF CARBON AND NITROGEN OXIDES FOR GAS TURBINES, DEVELOPED ON THE BASIS OF THE SYMBOLIC REGRESSION METHOD AND GENETIC ALGORITHMS. AN ANALYSIS OF ACTUAL DATA FROM AN OPEN SOURCE WAS CARRIED OUT, AN ORIGINAL APPROACH ALLOWS OBTAINING MODELS WITH GOOD PREDICTIVE QUALITY USING A TWO-STAGE MODEL BUILDING PROCEDURE. THE DEVELOPED MODELS CAN BE USED TO CONTROL EMISSIONS, DETECT FAILURES IN THE OPERATION OF SENSORS THAT MEASURE THE CORRESPONDING INDICATORS, AND PREDICT TECHNOLOGICAL REGIMES THAT LEAD TO AN INCREASE IN EMISSIONS

Ключевые слова: *машинное обучение, символьная регрессия, генетические алгоритмы оптимизации, выбросы, газотурбинные установки.*

В настоящее время в области энергетики и газотурбинного машиностроения в России и за рубежом приобретают все большую актуальность проблемы экологического мониторинга, повышение надежности и эффективности систем контроля выбросов для газотурбинных установок. Утилизация попутных нефтяных газов с использованием газовых турбин малой мощности [2, 3], воссоздание отечественного производства газовых турбин большой мощности [4] поднимают на новый уровень вопросы, касающиеся не только измерения и контроля фактических выбросов вредных веществ в окружающую среду [1, 5], но и прогнозирования интенсивности таких выбросов.

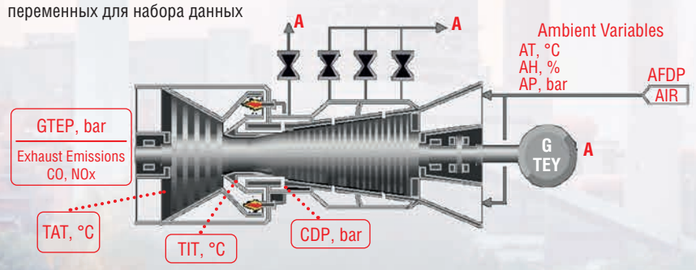
В продуктах сгорания газа основными токсичными веществами являются оксиды азота (для них будет использоваться обозначение NO_x как суммарное количество монооксида азота NO и диоксида азота NO_2), из продуктов неполного сгорания обычно выделяют: оксид углерода (CO), углеводороды, альдегиды, сажу. В странах Европейского союза согласно директиве о промышленных выбросах [6], которая вступила в силу в 2016 году, концентрации газов CO и NO_x должны непрерывно измеряться для каждой установки сжигания, превышающей общую мощность 100 МВт. Системы прогнозного мониторинга выбросов являются важными инструментами для проверки и поддержки дорогостоящих систем непрерывного мониторинга выбросов, применяемых на газотурбинных электростанциях. Для построения систем прогнозного мониторинга необходимы соответствующие экологически достоверные данные.

ФАКТЫ

36 733

последовательности переменных охватывают данные, использованные для построения модели

РИС. 1. Схема расположения датчиков, фиксирующих значения входных и выходных переменных для набора данных



Для построения модели был использован открытый набор данных из репозитория Калифорнийского университета [7]. Данные охватывают 5 лет (с 2011 по 2015 гг.) и включают в себя 36 733 последовательности переменных. На рисунке 1 показана схема расположения датчиков, фиксирующих значения входных и выходных переменных.

Собранные данные содержат среднечасовые измерения девяти входных параметров, из которых можно выделить три переменные, характеризующие состояние окружающей среды, 6 переменных, характеризующих технологический процесс, и два целевых показателя – объемы выбросов CO и NO_x. Подробно контролируемые переменные приведены в таблице 1. В работе [8] был дан первоначальный статистический анализ данных, исследованы параметры нейронной сети, построенной на основе ELM (Extreme Learning Machines), приведены результаты, полученные для этой модели, и модели на основе алгоритма случайного леса (RF, Random Forest). Авторы используют два показателя качества моделей – модуль среднего отклонения (MAE) и коэффициент детерминации (R^2). Лучшие из полученных в работе [8] модели имеют MAE = 0,97, R^2 = 0,56 для выбросов CO и MAE = 4,57, R^2 = 0,67 для выбросов NO_x. Представленный набор данных послужил стимулом исследовать другие методы машинного обучения и попробовать получить модели с лучшими прогнозными качествами.

Особенностью данного набора данных является достаточно длительный срок сбора данных – 5 лет.

ТАБЛИЦА 1. Набор переменных для построения моделей

Переменная	Аббревиатура	Единицы измерений
Температура внешней среды	AT	°C
Давление внешней среды	AP	бар
Влажность внешней среды	AH	(%)
Перепад давления в воздушном фильтре	AFDP	бар
Давление выхлопа газовой турбины	GTEP	бар
Температура на входе в турбину	TIT	°C
Температура на выходе из турбины	TAT	°C
Выработка энергии турбиной	TEY	МВт
Давление на выходе из компрессора	CDP	бар
Окись углерода	CO	мг/м^3
Оксид азота	NO_x	мг/м^3

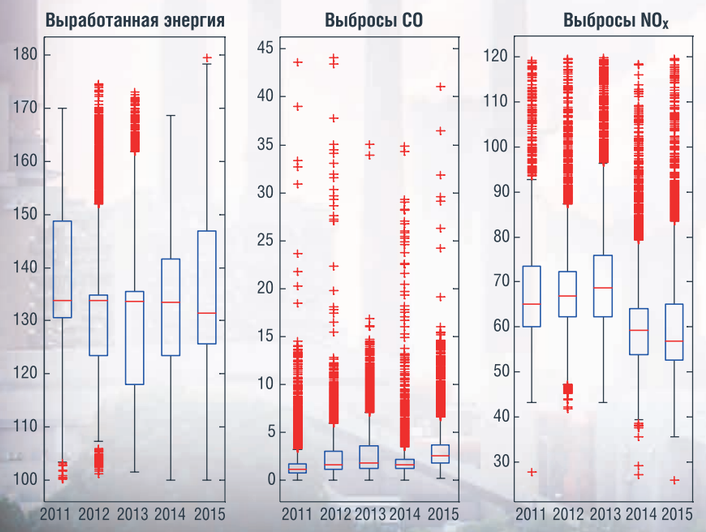
На протяжении этого времени неоднократно проводилось профилактическое обслуживание или ремонт оборудования, могли существенно измениться технологические режимы работы турбины. Поэтому был поставлен вопрос о проведении анализа данных, с тем чтобы установить наличие существенных изменений статистических характеристик каждого показателя. На рисунке 2 приведены 3 графика boxplot для выработанной энергии и выбросов CO и NO_x по годам. Горизонтальная красная линия соответствует медианным значениям, горизонтальные синие линии показывают нижний (25%) и верхний (75%) квартили. Из приведенных графиков можно увидеть, что в 2014–2015 гг. произошло снижение выбросов оксида азота, причем это снижение не может быть объяснено уменьшением выработки энергии. Поэтому был сделан вывод, что для исследования моделей прогноза выбросов NO_x следует разделить набор данных и исследовать результаты, обучая и тестируя модели отдельно на данных 2011–2013 гг. и на данных 2014–2015 гг.

ФАКТЫ

5 лет

срок сбора данных

РИС. 2. Графики boxplot для произведенной энергии и выбросов оксида углерода и азота



На графиках на рисунке 2 красными маркерами отмечены резко выделяющиеся, как в большую, так и в меньшую сторону, значения наблюдений. Выбросы оксида углерода в ряде случаев могут увеличиваться в десятки раз по сравнению с медианным значением. Объем выбросов оксида азота больше по абсолютной величине, их максимальное увеличение превышает медианное значение в 1,5–2 раза. Был проведен анализ соответствующих технологических параметров, чтобы исключить возможные ошибки в измерении или фиксации значений переменных, так как в исследуемой задаче наибольшую важность имеет правильное предсказание именно резкого роста выбросов CO и NO_x. Анализ показал, что резкий рост выбросов связан с изменением параметров технологического процесса, набор данных не содержит грубых ошибок, которые должны быть исключены при работе с данными.

Для прогнозирования были построены три модели: на основе алгоритмов случайного леса, градиентного бустинга и нечеткой нейронной сети. Предлагаемые подходы позволили сократить среднюю ошибку прогноза для выбросов NO_x до MAE = 2,91, R^2 = 0,82.

Следует отметить, что модели, построенные в результате применения большинства методов машинного обучения, представляют собой некий «черный ящик» – получаемые зависимости не являются прозрачными, обработка большого объема данных не приводит к формулировке закономерностей в аналитическом виде, периодически у специалистов-технологов возникают вопросы об интерпретации результатов построения моделей. Чтобы получить более прозрачный результат, было решено построить модель на основе метода символьной регрессии. Преимуществом этого метода является возможность получить модель в виде аналитической зависимости, причем вид зависимости определяется непосредственно в ходе работы генетического алгоритма. К недостаткам метода следует отнести долгое время работы алгоритма в случае большого числа входных переменных, необходимость экспериментов с выбором настроечных параметров.

ТАБЛИЦА 2

Традиционная (инфиксная) запись	Постфиксная запись выражения
$F_1 = 2{,}8 \cdot x_1 + 1{,}6 \cdot x_2 \cdot (exp(x_1) - x_3)$	$2{,}8\ x_1 \cdot 1{,}6\ x_2 \cdot x_1\ exp\ x_3 - \cdot +$
$F_2 = 25{,}1 \cdot x_1 \cdot x_2 - 60{,}3 \cdot x_3 \cdot (x_4 - 2)^2$	$25{,}1\ x_1 \cdot x_2 \cdot 60{,}3\ x_3 \cdot x_4\ 2 - 2\ \hat{}\ \cdot -$

ТАБЛИЦА 3

Родители	Потомки
$2{,}8\ x_1 \cdot 1{,}6\ x_2 \cdot \mid x_1\ exp\ x_3 - \cdot +$	$2{,}8\ x_1 \cdot 1{,}6\ x_2 \cdot$ $x_4\ 2 - 2\ \hat{}\ \cdot -$
$25{,}1\ x_1 \cdot x_2 \cdot 60{,}3\ x_3 \cdot \mid x_4\ 2 - 2\ \hat{}\ \cdot -$	$25{,}1\ x_1 \cdot x_2 \cdot 60{,}3\ x_3 \cdot$ $x_1\ exp\ x_3 - \cdot +$

Символьная регрессия оказалась эффективным методом решения ряда задач, согласно публикациям зарубежных авторов [9, 10, 11], но пока не нашла широкого применения для решения задач нефтегазовой отрасли в России. Построение символьной регрессии основывается на методологии генетических алгоритмов. Аналитическая зависимость представляется как хромосома, формируемая из набора генов, в который входят переменные, арифметические операции, функции, константы. Любую аналитическую зависимость можно представить в форме постфиксной записи, когда операнды расположены перед знаками операций. Такая форма представления позволяет избежать использования скобок в выражении. Выражение читается слева направо, когда в выражении встречается знак операции, выполняется соответствующая операция над двумя последними операндами. В таблице 2 приведен пример двух выражений в традиционной форме и в постфиксной записи.

ФАКТЫ

Символьная регрессия

– метод, позволивший получить более прозрачный результат

Чтобы получить аналитическое выражение, наилучшим образом соответствующее имеющимся данным, на начальном этапе определяется набор генов (в рассматриваемом примере в него были включены операции сложения, вычитания, умножения, деления, возведения в степень, унарный минус, экспонента, логарифмическая функция, набор переменных x_1, x_2, x_3, x_4, случайные числа), из набора генов случайным образом формируется популяция хромосом. Для каждой хромосомы для всего набора данных обучающей выборки определяется функция приспособленности G как сумма квадратов отклонений, рассчитанных по этой формуле значений от известных значений целевой переменной:

$$G_j = -\sum_{i=1}^{n} (F_j(x_{1i}, x_{2i}, \ldots, x_{mi}) - y_i)^2, \qquad (1)$$

где x_{1i}, x_{2i}, …, x_{mi} – значения объясняющих переменных для i-ой записи обучающей выборки, y_i – известное значение целевой переменной для i-ой записи обучающей выборки, n – объем обучающей выборки, j – номер хромосомы.

В соответствии с эволюционным принципом выживания наиболее приспособленных особей, с помощью функции G определяется степень приспособленности конкретных особей в популяции, что позволяет выбрать из них наиболее приспособленные (т.е. имеющие максимальные значения функции приспособленности).

Поскольку при решении задачи должны быть получены минимальные отклонения расчетных значений от известных, перед знаком суммы необходим знак «-».

Далее реализуется этап селекции (выбор из хромосом особей-родителей) и этап скрещивания (другое название – кроссовер) – для двух хромосом-родителей определяется точка разрыва и формируются две новые хромосомы-потомки, содержащие фрагменты каждого из родителей. Пример операции скрещивания приведен в таблице 3.

Таким образом, в результате скрещивания будут получены новые хромосомы-формулы, которые в традиционной записи имеют вид:

$$FF_1 = 2{,}8 \cdot x_1 + 1{,}6 \cdot x_2 \cdot (x_4 - 2)^2$$

$$FF_2 = 25{,}1 \cdot x_1 \cdot x_2 + 60{,}3 \cdot x_3 \cdot \cdot (exp(x_1) - x_3)$$

Следующий шаг генетического алгоритма – операция мутации – состоит в том, что с некоторой вероятностью может произойти изменение случайно выбранного в хромосоме гена, например, любая арифметическая операция в выражении может быть заменена на другую арифметическую операцию или переменная может быть заменена на другую переменную. Пример применения операции мутации к потомкам FF_1 и FF_2 показан ниже.

$$FFm_1 = 2{,}8 \cdot x_1 - 1{,}6 \cdot x_2 \mid (x_4 - 2)^2$$

$$FFm_2 = 25{,}1 \cdot x_1 \cdot x_2 + 60{,}3 \cdot x_3 \cdot \cdot (exp(\boxed{x_2}) - x_3)$$

Далее вычисляются функции приспособленности G_j для новых хромосом и формируется новая популяция, которая включает в себя часть поколения родителей и потомков с лучшими значениями функции приспособленности. Описанная процедура повторяется до тех пор, пока не будет сформировано заранее определенное число поколений или пока не наступит схождение популяции – состояние популяции, когда ни операция кроссовера, ни операция мутации в течение нескольких поколений не вносят изменений в генетическое разнообразие популяции. В качестве решения задачи выбирается особь с лучшим значением функции приспособленности из последней популяции. Подробно описание генетического алгоритма, видов селекции и других особенностей

применения метода можно найти в [12, 13, 14].
Для приведения объясняющих переменных к безразмерному виду и выравнивания масштаба изменения признаков была использована процедура стандартизации

$$x_{st\ i,j} = \frac{x_{i,j} - \overline{x_i}}{\sigma_{x_i}},$$

где $x_{st\ i,j}$ – стандартизованное значение i-ого признака; $\overline{x_i}$ – среднее значение i-го признака, вычисленное по обучающей выборке; σ_{x_i} – стандартное отклонение для i-го признака, вычисленное по обучающей выборке.

Показатели качества полученной с применением символьной регрессии модели для прогнозирования выбросов CO примерно соответствовали представленным в работе [8]. Для улучшения качества модели прогноза выбросов CO было принято решение построить модель выбросов для режимов, близких к стандартным (при которых выбросы не превышают 4 мг/м³) и для режимов, приводящих к экстремальным значениям выбросов (более 4 мг/м³), а для определения ситуаций, приводящих к экстремально высоким выбросам CO, построить классификационную модель. Формулы, полученные с помощью генетических алгоритмов, для прогноза объема выбросов CO для стандартных F_{st} и экстремальных F_{extr} режимов показаны ниже:

$$F_{extr} = 225{,}59 \cdot GTEP^2 \cdot TAT - 20{,}67 \cdot TAT \cdot exp(-TIT) - 20{,}67 \cdot AFDP \cdot TIT + 7{,}88 \times GTEP \cdot exp(-TIT^2) - 67{,}05 \cdot AT \cdot AFDP \cdot TIT - 24{,}68 \cdot AT \cdot TIT \cdot exp(-TAT) - 68{,}81 \cdot AFDP \cdot GTEP \cdot TIT \cdot exp(-GTEP) + 7{,}25.$$

$$F_{st} = -2{,}46 \cdot AT - 2{,}46 \cdot AH + 4{,}93 \cdot GTEP - 4{,}77 \cdot TIT - 4{,}77 \cdot TAT + 2{,}46 \cdot TEY - 4{,}92 \cdot exp(-TAT) + 3{,}15 \cdot exp(-GTEP - TEY) + 4{,}93 \cdot AFDP \cdot (AT + AH) + 1{,}76 \cdot exp(-2{,}0 \cdot TEY) \cdot (AT + AH) + 3{,}33. \quad (2)$$

При построении классификационной модели алгоритм по значениям входных переменных определяет ситуацию как приводящую к экстремальным выбросам или к стандартным. Следует отметить, что классы достаточно сильно отличаются по объему – к экстремальным может быть отнесено примерно 10% имеющихся в распоряжении данных. Четкое разграничение на два класса в рассматриваемом случае имеет серьезный недостаток – набор входных переменных, для которого зафиксировано значение выброса CO 3,95 мг/м³, попадает в класс стандартных выбросов, а набор переменных, для которого зафиксировано значение выброса CO 4,05 мг/м³, должен быть отнесен к классу экстремальных выбросов. Этот недостаток можно преодолеть, используя методологию нечеткой логики. Основные ее положения представлены в работах [15, 16], примеры применения методов нечеткой логики к решению ряда задач нефтегазовой отрасли можно найти в [17]. При нечеткой классификации степень принадлежности каждому классу μ_{st} и μ_{extr} может быть определена числом от 0 до 1.

ФАКТЫ

10%

имеющихся в распоряжении данных можно отнести к экстремальным

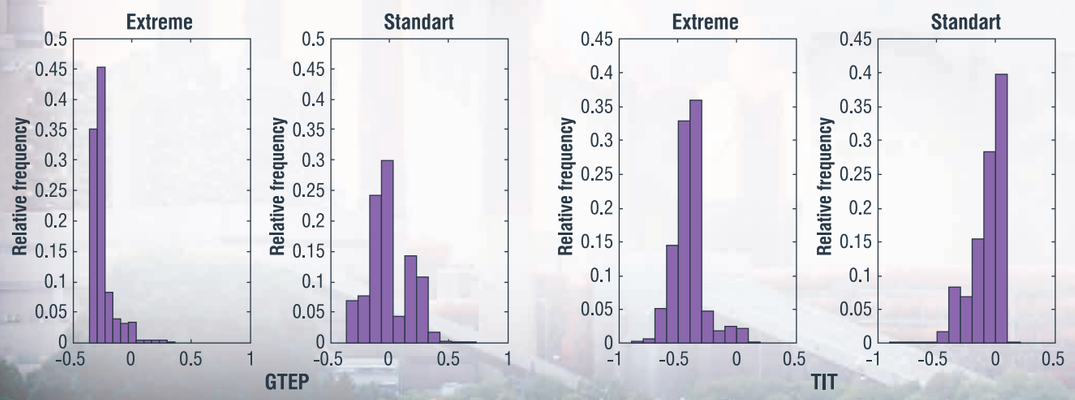
Для построения нечеткой классификационной модели необходим набор правил, согласно которым по значениям входных переменных будут определены степени принадлежности каждому классу. Анализ входных переменных для наборов данных, отнесенных к разным классам (гистограммы значений переменных *GTEP* и *TIT* приведены на рисунке 3), показал, что для разных классов существуют достаточно широкие перекрывающиеся интервалы значений переменных.

Для показанных на рисунке 3 переменных правила для модели нечеткой классификации могут быть сформулированы следующим образом:

- если давление *GTEP* «Низкое», то класс «Экстремальный»,
- если температура *TIT* не «Высокая», то класс «Экстремальный».

Всего было сформулировано 6 правил: в качестве предикторов рассматривались входные переменные и их комбинации,

РИС. 3. Гистограмма нормированных значений входных переменных GTEP и TIT для наборов данных, отнесенных к стандартному и экстремальному классам



определенные в ходе процедуры символьной регрессии, представленные в формуле (2). То есть для экстремального класса был проведен анализ комбинаций $GTEP^2 \cdot TAT$, $TET \cdot exp(TIT)$, $AFDP \cdot TIT$ и других слагаемых, которые входят в формулу (2) для определения экстремальных выбросов. Таким образом, для каждого набора входных данных будут вычислены значения m_i (где i соответствует номеру правила), определяющие степень принадлежности комбинации входных значений классу экстремальных или стандартных выбросов. Влияние разных входных переменных нельзя считать в равной степени значимым, следовательно, для каждого правила должен быть введен весовой коэффициент w_i, определяющий вклад правила в принятие верного решения. Итоговое значение степени принадлежности каждому классу будет определено как

$$\mu_{st} = \frac{\sum_{i=1}^{k} m_{st\ i} \cdot w_i}{\sum_{i=1}^{n} w_i}, \quad \mu_{ext} = \frac{\sum_{i=1}^{k} m_{ext\ i} \cdot w_i}{\sum_{i=1}^{n} w_i}, \quad (3)$$

где $m_{st\ i}$, $m_{ext\ i}$ – значение функции принадлежности соответствующему классу для вектора входных данных в i-ом правиле, k – число правил, w_i – вес i-го правила.

Разделение на термы «Низкое» и «Высокое» значений каждого параметра, входящего в правило, и определение веса w_i соответствующего правила происходит в результате решения оптимизационной задачи. Для выделения термов переменной, влияющей на отнесение набора данных к классу «Стандартный» или «Экстремальный», необходимо определить значения параметров A и B функций принадлежности (параметры показаны на рисунке 4), которые задают разделение значений переменной на нечеткие подмножества.

Качество классификационной модели может быть определено показателем F-мера F_1:

$$F_1 = 2\frac{Precision \cdot Recall}{Precision + Recall},$$
$$Precision = \frac{TP}{TP + FP}, \quad Recall = \frac{TP}{TP + FN}, \quad (4)$$

где TP – число наборов входных данных, для которых верно определен класс «Стандартный»; FP – число наборов входных данных, которые отнесены к классу «Стандартный», но принадлежат классу «Экстремальный»; FN – число наборов входных данных, которые отнесены к классу «Экстремальный», но принадлежат классу «Стандартный».

При подсчете значений TP, FP, FN для обучающей и тестовой выборок набор входных переменных считался принадлежащим экстремальному классу, если степень принадлежности μ_{ext} имела значение не ниже 0,5.

Таким образом, необходимо определить значения параметров A_i, B_i и весовых коэффициентов w_i для каждого правила, которые обеспечивают максимум показателя F_1 для обучающей выборки при соблюдении ограничений

$$min(X_i) \le A_i,\ A_i < B_i,\ B_i \le max(X_i),$$
$$0 \le w_i \le 1,\ \ i = 1,\ \ldots,\ k, \quad (5)$$

где X_i – нормированные значения входной переменной или комбинации входных переменных, входящей в i правило, k – число правил.

РИС. 4. Разделение на термы «Низкое» и «Высокое» для переменной GTEP

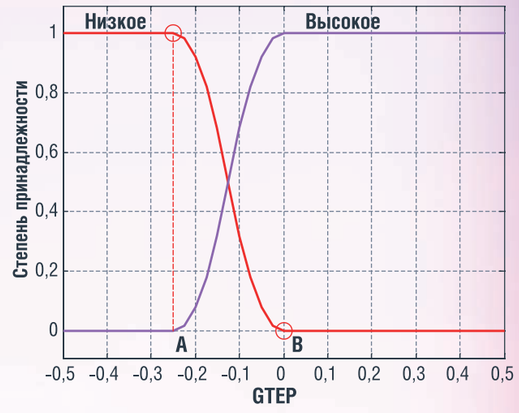
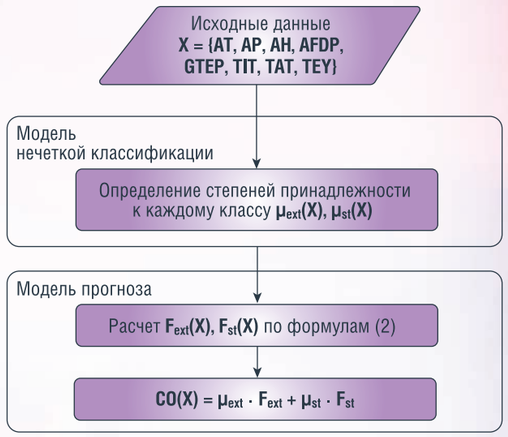


РИС. 5. Блок-схема расчета прогноза объема выбросов CO с применением нечеткой классификационной модели



ФАКТЫ

От 0 до 1

может быть определена степень принадлежности каждому классу μ_{st} и μ_{extr} при нечеткой классификации

Для решения этой задачи был использован генетический алгоритм многомерной оптимизации. В этом случае в качестве генов рассматриваются значения параметров A_i, B_i и весовых коэффициентов w_i, $i = 1, \ldots, k$, их сочетание формирует хромосому, в качестве функции приспособленности используется F-мера F_1. Таким образом был получен набор параметров системы нечеткого вывода, который обеспечивает максимальное значение F-меры F_1 для обучающей выборки, с его помощью можно определить степени принадлежности μ_{st}, μ_{ext} каждому из классов для любых значений входных переменных. Взаимодействие разработанных моделей представлено на блок-схеме на рисунке 5.

Метрики качества полученной модели для прогноза выбросов CO: MAE = 0,27 мг/м^3, R^2 = 0,89 значительно превосходят приведенные в работе [8]. Следует отметить, что работа велась со среднечасовыми измерениями, увеличение частоты сбора параметров позволит улучшить качество прогноза.

Заключение

На основе анализа большого объема фактических данных из открытого источника [7] построены модели на основе метода символьной регрессии для прогноза объема выбросов NO_x и CO по значениям параметров окружающей среды и технологического процесса. Традиционные модели анализа данных для построения прогнозных моделей предполагают исследование эффективности применения отдельных методов машинного обучения (например, алгоритма случайного леса, градиентного бустинга и др.) для имеющегося набора данных. Для получения моделей с хорошими прогнозными свойствами, основанных на большом объеме реальных данных, недостаточно выбрать единственный подходящий метод машинного обучения, необходим комплексный анализ данных и построение комплекса моделей, учитывающих особенности имеющегося набора данных и технологического процесса или объекта. Результаты анализа данных и реализации различных алгоритмов машинного обучения были представлены на конференциях [18, 19] и в статьях [20, 21].

В данной статье представлен оригинальный подход к комплексному использованию алгоритмов машинного обучения, включающий двухступенчатую процедуру, где на первом шаге применяется модель классификации, позволяющая качественно определить объем выбросов через нечеткие термы «Стандартный» или «Экстремальный», а на втором шаге с помощью моделей, полученных на основе процедуры символьной регрессии, определяется количественное значение объема выбросов CO.

В работе предложена нечеткая классификационная модель, которая определяет ситуации, приводящие к резкому увеличению выбросов CO. Для определения параметров функций принадлежности предложено использовать оптимизационную процедуру на основе генетического алгоритма.

Разработанные модели могут использоваться для контроля выбросов, выявления сбоев в работе датчиков, замеряющих соответствующие показатели, прогнозирования технологических режимов, приводящих к увеличению выбросов.

Представленная работа является одним из примеров эффективного использования методов интеллектуального анализа данных для решения актуальных задач нефтегазовой отрасли. К работе над такими задачами привлекаются студенты, обучающиеся на кафедре прикладной математики и компьютерного моделирования РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

В настоящее время на кафедре прорабатывается проект создания собственного репозитория открытых данных для исследований в области машинного обучения и анализа данных применительно к специфике задач нефтегазовой отрасли.

Литература

1. *ГОСТ Р ИСО 11042-1-2001 «Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ».*
2. *Теплоэнергетические установки малой мощности на низкопотенциальном топливе / Г.В. Демидов, С.А. Морозов, А.Н. Сабирзянов [и др.] // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. – 2014. – № 2. – С. 42–52.*
3. *Технико-экономические и экологические аспекты утилизации попутного нефтяного газа (программный комплекс) / П.М. Левшин, И.А. Мерициди, К.Х. Шотиди, П.Р. Халиков // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 56–63.*
4. *Скубрий Е.В., Александров Ю.Д. Перспективы инновационного развития электроэнергетики России // Научный вестник оборонно-промышленного комплекса России. 2018. № 1. С. 80–85.*
5. *Замалиева А.Т., Зиганшин М.Г. Повышение надежности, энергетической и экологической эффективности систем газоочистки на ТЭС // Надежность и безопасность энергетики. 2018. № 4. С. 288–293.*
6. *Директива 2010/75/ЕС от 24 ноября 2010 года «О промышленных выбросах (о комплексном предотвращении загрязнения и контроле над ним)».*
7. *Gas turbine CO and NO_X emission data set data set. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://archive.ics.uci.edu/ml/datasets/Gas+Turbine+CO+and+NOx+Emission+Data+Set (дата обращения: 20.02.2022).*
8. *Kaya H., Tüfekci P., Uzun E. Predicting CO and NOx emissions from gas turbines: Novel data and a benchmark PEMS // Turkish journal of electrical engineering and computer sciences. 2019. № 27(6). P. 4783–4796.*
9. *Abooali, D., Khamehchi, E. Toward predictive models for estimation of bubble-point pressure and formation volume factor of crude oil using an intelligent approach. Braz. J. Chem. Eng. 2016, 33, 1083–1090.*
10. *Khan, S.H.; Kumari, A.; Dixit, G.; Majumder, C.B.; Arora, A. Thermodynamic modeling and correlations of CH_4, C_2H_6, CO_2, H_2S, and N_2 hydrates with cage occupancies. J. Petrol. Explor. Prod. Technol. 2020, 10, 3689–3709. Computation 2021, 9, 139 16 of 16.*
11. *Praks, P.; Brkic, D. Symbolic Regression-Based Genetic Approximations of the Colebrook Equation for Flow Friction. Water 2018, 10, 1175.*
12. *Mitchell M. An Introduction to Genetic Algorithms; MIT Press: Cambridge, MA, USA, 1996; p. 205.*
13. *Рутковская, Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы: пер. с польск. И.Д. Рудинского / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский – М.: Горячая линия – Телеком, 2006. – 452 с.*
14. *Пантелеев А.В. Методы глобальной оптимизации. Метаэвристические стратегии и алгоритмы / А.В. Пантелеев, Д.В. Метлицкая, Е.А. Алешина. – М.: Вузовская книга, 2013. – 244 с.*
15. *Zadeh L.A. Fuzzy logic and approximate reasoning. Synthese 1975, 30, 407–428.*
16. *Takagi T.; Sugeno, M. Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control. IEEE Trans. Syst. Man Cybernet. 1985, 15, 116–132.*
17. *Иткин В.Ю., Кочуева О.Н. Методы нечеткой логики в задачах нефтегазовой отрасли [Электронный Ресурс]: Учебное Пособие. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 2,41 Мб.*
18. *Кочуева О.Н. Применение методов машинного обучения для прогнозирования выбросов оксидов углерода и азота для газовых турбин / О.Н. Кочуева, К.Д. Никольский сборник трудов V Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в экосистеме современного образования», посвященная 150-летию со дня рождения академика И.М. Губкина, Москва, 2021, С. 49.*
19. *Кочуева О.Н. Контроль выбросов CO и NO_x на производстве и анализ больших данных – новый стимул к развитию научно-исследовательских и образовательных программ / О.Н. Кочуева, Д.А. Эжаев, К.Д. Никольский, В.А. Цыганков // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: Материалы международной научно-практической конференции, Казань, 31 августа – 1 сентября 2021 года. – Казань: Ихлас, 2021. – С. 259–262.*
20. *Kochueva O, Nikolskii K. Data Analysis and Symbolic Regression Models for Predicting CO and NOx Emissions from Gas Turbines. Computation. 2021; 9(12):139. https://doi.org/10.3390/computation9120139.*
21. *Цыганков В.А., Кочуева О.Н. Разработка моделей прогноза выбросов оксидов углерода и азота для газовых турбин на основе фактических данных / В.А. Цыганков, О.Н. Кочуева // Газовая промышленность. – 2021. – № S4 (825). – С. 122–125.*

KEYWORDS: *machine learning, symbolic regression, genetic optimization algorithms, emissions, gas turbine installations.*

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

Кафедра **ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ и КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

готовит специалистов в области математического и компьютерного моделирования, анализа данных, искусственного интеллекта

Основанная в 1970 году, Кафедра бережно хранит высокие стандарты обучения, поэтому ее выпускники являются признанными профессионалами, работают в ведущих научных центрах России и мира, занимают лидирующие позиции в нефтегазовых и IT- компаниях

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ **В БАКАЛАВРИАТЕ** по направлению

«Прикладная математика»

Профиль Математическое моделирование в технике и экономике

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ **В МАГИСТРАТУРЕ** по направлениям

«Прикладная математика»

Программа Анализ данных и компьютерное моделирование **(вечерняя форма обучения)**

Программа Математическое моделирование в нефтегазовой отрасли

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ **В АСПИРАНТУРЕ** по специальностям

Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ

Математическое и программное обеспечение вычислительных машин, комплексов и компьютерных сетей

БАЗОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

- фундаментальные и прикладные разделы современной математики и информатики
- современные методы математического и компьютерного моделирования сложных промышленных комплексов и систем
- анализ данных, машинное обучение и его приложения
- статистические методы обработки массивов данных
- технико-экономические подходы к эффективному управлению и обеспечению надежной работы сложных технических систем

КОНТАКТЫ

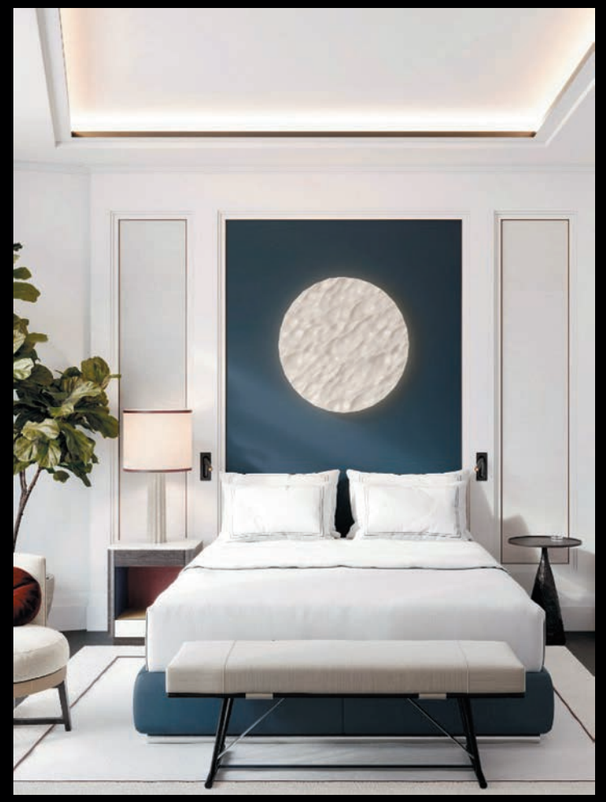
119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 2
+7 (499) 507-86-19
pmkm@gubkin.ru

HIGH LIFE

ЛЕТНИКОВСКАЯ 11

Премиальный квартал на Павелецкой

ВЫГОДА ДО 4,5 МЛН ₽



Премиальный квартал на Павелецкой

Шесть башен с современной архитектурой и яркими фасадами и квартиры на набережной, с видовыми эркерами, невероятными видами, словно бросают вызов всему привычному.

Нам важно, чтобы приятные мелочи стали частью вашей обычной жизни, поэтому для жителей HIGH LIFE Летниковская, 11 будет доступна клубная инфраструктура с частным кинозалом, бьюти-зоной, фитнесом-залом для личных занятий с тренером.

ФИНАНСИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»

Реклама. Застройщик АО «СЗ »ЛАЙФ ПАВЕЛЕЦКАЯ». Проектная декларация на наш.дом.рф
*Высшее общество. Срок акции: с 1 по 30 июня. Подробности на сайте: www. highlife.ru

PIONEER

PIONEER

«ТЕХЭКСПЕРТ»: цифровизация начинается с нормативных документов

УДК 004

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭКОНОМИКИ СТАВИТ ПЕРЕД ПРОМЫШЛЕННОСТЬЮ НОВЫЕ ЗАДАЧИ: С ПОМОЩЬЮ ИТ-ИНСТРУМЕНТОВ ОПТИМИЗИРОВАТЬ И АВТОМАТИЗИРОВАТЬ ВСЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССЫ, УВЕЛИЧИВ СКОРОСТЬ РАБОТЫ И ТОЧНОСТЬ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ. ОДНАКО ЧАСТЬ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ ОПТИМИЗИРОВАТЬ ТЯЖЕЛО, ПОСКОЛЬКУ ОНИ ЦЕЛИКОМ ЗАВИСЯТ ОТ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ, КОГНИТИВНЫХ РЕСУРСОВ И «ПРОПУСКНЫХ СПОСОБНОСТЕЙ» ЧЕЛОВЕКА. К ТАКИМ ПРОЦЕССАМ ОТНОСИТСЯ РАБОТА С НОРМАТИВНЫМИ И ТЕХНИЧЕСКИМИ ДОКУМЕНТАМИ, ОСОБЕННО В НАУКОЕМКИХ ОТРАСЛЯХ – В ЧАСТНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ. КОНСОРЦИУМ «КОДЕКС» БОЛЕЕ 30 ЛЕТ ЦИФРОВИЗИРУЕТ САМУЮ «ЧЕЛОВЕКОЗАВИСИМУЮ» ЧАСТЬ ПРОИЗВОДСТВА И СОЗДАЛ ДЛЯ ЭТОГО ЦИФРОВУЮ ПЛАТФОРМУ «ТЕХЭКСПЕРТ». ПРОДУКТЫ ПЛАТФОРМЫ ПОМОГАЮТ УВЕЛИЧИТЬ «ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ» СПЕЦИАЛИСТА, ОСВОБОДИТЬ ЕГО ОТ РУТИННЫХ ОПЕРАЦИЙ, А В ПЕРСПЕКТИВЕ – ПОЛНОСТЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАТЬ ЧАСТЬ ЗАДАЧ ПО РАБОТЕ С НТД. КАКИЕ РЕШЕНИЯ «ТЕХЭКСПЕРТ» ВНЕДРЯЮТ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА И ЧТО ПОЛУЧАЮТ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ ВНЕДРЕНИЯ?

THE DIGITAL TRANSFORMATION OF THE ECONOMY POSES NEW CHALLENGES TO INDUSTRY: TO OPTIMIZE AND AUTOMATE ALL BUSINESS PROCESSES, INCREASING THE SPEED OF WORK AND THE ACCURACY OF DECISION-MAKING, WITH IT TOOLS. HOWEVER, IT IS DIFFICULT TO OPTIMIZE SOME OF THE BUSINESS PROCESSES, SINCE THEY DEPEND ENTIRELY ON PROFESSIONAL SKILLS, COGNITIVE RESOURCES AND THE "PROCESSING CAPACITY" OF A PERSON. SUCH PROCESSES INCLUDE REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTS HANDLING, ESPECIALLY IN KNOWLEDGE-INTENSIVE INDUSTRIES SUCH AS OIL AND GAS ONE. THE KODEKS CONSORTIUM HAS BEEN DIGITALIZING THE MOST "HUMAN-DEPENDENT" PART OF PRODUCTION FOR MORE THAN 30 YEARS AND HAS CREATED THE TECHEXPERT DIGITAL PLATFORM FOR THIS PURPOSE. THE PLATFORM'S PRODUCTS HELP TO INCREASE PROFESSIONALS' "PROCESSING CAPACITY", RELEASE THEM FROM ROUTINE OPERATIONS, AND, IN THE LONG TERM, FULLY AUTOMATIZE A PART OF THE TASKS RELATED TO PROCESSING REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTS. WHICH TECHEXPERT SOLUTIONS ARE BEING IMPLEMENTED BY OIL AND GAS COMPANIES AND WHAT THEY RECEIVE AT EACH STAGE OF IMPLEMENTATION?

Ключевые слова: *нормативные и технические документы, цифровые решения, автоматизация, оптимизация производственных и бизнес-процессов.*

Профессиональные справочные системы для НГК

Профессиональные справочные системы (ПСС) «Техэксперт» освобождают специалистов от задач по агрегации необходимых нормативно-технических документов (НТД) и отслеживанию их актуальности. В ПСС «Техэксперт» доступен не только огромный обновляемый фонд документов, но и различные инструменты для работы с ними. Сквозной интеллектуальный и атрибутный поиск; интерактивное оглавление и гиперссылки внутри документа, а также сервисы «Ссылается на» и «На него ссылаются»; контроль изменений статуса документа; сравнение действующей редакции с предыдущими; словари терминов и определений со ссылками на источники; разграничение прав пользователей – список доступных в ПСС «Техэксперт» сервисов растет с каждым обновлением программного комплекса.

А еще ПСС «Техэксперт» – это уникальный авторский контент. Самая популярная среди предприятий нефтегазового комплекса (НГК) система «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс», помимо самих документов, содержит комментарии, статьи и консультации экспертов; обзоры изменений законодательства; материалы отраслевых семинаров и конференций; актуальную информацию о стандартизации и импортозамещении; анализ произошедших аварий; указатели стандартов и классификаторов России, картотеки нормативно-технической информации, зарубежных и международных стандартов, аттестованных методик измерения; отраслевые новости. Похожее наполнение

> Поддержка на всех этапах построения ЕФЭНД – одна из причин, почему технологиям цифровой платформы «Техэксперт» доверили свои внутренние фонды ПАО «Газпром», АО «Газпром Газораспределение», ПАО «Транснефть», ООО «ИНК», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» и другие компании НГК

есть и в других системах, входящих в комплекты для НГК и обеспечивающих работу функциональных служб (охрана труда, пожарная, производственная и экологическая безопасность, эксплуатация зданий и др.).

Внешние и внутренние документы в едином пространстве

Со временем у многих клиентов возникает желание добавить в контур цифровой платформы «Техэксперт» внутренние документы предприятия. Есть два способа это сделать: заказать создание корпоративной ПСС или начать самостоятельную работу по формированию Единого фонда электронной нормативной документации (ЕФЭНД).

Примером заказной корпоративной ПСС являются базы данных «НД ПАО „Газпром“», которые доступны как дочерним обществам ПАО «Газпром», так и сторонним организациям. Функциональность и полноту системы обеспечивает Консорциум «Кодекс»: заказчик передает утвержденные и изданные документы и получает продукт, идентичный по своим функциям ПСС «Техэксперт» и включенный с ними в единое цифровое пространство.

Для самостоятельного ведения фонда на цифровой платформе «Техэксперт» тоже есть решение – Система управления нормативной и технической документацией (СУ НТД) «Техэксперт» и ее подсистема «Банк документов». А между внутренним фондом, полностью сделанным на аутсорсе, и самостоятельным ведением есть целый спектр вариантов: специалисты Консорциума «Кодекс» и Информационной сети «Техэксперт» готовы взять на себя любую часть работы по ведению фонда, а также проводят обучение и консультации. Поддержка на всех этапах построения ЕФЭНД – одна из причин, почему технологиям цифровой платформы «Техэксперт» доверили свои внутренние фонды ПАО «Газпром», АО «Газпром Газораспределение», ПАО «Транснефть», ООО «ИНК», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» и многие другие компании нефтегазового сектора.

Цифровизируем жизненный цикл документа от замысла до публикации

Формирование и поддержание ЕФЭНД предприятия – лишь одна из функций СУ НТД «Техэксперт». Разные подсистемы СУ НТД автоматизируют процессы, возникающие на всех этапах жизненного цикла документа: обеспечение сотрудников нужным набором документов через «единое окно»; учет выданных копий; анализ потребности в разработке новых документов и актуализации существующих. Есть подсистемы, которые позволяют создавать справочники и классификаторы любой степени сложности; разрабатывать документы в соответствии с установленными требованиями к структуре, содержанию и оформлению; обсуждать проект документа и систематизировать обратную связь; согласовывать, подписывать и публиковать документ в ЕФЭНД. Отдельные подсистемы посвящены контролю информационной безопасности и сбору статистики использования фонда.

Универсального сценария развертывания СУ НТД нет: каждая компания разрабатывает свою дорожную карту внедрения подсистем и их интеграции в ИТ-ландшафт предприятия. Одни клиенты параллельно с ЕФЭНД формируют корпоративную терминологическую базу с помощью подсистемы «Пользовательский словарь» для унификации терминов и сокращений, другие первым делом интегрируют фонд внутренних документов с корпоративным порталом или настраивают контроль оборота и автоматизируют процесс выдачи копий документов. Наравне с подсистемами «Банк документов», «Пользовательский словарь» и «Контроль оборота» популярностью у компаний НГК пользуется «Контроль актуальности»: модуль помогает отслеживать статус ссылочных документов и оперативно реагировать на изменения.

Работа с цифровыми требованиями ускоряет все бизнес-процессы, связанные с применением НТД, и повышает их точность, снижает затраты на разработку и позволяет

> Модуль «Контроль актуальности» помогает отслеживать статус ссылочных документов и оперативно реагировать на изменения

От управления документами к управлению требованиями

Некоторые компании российского НГК уже разработали и успешно развивают собственные продукты для управления НТД, настроенные с учетом потребностей предприятия. Примером такого решения служит Информационная система управления нормативной документацией АСУ ТП, созданная совместно экспертами Консорциума «Кодекс» и ПАО «Транснефть». Другие компании еще работают над планом цифровизации: чтобы внедрение ИТ-решений приносило пользу, нужно не только провести аудит существующих потребностей предприятия, но и спрогнозировать будущие – в частности, переход к работе с требованиями.

Внедряя решения для работы с НТД, эксперты Консорциума «Кодекс» все чаще сталкиваются с запросом клиентов на более «дробную» работу с документами: с отдельными нормативными требованиями, с выделенными из требований машиночитаемыми параметрами. Смещение фокуса с документа в целом на содержащиеся в нем требования – не только запрос российских промышленных предприятий, но и тренд мировой стандартизации.

создать новые человеко- и машиноориентированные сервисы. Вместе с тем переход к работе с требованиями – серьезная трансформация бизнес-процессов. Для постепенного введения клиентов в эту сферу Консорциум «Кодекс» разработал целую линейку продуктов «Техэксперт» для работы с требованиями. Решения линейки рассчитаны на пользователей разных уровней подготовки: от Реестров нормативных требований (РНТ), которые составляются специалистами Консорциума «Кодекс» и доступны только для чтения, до полноценных Систем управления требованиями (СУТр), аналогичных IBM Rational DOORS. Первый РНТ, где все требования, связанные с безопасностью зданий и сооружений, размечены кодами Классификатора строительной информации (КСИ), выйдет в коммерческое распространение уже в 2022 г.

Keywords: *regulatory and technical documents, digital solutions, automation, optimization of production and business processes.*

> Решения линейки «Техэксперт» для работы с требованиями рассчитаны на пользователей разных уровней подготовки: от реестров требований, доступных «только для чтения», до систем, аналогичных IBM Rational DOORS

Узнать больше о продуктах цифровой платформы «Техэксперт» для нефтегазового комплекса, записаться на демонстрацию или заказать аудит бизнес-процессов предприятия, связанных с НТД, можно по телефону **8-800-555-90-25** или электронной почте **spp@kodeks.ru**

КОДЕКС ТЕХЭКСПЕРТ

РЕКЛАМА

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

АиВТ

Факультет АВТОМАТИКИ И ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ

готовит специалистов в области математического и компьютерного моделирования, автоматизированных информационных, информационно-измерительных и электротехнических систем и комплексов, проектирования средств вычислительной техники и систем автоматизации и управления

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ **В БАКАЛАВРИАТЕ** по направлениям:

«Прикладная математика»
Профиль Математическое моделирование в технике и экономике

«Информатика и вычислительная техника»
Профиль Автоматизированные системы обработки информации и управления
Профиль Интегрированные автоматизированные информационные системы

«Приборостроение»
Профиль Интеллектуальные информационные системы

«Электроэнергетика и электротехника»
Профиль Электропривод и автоматика

«Управление в технических системах»
Профиль Системы и средства автоматизации технологических процессов

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ **В МАГИСТРАТУРЕ** по направлениям:

«Прикладная математика»
Программа Анализ данных и компьютерное моделирование* **(вечерняя форма обучения)**
Программа Математическое моделирование в нефтегазовой отрасли

«Информатика и вычислительная техника»
Программа Автоматизированные системы диспетчерского управления в нефтегазовом комплексе*
Программа Информационные технологии организационно-экономического управления в нефтегазовом комплексе*
Программа Киберфизические системы и технологии управления нефтегазовыми объектами*

«Приборостроение»
Программа Информационно- измерительные системы в нефтегазовой отрасли*

«Электроэнергетика и электротехника»
Программа Автоматизированные электромеханические комплексы и системы нефтегазовой промышленности*

«Управление в технических системах»
Программа Системы управления технологическими процессами на предприятиях нефтегазового комплекса*

Символом «*» отмечены программы, на которые объявлен набор в 2022/2023 учебном году

АКАДЕМИЧЕСКИЕ КАФЕДРЫ

- автоматизации технологических процессов
- прикладной математики и компьютерного моделирования
- автоматизированных систем управления
- теоретической электротехники и электрификации нефтяной и газовой промышленности
- информационно-измерительных систем
- информатики
- высшей математики

КОНТАКТЫ
119991, г.Москва, Ленинский проспект, дом 65
+7 (499) 507-81-20
aivtdec@gubkin.ru

Neftegaz.RU
номер 5–6/2022 г.

УДК 303.732.4; 622.276

НЕЙРОСЕТЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Прогнозирование показателей добычи скважин в условиях нестационарного заводнения

Вершинин Владимир Евгеньевич
доцент, кафедра МФПиС,
ФТИ ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

Пономарев Роман Юрьевич
аспирант, кафедра МФПиС,
ФТИ ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ЗАДАЧА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ТРАДИЦИОННЫМ МЕТОДОМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ЯВЛЯЕТСЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. ОДНАКО ВРЕМЯЗАТРАТНОСТЬ СУЩЕСТВЕННО ОГРАНИЧИВАЕТ ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ В ЗАДАЧАХ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ. АЛЬТЕРНАТИВОЙ МОЖЕТ СТАТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ. В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ ПОЗВОЛЯЮТ УСТАНАВЛИВАТЬ ЗНАЧИМЫЕ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ ДОБЫЧИ И ЗАКАЧКИ В ГРУППЕ СКВАЖИН. ЭТА ИНФОРМАЦИЯ В ДАЛЬНЕЙШЕМ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПОЗВОЛЯЕТ СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ РАСЧЕТА ПРОГНОЗИРУЕМОГО РЕЖИМА, ОТНОСИТЕЛЬНО ВРЕМЕНИ, ЗАТРАЧЕННОГО НА ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ ПРИМЕНЯТЬ ДАННЫЙ ПОДХОД В ЗАДАЧАХ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ. В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ РЕКУРРЕНТНОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ LSTM, НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С СИСТЕМОЙ ЗАВОДНЕНИЯ. ОБУЧЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПРОВОДИЛИСЬ НА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ МЕТОДОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ УЧАСТКА С 10 ДОБЫВАЮЩИМИ И 8 НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ. ПРОДЕМОНСТРИРОВАНО, ЧТО КАЧЕСТВЕННАЯ ОБУЧАЮЩАЯ ВЫБОРКА ПОЗВОЛЯЕТ С ВЫСОКОЙ ТОЧНОСТЬЮ ПРОГНОЗИРОВАТЬ РЕЖИМЫ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ НА ИНТЕРВАЛЕ 7,5 ЛЕТ

THE ARTICLE CONSIDERS THE PROBLEM OF PREDICTING THE OPERATING MODES OF PRODUCTION WELLS IN NON-STATIONARY WATERFLOODING USING NEURAL SIMULATION. THE TRADITIONAL METHOD FOR MODELING OIL AND GAS PRODUCTION PROCESSES IS HYDRODYNAMIC MODELING. HOWEVER, THE TIME CONSUMPTION SIGNIFICANTLY LIMITS ITS APPLICATION IN DEVELOPMENT MANAGEMENT TASKS. AN ALTERNATIVE COULD BE THE PREDICTION OF WELL OPERATION MODES USING NEURAL NETWORK ALGORITHMS. IN THE TRAINING PROCESS, NEURAL NETWORKS ALLOW TO ESTABLISH SIGNIFICANT INTERCONNECTIONS BETWEEN PRODUCTION AND INJECTION PARAMETERS IN A GROUP OF WELLS. THIS INFORMATION IS FURTHER USED TO PREDICT WELL OPERATION MODES. THE USE OF NEURAL NETWORKS MAKES IT POSSIBLE TO REDUCE THE TIME FOR CALCULATING THE PREDICTED MODE, RELATIVE TO THE TIME SPENT ON NUMERICAL MODELING, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO APPLY THIS APPROACH IN THE PROBLEMS OF OPERATIONAL CONTROL AND PRODUCTION OPTIMIZATION. THE WORK CONSIDERS THE POSSIBILITIES OF PREDICTING THE OPERATING MODES OF PRODUCING WELLS USING A RECURRENT NEURAL NETWORK LSTM, USING THE EXAMPLE OF A FIELD WITH A WATERFLOODING SYSTEM. TRAINING AND PREDICTING OF MODES WERE CARRIED OUT ON THE DATA OBTAINED BY THE METHOD OF HYDRODYNAMIC MODELING OF A SITE WITH 10 PRODUCING AND 8 INJECTION WELLS. IT HAS BEEN DEMONSTRATED THAT A HIGH-QUALITY TRAINING SET MAKES IT POSSIBLE TO PREDICT WELL OPERATION MODES OVER A 7.5-YEAR INTERVAL WITH HIGH PRECISION

Ключевые слова: *нейронные сети, управление разработкой нефтегазовых месторождений, система поддержания пластового давления, рекуррентная модель LSTM.*

Методы искусственного интеллекта все активнее проникают в различные области, связанные с анализом, прогнозированием и оптимизацией различных технологических процессов. Не является исключением и область разработки месторождений нефти газа (Artun E., 2016). Использование искусственных нейронных сетей позволяет выявлять закономерности поведения и взаимное влияние одних параметров на другие. Несомненным преимуществом метода нейронных сетей является возможность анализа больших массивов данных (Горбань А.Н., 1990). Нейронные сети обладают высокой скоростью получения прогнозных решений в сравнении с традиционными методами численного моделирования. При этом особое значение имеет качество и объем данных, на которых обучается нейронная сеть. Одним из возможных способов генерации качественной обучающей выборки является использование адаптированной на историю гидродинамической модели (ГДМ) месторождения. Современные ГДМ как правило весьма требовательны к производительности вычислительной техники и прогнозный расчет при этом может занимать большой промежуток времени.

Эта особенность часто не позволяет использовать гидродинамическое моделирование в задачах оперативного управления режимами добычи или в задачах их оптимизации. Альтернативой может быть применение нейронной сети, предварительно обученной на различных прогнозных вариантах разработки. Нейронная сеть в ходе обучения способна выявить взаимное влияние добывающих и нагнетательных скважин друг на друга, что позволяет прогнозировать параметры работы скважин и находить наиболее оптимальные режимы управления добычей и закачкой. В работе рассмотрены возможности долговременного прогнозирования нейронной сетью дебитов скважин и динамики обводненности продукции на примере модели нефтяного месторождения с системой нагнетательных скважин.

ФАКТЫ

Нейронная сеть

в ходе обучения способна выявить взаимное влияние добывающих и нагнетательных скважин друг на друга, что позволяет прогнозировать параметры работы скважин и находить наиболее оптимальные режимы управления добычей и закачкой

Большая часть нефтегазовых месторождений разрабатываются с помощью системы поддержания пластового давления (ППД). ППД организуется закачкой рабочего агента (вода, газ или нефть) в разрабатываемый пласт, увеличивая тем самым добычу углеводородов

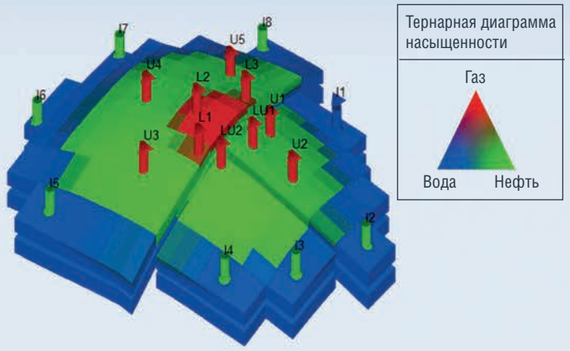
(с помощью процессов вытеснения) и поддерживая пластовое давление на некотором уровне. Чаще всего закачиваемый агент – вода, как самый доступный и дешевый вид закачиваемого агента. Неконтролируемый процесс закачки воды в пласт может приводить к снижению добычи нефти. Одним из примеров такого вида является преждевременное обводнение продукции добывающих скважин из-за прорыва закачиваемой воды из нагнетательной скважины. Как правило такой процесс возникнуть по двум причинам: 1 – объем закачиваемой в нагнетательную скважину воды слишком велик, что приводит помимо увеличения пластового давления к прорывам воды в добывающую скважину и 2 причина – неоптимальный отбор жидкости из добывающей скважины сопровождающийся превышением критического значения депрессии, приводящий к быстрому конусообразованию и повышению обводненности продукции.

На практике при разработке месторождений с системой ППД, оптимальные режимы работы нагнетательных и добывающих скважин, исключающие процессы конусообразования и нежелательный прорыв воды в добывающих скважинах, рассчитывают с помощью гидродинамической модели. Такой подход имеет ряд недостатков главный из которых является времязатратность. Даже имея абсолютно точную гидродинамическую модель, корректно описывающую все физические процессы фильтрации в пласте, нужно потратить большое количество времени чтобы определить оптимальные режимы для нагнетательных и добывающих скважин. Поэтому в данный момент важной задачей является создание инструмента, который бы с допустимой точностью (сопоставимой с ГДМ) и приемлемой скоростью рассчитывал оптимальные режимы работы скважин. В основе такого инструмента могут быть использованы зарекомендовавшие себя принципы нейросетевого моделирования.

В работах (Vershinin et al., 2020) и (Vershinin et al., 2021) было показано что обученные нейронные сети позволяют воспроизводить технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин на периоде до 10 лет со средней ошибкой менее 5%. В работе (Vershinin et al., 2021) был приведен нейросетевой алгоритм решения задачи оптимального управления добычей на примере группы скважин, расположенных в подгазовой зоне. Оптимальный режим управления добычей, найденный с помощью нейронной сети совпал с оптимальным режимом , найденным методом прямого гидродинамического моделирования в пределах погрешности обоих методов. При этом время нахождения оптимального режима добычи нейронной сетью оказалось на два порядка меньше, чем при использовании ГДМ.

Приведенные выше результаты указывают на возможность использования алгоритмов нейросетевого моделирования при решении задач прогнозирования добычи и оптимизации режимов заводнения нефтегазовых месторождений. Целью данной работы является исследование возможности прогнозирования обученной нейронной сетью режимов работы добывающих нефтяных скважин, моментов прорыва воды в процессе заводнения участка.

РИС. 1. Тестируемая гидродинамическая модель



ФАКТЫ

Рекуррентные нейронные сети

– сети специального вида, при помощи которых решают задачу аппроксимации временных рядов

5%

составляет средняя относительная ошибка по скважинам в большинстве случаев, в 10% случаев ошибка составляет от 5 до 12%, в 0,7% случаев – около 20%

Постановка задачи. Исходные данные для обучения

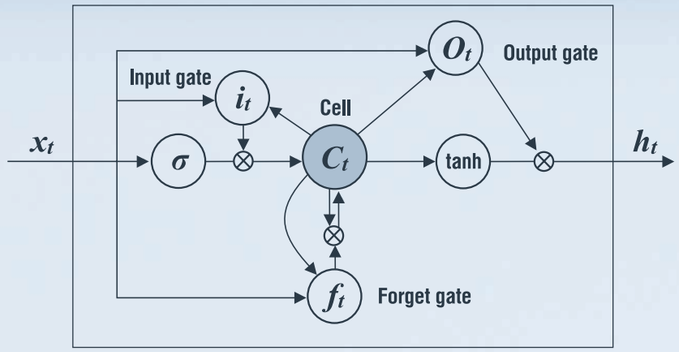
Имеется гидродинамическая модель нефтегазового месторождения. Гидродинамическая модель адаптирована на реальные исторические показатели разработки данного месторождения и корректно воспроизводит все процессы заводнения.

Модель содержит 10 добывающих и 8 нагнетательных скважин. Тернарная диаграмма насыщенностей отображена на рисунке1. Через центр залежи проходит два гидродинамических разлома, которые позволяют условно разделить месторождения на 3 сектора.

Данное месторождение является примером законтурного заводнения: все нагнетательные скважины расположены за контуром водонефтяного контакта.

Исходными данными для обучения нейросетевой модели (обучающей выборкой), являются результаты прогнозирования на гидродинамической модели. Обучающая выборка была создана на основании 16 различных режимов работы скважин, периодом 7,5 лет. Нейронная сеть в процессе обучения должна была выявить взаимосвязь между: а) забойным давлением и дебитом нефти и воды на каждой добывающей скважине и б) режимом работы каждой скважины и режимами работы соседних скважин. Взаимосвязь под пунктом б можно разделить на три вида влияния: влияние в системе скважин «добывающая – добывающая», влияние в системе «нагнетательная – добывающая» и влияние в системе «нагнетательная – нагнетательная скважина».

РИС. 2. Функциональная ячейка LSTM



Дополнительно были сгенерированы 10 тестовых режимов для проверки качества прогнозирования нейронной сети. Период прогнозирования совпадает с режимами в обучающей выборке и равен 7,5 лет.

Входными параметрами для обучения нейронной сети являлись: дебит нефти, дебит жидкости, забойное давление и приемистость (для нагнетательных скважин).

Приемистость нагнетательных скважин подобрана так, чтобы скомпенсировать отборы добывающих скважин в целом по месторождению, то есть обучение нейронной модели производилось в режиме полной компенсации отборов.

Базовая модель. Алгоритм обучения

С математической точки зрения, задача обучения нейросетевой модели с целью установления всех значимых физических взаимосвязей, относится к задаче аппроксимации временных рядов. Такую задачу чаще всего решают с помощью нейронных сетей специального вида – рекуррентных нейронных сетей. Так как процессы фильтрации реального месторождения, могут характеризоваться инертностью процесса, то влияние скважин друг на друга может происходить с некоторой временной задержкой (Баренблатт Г.И., 1984). Для решения подобных задач лучше всего использовать рекуррентную сеть вида **Long Short-Term Memory** (LSTM) (Шолле Ф., 2018).

ТАБЛИЦА 1. Качество обучения нейронных моделей

Loss		Accuracy	
Training	Validation	Training	Validation
0,0458	0,0963	0,997	0,989

ФАКТЫ

LSTM

Long Short-Term Memory – вид рекуррентной сети

Благодаря своей структуре, приведенной на рисунке 2, LSTM позволяет связывать между собой события в обучающей выборке разделенные некоторым, заранее неизвестным временным лагом и использовать установленные взаимосвязи в дальнейшем для прогнозирования.

В работах (Vershinin et al., 2020) и (Vershinin et al., 2021) авторы использовали LSTM для прогнозирования технологических режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Средняя ошибка при этом составила менее 5% на периоде 10 лет. Алгоритм обучения модели LSTM соответствует работе (Vershinin et al., 2020).

Результаты обучения

После обучения моделей на оптимальном наборе гиперпараметров, была проведена валидация моделей. Значения loss – функции и точность нейронных моделей приведена в таблице 1.

По результатам валидации можно сделать вывод, что нейронная модель успешно обучились. Т.е. был найден оптимальный набор весовых коэффициентов для достоверной аппроксимации большинства входных векторов. Дальнейшая проверка качества обучения непосредственно связана с прогнозированием тестовых режимов работы на обученной модели LSTM и сравнением со значениями, рассчитанными на гидродинамической модели.

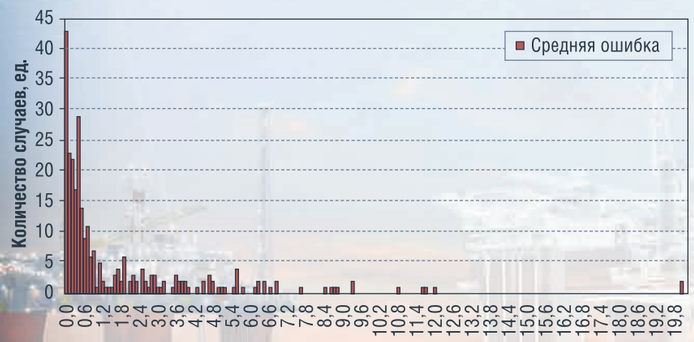
Прогнозирование

Алгоритм прогнозирования в целом совпадает с алгоритмом, представленным в работе (Vershinin et al., 2020). Прогноз рассчитывается на основе технологических режимов работы добывающих скважин за N шагов (месяцев). Значение N совпадает с количеством шагов входного вектора нейронной модели. Далее с помощью обученной нейронной сети, рассчитывается выходной вектор – режим скважин на следующий месяц. К исходной выборке данных добавляются новые рассчитанные значения. Последующий прогноз рассчитывается уже с учетом предсказанных на предыдущем шаге значений.

ТАБЛИЦА 2. Средняя ошибка (%) прогнозирования модели LSTM

Скважина	Параметр	Тестовый режим									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L1	Дебит нефти	3.7	-5.1	-10.9	-2.1	-3.1	-1.9	2.5	-12.1	8.8	8.9
	Дебит жидкости	-1.7	0.8	-1.3	0.1	-1.1	0.5	2.3	-3.8	-0.5	2.5
L2	Дебит нефти	2.9	7.7	0.6	1.0	-6.7	-4.5	-6.9	1.8	9.4	-4.8
	Дебит жидкости	1.6	1.1	0.7	-0.5	-3.6	-1.6	-2.9	-2.7	3.5	-2.6
L3	Дебит нефти	5.6	-3.2	-6.5	-1.7	-2.2	3.2	0.9	-5.6	6.2	3.9
	Дебит жидкости	-0.7	0.4	0.8	0.4	0.3	0.2	0.4	0.7	-1.1	-0.2
LU1	Дебит нефти	5.2	0.05	-2.3	9.4	3.0	8.7	20.2	-11.7	-6.9	20.2
	Дебит жидкости	-8.5	5.5	6.3	3.7	0.8	4.7	-2.5	4.3	-5.6	2.6
LU2	Дебит нефти	1.5	2.8	-2.8	0.9	-1.7	1.9	-4.0	-11.8	3.8	2.5
	Дебит жидкости	-5.0	4.7	5.8	0.9	0.5	2.2	-6.3	3.6	-4.5	-5.6
U1	Дебит нефти	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Дебит жидкости	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U2	Дебит нефти	0.6	-2.8	1.6	0.8	1.9	-0.2	-4.7	6.5	-1.4	-1.9
	Дебит жидкости	-0.4	-1.7	1.9	0.6	1.8	0.5	0.1	4.8	-3.9	-0.9
U3	Дебит нефти	0.0	-0.3	-0.1	0.0	-1.1	-0.5	-0.4	0.2	0.0	0.5
	Дебит жидкости	0.0	-0.5	0.2	0.0	0.1	-0.1	0.7	0.5	-1.1	0.5
U4	Дебит нефти	0.9	0.1	0.6	0.1	-0.5	0.3	0.7	-1.2	1.9	0.8
	Дебит жидкости	0.7	0.2	0.4	0.1	0.2	0.6	1.2	-0.6	0.9	0.8
U5	Дебит нефти	0.4	0.7	-2.1	-0.9	-2.9	-0.1	-3.6	-0.7	2.2	-0.1
	Дебит жидкости	0.4	0.2	0.5	-0.3	-0.3	0.3	-0.4	0.1	0.5	0.0
I1	Приемистость	0.1	0.19	0.3	0.0	-0.4	-0.0	0.3	-0.6	0.3	0.3
I2	Приемистость	0.0	0.2	0.3	0.0	-0.4	0.0	0.4	-0.6	0.2	0.4
I3	Приемистость	0.1	0.12	-0.4	-0.1	-0.3	0.0	0.3	-0.7	0.3	0.4
I4	Приемистость	0.1	0.04	0.3	-0.0	-0.4	0.0	0.4	-0.7	0.1	0.4
I5	Приемистость	-0.1	0.12	-0.2	-0.0	-0.3	0.0	0.4	-0.4	0.1	0.4
I6	Приемистость	0.0	0.11	-0.2	0.0	-0.4	0.0	0.4	-0.7	0.3	0.4
I7	Приемистость	0.0	0.17	0.2	0.0	-0.4	0.0	0.4	-0.5	0.2	0.4
I8	Приемистость	0.1	0.33	0.2	0.1	-0.2	0.0	-0.1	0.6	0.4	0.2

РИС. 3. Распределение средней ошибки по тестовым режимам



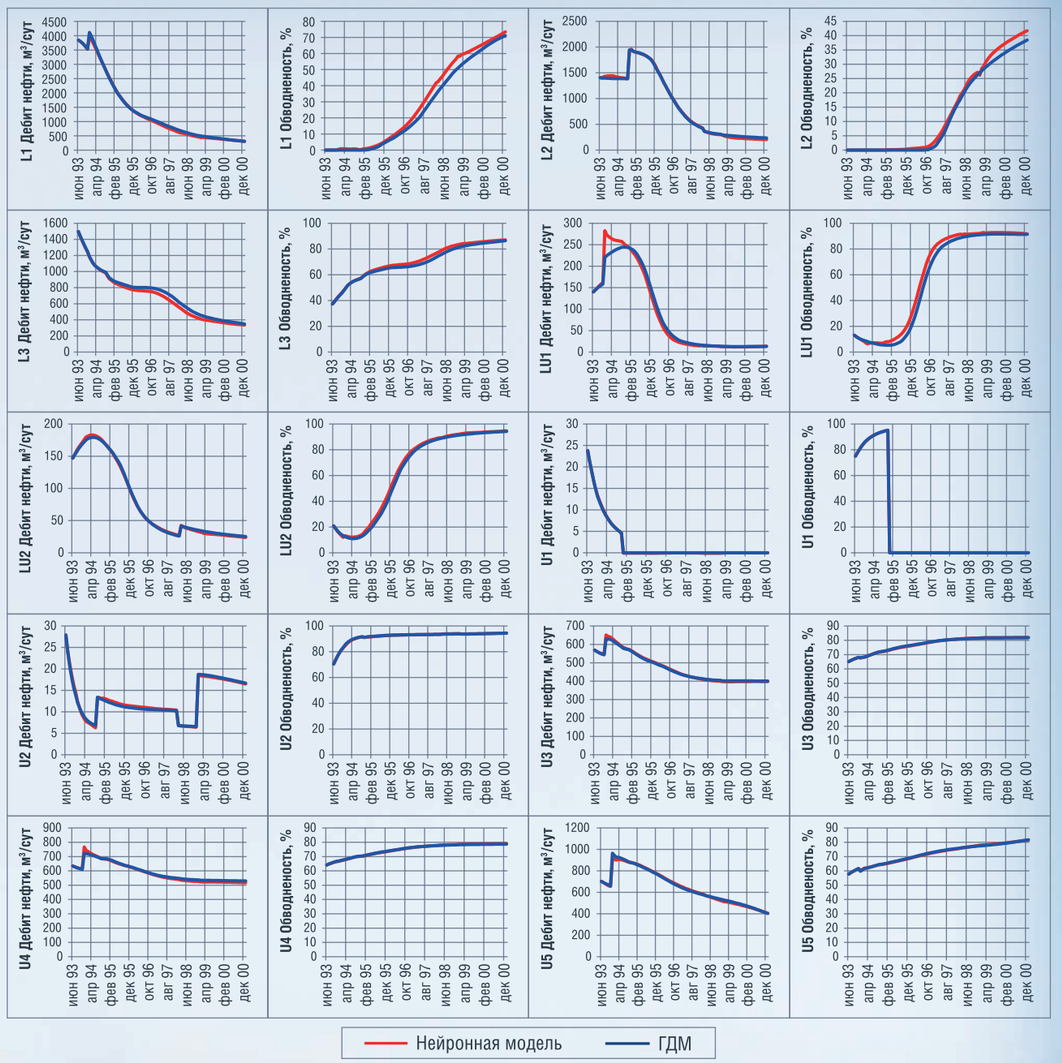
Алгоритм выполняется до тех пор, пока не будет достигнуто окончание заданного периода прогнозирования. Следует отметить, что на каждом шаге прогнозирования значения управляющих параметров считаются известными и подаются на вход нейронной сети. Это позволяет в дальнейшем варьировать их значения при поиске оптимального режима.

Тестирование точности прогнозирования сети LSTM проводилось в сравнении с тестовыми режимами (10 режимов), полученными гидродинамическим моделированием. Качество прогнозирования оценивалось по величине средней относительной ошибки на периоде 7,5 лет. Все результаты качества прогнозирования по каждой скважине и по каждому режиму приведены в таблице 2. Нагнетательные скважины I1–I8. Остальные скважины – добывающие. Расположение скважин по участку приведено на рисунке 1.

При анализе результатов была построена гистограмма распределения средней относительной ошибки (рисунок 3).

В большинстве случаев средняя относительная ошибка по скважинам не превышает 5%.

РИС. 4. Пример прогнозирования тестового режима № 1



В 10% случаев ошибка составляет от 5 до 12% и по 0,7% случаев ошибка составляет около 20%.

В качестве примера прогнозирования приведен график по дебиту нефти и обводненности продукции добывающих скважин по тестовым режимам № 1 (рисунок 4) и № 6 (рисунок 5).

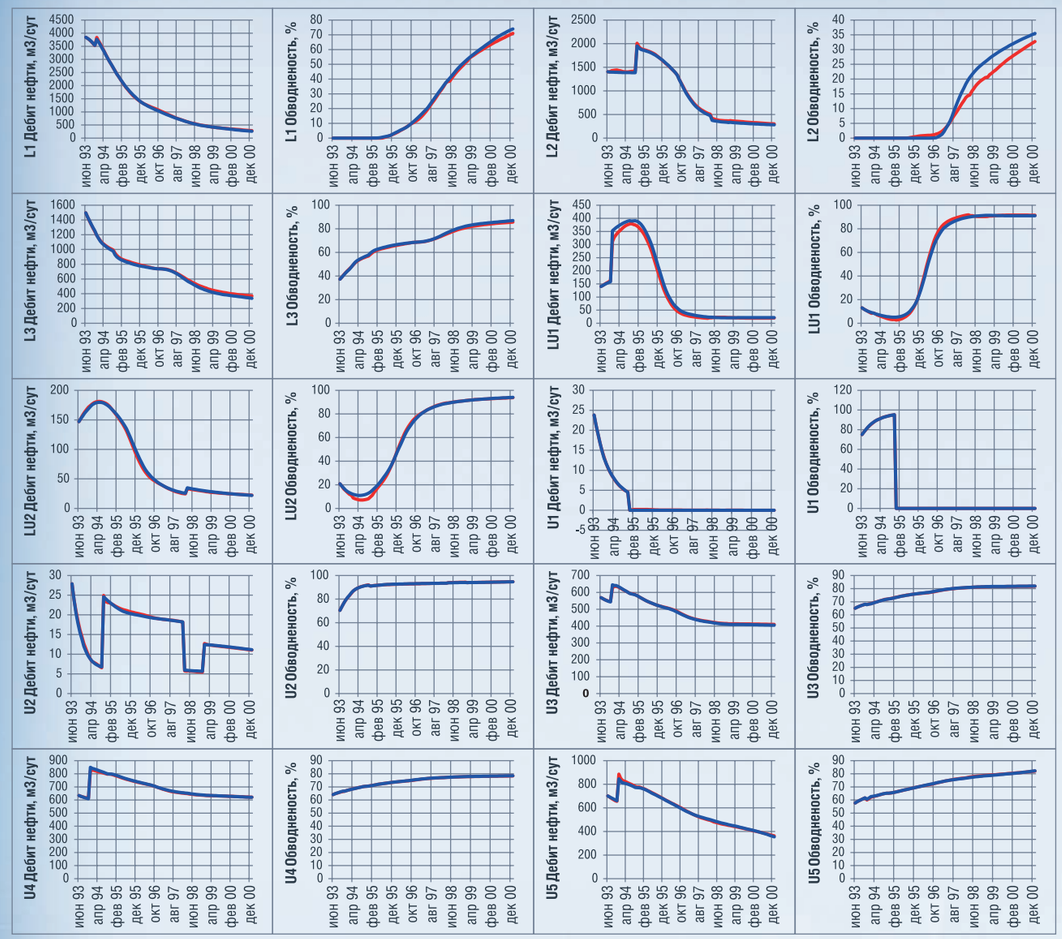
Также следует отметить, что время расчета одного тестового режима на гидродинамической модели составляет около 2 минут, а расчет проведенный с помощью LSTM – занимает 13 секунд, что в 9 раз быстрее. Как видно из рисунков 4 и 5, нейронная сеть с высокой точностью воспроизводит как дебит нефти, так и обводненность продукции на добывающих скважинах. Это касается как самого уровня обводненности, так и момента прорыва воды, что позволяет сделать вывод о принципиальной возможности построения алгоритмов оптимизации режимов работы в системе «добывающие-нагнетательные» скважины на основе обученной нейронной сети. Как правило в таких алгоритмах блок вычисления параметров добычи выступает в виде «черного ящика», которому на вход подаются управляющие параметры, сгенерированные алгоритмом оптимизации. Само содержание черного ящика не существенно. Главное требование к нему – точность и быстрота отклика – нахождения решения. Нейронная сеть при должной точности прогноза будет предпочтительней в силу большей скорости расчета.

ФАКТЫ

13 секунд

занимает расчет, проведенный с помощью LSTM

РИС. 5. Пример прогнозирования тестового режима № 6



Заключение

Исследована точность прогнозирования режимов работы добывающих и нагнетательных скважин с помощью обученной нейронной сети LSTM в задаче добычи нефти с системой ППД. Задача прогнозирования решалась как задача прогнозирования временных рядов. Достигнутая точность прогнозирования позволяет использовать обученную нейронную сеть для прогнозирования реальных параметров работы скважин. Высокая скорость расчета и точность прогнозирования позволяет встраивать нейронную сеть в систему управления месторождением и применять ее в задачах оптимизации режимов работы скважин. ●

Литература

1. *Artun E., 2016. Characterizing Reservoir Connectivity and Forecasting Waterflood Performance Using Data-Driven and Reduced-Physics Models. SPE-180488-MS.*
2. *Bakshi A., Uniacke E., Korjani M. Ershaghi I., 2017. A Novel Adaptive Non-Linear Regression Method to Predict Shale Oil Well Performance Based on Well Completions and Fracturing Data. SPE-185695-MS.*
3. *Hopfield J.J.,1982 Neural Networks and physical systems with emergent collective computational abilities // Proc. Nat. Sci. USA. Vol. 79. P. 2554–2558.*
4. *Hebert W.E., Young F.S. Jr., 1972.Estimation of Formation Pressure with Regression Models of Drilling Data. SPE-AIME, NL Industries,Inc.*
5. *Vershinin V.E., Ponomarev R.Y., Strekalov A.V., 2020 , Neural Network as a Tool for Predicting and Controlling the Technological Regime of Production Wells. SPE-201937-MS.*
6. *Vershinin V. E., Ponomarev R.Y., 2021, Long-Term Forecasting and Optimization of Non-Stationary Well Operation Modes Through Neural Networks Simulation. SPE-206529-MS.*
7. *Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т., 2013. Математическое моделирование процессов нефтедобычи на основе нейронных сетей. Тюм. ГНГУ.*
8. *Баренблатт Г.И., 1984. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра,. – 211 с.*
9. *Горбань А.Н. 1990. Обучение нейронных сетей. М.: Изд. СССР-США СП «ParaGraph». 160 с. (English Translation: AMSE Transaction, Scientific Siberian, A, 1993. Vol. 6. Neurocomputing. P. 1–134).*
10. *Горбань А.Н., Россиев Д.А., 1996. Нейронные сети на персональном компьютере. Новосибирск: Наука, 276 с.*
11. *Горбань А.Н., Сенашова М.Ю., 1996. Метод обратного распространения точности. Препринт ВЦ СО РАН. Красноярск. № 17. 8 с.*
12. *Горбань А.Н., Дунин-Барковский В.Л., Терехов С.А. и др., 1998. Нейроинформатика – Новосибирск: Наука.– С. 296.*
13. *Кохонен Т., 1982. Ассоциативные запоминающие устройства. М.: Мир.*
14. *Маскет М., 2004. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 628 с.*
15. *Шолле Ф. 2018. Глубокое обучение на Python – СПб.: Питер – 400 с.*

KEYWORDS: *neural networks, oil and gas field development management, reservoir pressure maintenance system, recurrent LSTM model.*

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан

АНО «Казань Экспо»

TATOIL EXPO2022

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «TATOILEXPO-2022»

в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума

31 АВГУСТА – 2 СЕНТЯБРЯ 2022 г. Казань

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

Пленарное заседание
Научно-технические конференции
Круглые столы

ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ

Выставка TatOilExpo-2022
Семинары и лекции
Зона стартапов

СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Дни поставщиков
Биржа деловых контактов
Зоны для неформального общения

Разведка и добыча нефти и газа

Переработка нефти и газа. Нефтехимия, газохимия

Строительство и обустройство месторождений

СПГ: оборудование, транспорт, распределение и использование, инвестиции

IT-технологии в нефтегазовой отрасли

Автоспецтехника для транспортировки нефти, нефтепродуктов и сжиженного газа

Реализация нефти, газа и нефтепродуктов. АЗС

Системы автоматизации. Контрольно-измерительные приборы

Кабельная продукция. Сварочное оборудование

Экологическая, промышленная и пожарная безопасность. Охрана труда

Трубы и трубопроводы. Запорно-регулирующая арматура

РЕКЛАМА

TATOILEXPO.RU

+7 (843) 222-03-22
exponeft@kazanexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

СФЕРА

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

Neftegaz.RU
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Коммерсантъ
РЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ
www.realnoevremya.ru
93,5 BUSINESS FM Казань

АНАЛИЗ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ЦИФРОВЫХ ДАННЫХ ДАВЛЕНИЯ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

для оптимизации разработки месторождений

УДК 004; 622

РОСТ ЦЕН НА УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ И ИСТОЩЕНИЕ ЗАПАСОВ ВЫНУЖДАЕТ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРОВОДИТЬ КОМПЛЕКСНЫЕ МЕРЫ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ, ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ И УМЕНЬШЕНИЯ РИСКОВ. ОДНИМ ИЗ ИСТОЧНИКОВ ДАННЫХ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ЯВЛЯЮТСЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ИХ ДОБЫЧИ, ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОТОРЫХ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ИНСТРУМЕНТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. О ТОМ, КАК ИСПОЛЬЗОВАТЬ ИХ МАКСИМАЛЬНО ЭФФЕКТИВНО, РАССКАЗЫВАЮТ ЭКСПЕРТЫ КОМПАНИЙ IBS И «ПОЛИКОД»

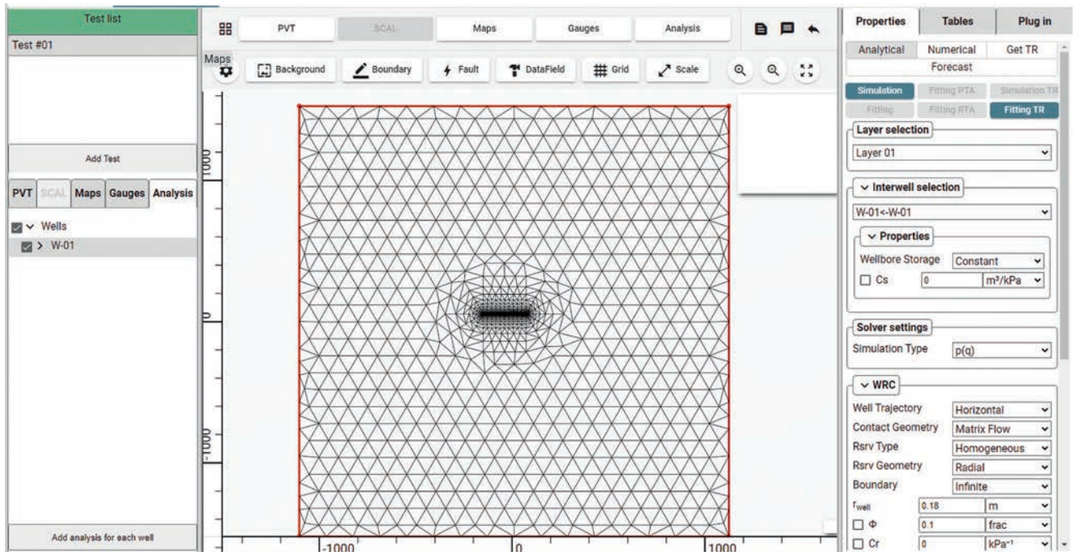
RISING PRICES FOR HYDROCARBON RAW MATERIALS AND DEPLETING RESERVES MAKE INDUSTRIAL ENTERPRISES TAKE COMPREHENSIVE MEASURES TO EXPLORE PRODUCTIVE HORIZONS TO INCREASE OIL RECOVERY, OPTIMIZE DEVELOPMENT AND REDUCE RISKS. ONE OF THE DATA SOURCES FOR DECISION-MAKING IS HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELLS AND ANALYSIS OF THE DYNAMICS OF THEIR PRODUCTION, FOR THE INTERPRETATION OF WHICH MATHEMATICAL SIMULATION IS USED. THE EXPERTS FROM IBS AND POLYCODE TALK ABOUT THE MOST EFFICIENT WAYS TO USE MATHEMATICAL SIMULATION TOOLS

Ключевые слова: *гидродинамическое исследование скважин, повышение нефтеотдачи пласта, динамика добычи, интерпретация данных, математическое моделирование.*

В нефтегазовой отрасли накоплено огромное количество данных по месторождениям, и их объем увеличивается с каждым днем. Из-за роста числа используемых приложений, данные постоянно обновляются и их становится еще больше, поскольку у каждого из используемых предприятием приложений свой формат. Кроме того, данные по нефтегазовым месторождениям могут храниться не структурированно, быть противоречивыми, находиться в условиях отсутствия единого места хранения, без быстрого и удобного взаимодействия между программными продуктами. Все это мешает пониманию особенностей строения пласта и путей фильтрации пластовых флюидов, препятствует максимально эффективному управлению разработкой и снижает коэффициент извлечения нефти и газа.

Для решения описанных трудностей, получения максимального эффекта от данных и возможности планомерного развития требуемых нефтегазовому бизнесу сервисов рекомендуется использовать интегрированную платформу данных. В ее функции может входить управление, хранение и обработка данных, получаемых в процессе разведки, добычи и эксплуатации месторождений. В частности, интегрированная платформа данных позволит настроить автоматизацию интерпретации данных гидродинамических исследований скважин, численного моделирования и расчета взаимовлияния скважин.

РИС. 1. Триангуляционная сетка, моделирующая горизонтальную скважину



Цифровые инновации для нефтегаза: программный комплекс PolyGon

В прошлом году компания IBS и фонд «Сколково» подвели итоги совместной акселерационной программы «Цифровые инновации для нефтегаза». Ее основной целью был поиск технологических стартапов в нефтегазовой сфере, их стратегическая и маркетинговая поддержка, а также интеграция в проекты ведущих компаний отрасли. Экспертное жюри, состоящее из представителей лидеров нефтегазового рынка, выбрало тройку победителей, среди которых – российская компания «Поликод», разработавшая программный комплекс PolyGon – автоматизированный инструмент для анализа и интерпретации динамических данных дебитов и давлений в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений (Upstream).

Комплекс универсален и подходит как добывающим, так и сервисным компаниям. Его можно применять для численного моделирования дебитов скважин, расчета параметров пласта на основе результатов гидродинамических исследований скважин и расчета взаимовлияния скважин. Для численного моделирования может использоваться подробная триангуляционная сетка (рис. 1).

PolyGon является российским аналогом популярного программного обеспечения от компании Kappa и включает в себя функционал модулей анализа давления Saphir NL и анализа дебита Topaz NL, которое также используется для интерпретации гидродинамических исследований, анализа динамики добычи и 2D+ численного моделирования. Кроме того, ПО PolyGon включает инновационные технологии анализа работы скважин для количественного определения интерференции с применением мультискважинной деконволюции, превосходящие зарубежные аналоги.

Среди основных преимуществ программного комплекса PolyGon:

- автоматизированный подход к реализации инновационных методов анализа работы скважин;
- комплексное решение в изучении свойств скважины и пласта (применение корреляций для различных свойств пласта);
- наличие инструментов для расчета дебита скважин, прогнозирования добычи (численное моделирование на подробной триангуляционной сетке) и изучения взаимовлияния скважин (CRM 2.0);
- удобный web-интерфейс (рис. 2).

PolyGon решает задачи по трем направлениям: исследование пластов и скважин, моделирование динамики давления при разработке пластов группой скважин, расчет взаимовлияния скважин (рис. 3). По первому направлению с помощью интерпретации результатов измерений можно получить различные данные по свойствам пластов и скважин и интегрировать их со сторонними программными продуктами. Моделирование пластов позволит оптимизировать режимы работы скважин, а с помощью модуля взаимовлияния скважин рассчитываются характеристики межскважинного пространства и подбираются нужные геолого-технические мероприятия.

РИС. 2. Интерфейс программного обеспечения PolyGon

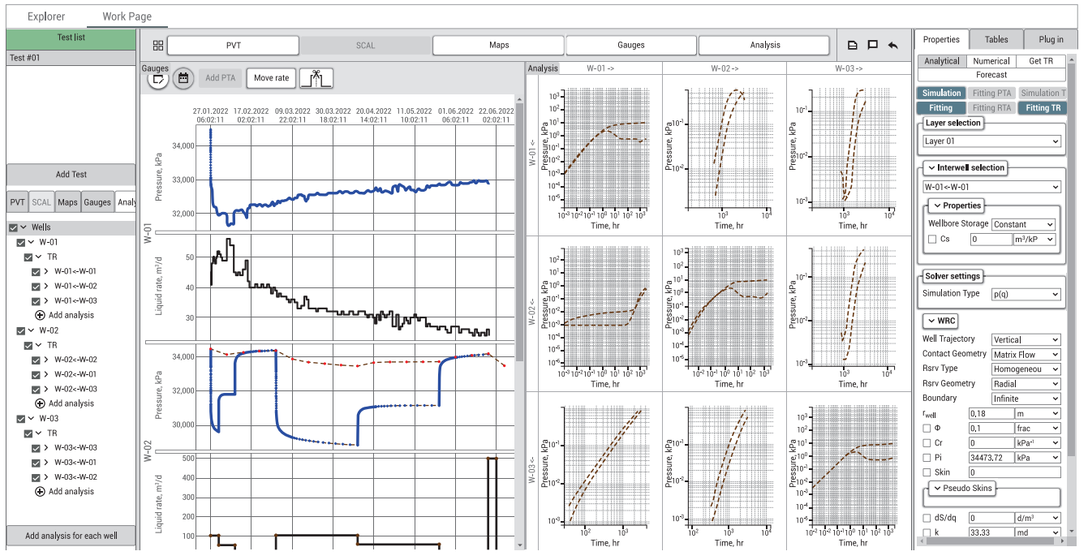


РИС. 3. Основные направления развития интеграционного решения

Исследование пластов и скважин

1.1. Изучение параметров пласта и скважины
1.2. Интеграция с симуляторами
1.3. Планировщик задач

Моделирование пластов

2.1. Подбор оптимальных режимов работы скважин
2.2. Оптимизация после остановки скважины

Взаимовлияние скважин

3.1. Изучение взаимовлияния скважин
3.2. Расчет свойств межскважинного пространства

ТАБЛИЦА 1. Данные, используемые в PolyGon

Данные	Исследование пластов и скважин	Моделирование пластов	Взаимовлияние скважин
Свойства нефти, воды, газа	+	+	+
Параметры скважины	+	+	+
Свойства пласта	+	+	+
Данные работы скважины	+	+	+
Гидродинамические исследования скважин	+	+	+
Свойства многофазного потока		+	

Для работы PolyGon требуются данные, представленные в таблице 1.

Возможности интеграционного решения IBS-PolyGon

Компания IBS совместно с «Поликод» реализовала полностью импортозамещенное интеграционное решение на основе PolyGon, где это программное обеспечение используется в виде отдельного сервиса, а платформа данных от IBS выступает в роли инструмента для интеграции.

Специалисты IBS реализуют трансформацию входящих/исходящих данных и интеллектуальные сервисы, связанные с PolyGon, с учетом требований и особенностей каждого заказчика. Такая интеграция позволяет оперативно автоматизировать существующие бизнес-процессы, эффективно взаимодействовать с другим программным обеспечением и своевременно подбирать оптимальные параметры для добычи нефти.

Интеграционное решение на базе программного комплекса PolyGon обладает следующими преимуществами: осуществляет автоматический сбор данных, оптимизирует работу скважин, актуализирует модели, сохраняет отчеты, автоматически подбирает оптимальные геолого-технические мероприятия и режимы.
В результате весь функционал PolyGon направлен на обеспечение оптимизации добычи углеводородов при сокращении трудозатрат на основе более плотного взаимодействия с различными модулями и программами, для оптимизации добычи углеводородов при минимизации трудозатрат.

В интеграционном решении IBS-PolyGon реализуются следующие сервисы:

- API для интеграции;
- модель данных;
- хранилище исходных данных и результатов расчетов PolyGon.

Созданное решение маркирует данные, что позволяет оперативно управлять и находить обновленную информацию, сортировать, искать и подбирать необходимое в существенно меньшие сроки. Кроме того, оно осуществляет мгновенное взаимодействие между используемыми приложениями и предоставляет информацию в наглядной форме – в виде диаграмм, графиков и др.

РИС. 4. Пример схемы интеграции

РИС. 5. Пример схемы планировщика задач

Эффекты от использования IBS-PolyGon

Специалисты различных направлений, например, технологи, геологи, разработчики, инженеры-гидродинамики смогут объединиться и консолидировать информацию, верифицировать, обмениваться ею через интеграционное решение IBS-PolyGon (рис. 4).

Модуль исследования пластов и скважин позволяет сократить трудозатраты за счет автоматической сборки данных и автоматизированной генерации отчетов. Благодаря более точной интерпретации результатов гидродинамических исследований снизятся риски ошибки при прогнозировании работы скважин.

Интеграция IBS-PolyGon с симуляторами даст возможность получить более точные модели с учетом продуктивности скважин, общего скин-фактора и скин-фактора кольматации, параметров горизонтального ствола и трещин ГРП (при наличии), а планировщик задач автоматически оповестит об обновлении данных и поможет собрать информацию для последующей работы (рис. 5).

За счет модуля моделирования пластов можно подобрать оптимальные решения по режимам работающих скважин, что в результате увеличит добычу нефти, снизит обводненность, сократит трудозатраты на анализ данных, а также позволит уточнить свойства пластов и скважин окружения при остановках.

Модуль взаимовлияния скважин позволяет подбирать оптимальные геолого-технические мероприятия за существенно более короткие сроки, чем традиционный подход. Расчет свойств межскважинного пространства позволяет подобрать наилучшие режимы работы нагнетательных скважин, что может существенно сократить обводненность добывающих скважин.

Интеграционное решение IBS-PolyGon подходит для научно-технических центров, консалтинга, нефтесервисов и добывающих компаний, поскольку исследования и изучения свойств пластов и скважин проводятся на всех нефтяных и газовых месторождениях. Внедрение интеграционного решения обеспечивает быстрый старт проектов, позволяет настроить оповещения о новых данных и унифицирует формат отчетов. Оно многократно сокращает ручные операции, уменьшает вероятность и количество ошибок, помогает найти эффективные решения для оптимизации работы скважин. ●

KEYWORDS: *hydrodynamic study of wells, enhanced oil recovery, production dynamics, data interpretation, mathematical modeling.*

IBS
www.ibs.ru
Россия, 127018, Москва, ул. Складочная, д. 3, стр. 1
Телефон: +7 (495) 967-80-80

КАК ОБЕСПЕЧИТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

при переходе на отечественные ИТ-решения в нефтегазовом секторе

УДК 004

ПЕРЕХОД НА ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТКИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИДЕТ НЕ ПЕРВЫЙ ГОД. ПОНАЧАЛУ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕМ ЗАНИМАЛИСЬ КОМПАНИИ С ГОСУДАРСТВЕННЫМ УЧАСТИЕМ. ТЕПЕРЬ ПОЧТИ ВСЕ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА ВНЕ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДОЛИ ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ИНОСТРАННОГО УЧАСТИЯ ВЫНУЖДЕНЫ ПРИНИМАТЬ МЕРЫ ПО ПЕРЕХОДУ ОБЪЕКТОВ КИИ НА РОССИЙСКОЕ ПО И ОБОРУДОВАНИЕ. О ТОМ, КАК СДЕЛАТЬ ПЕРЕХОД НА ЛОКАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЛАВНЫМ, КАКИЕ РИСКИ ВОЗНИКАЮТ НА ПУТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЗАМЕЩЕНИЯ, И КАК ЭТИ РИСКИ МИНИМИЗИРОВАТЬ, МЫ ПОГОВОРИЛИ С ПРЕДСТАВИТЕЛЯМИ ИТ-КОМПАНИИ КРОК – ДИРЕКТОРОМ ПО РАЗВИТИЮ БИЗНЕСА В НЕФТЕГАЗОВОЙ И ХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ ИГОРЕМ ЗЕЛЬДЕЦОМ И ДИРЕКТОРОМ ПО РЕШЕНИЯМ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ НАТАЛИЕЙ СОФРОНОВОЙ

IT IS NOT THE FIRST YEAR THAT THE TRANSITION TO DOMESTIC DEVELOPMENTS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY HAS BEEN UNDERWAY. COMPANIES WITH STATE PARTICIPATION WERE THE FIRST TO ENGAGE IN IMPORT SUBSTITUTION. NOW ALMOST ALL ENTERPRISES OF THE OIL AND GAS SECTOR, REGARDLESS OF THE SHARE OF STATE OR FOREIGN PARTICIPATION, ARE FORCED TO TAKE MEASURES TO SWITCH CRITICAL INFRASTRUCTURE SUBJECTS TO RUSSIAN SOFTWARE AND EQUIPMENT. WE DISCUSSED WITH REPRESENTATIVES OF THE IT COMPANY CROC IGOR ZELDETS, BUSINESS DEVELOPMENT DIRECTOR FOR THE OIL AND GAS AND CHEMICAL INDUSTRY, AND NATALIA SOFRONOVA, DIRECTOR FOR IMPORT SUBSTITUTION SOLUTIONS HOW TO MAKE THE TRANSITION TO LOCAL TECHNOLOGIES SMOOTH, WHAT RISKS ACCOMPANY TECHNOLOGICAL SUBSTITUTION, AND HOW TO MINIMIZE THESE RISKS

Ключевые слова: *импортозамещение, ИТ, компании нефтегазовой отрасли, российские разработки, программное обеспечение.*

Игорь Зельдец
директор по развитию бизнеса в нефтегазовой и химической отрасли, ИТ-компания КРОК

– Игорь, расскажите, как идет процесс замещения ИТ на предприятиях отрасли?

– Процесс импортозамещения ИТ в нефтегазовой отрасли шел всегда, но достаточно сдержанными темпами. Компании приобретали отечественные решения, при условии, что они соответствовали требованиям заказчика и стоили разумных денег, однако применение западного ПО и оборудования в отрасли все же было превалирующим. Сегодня крупнейшие нефтегазовые компании, оценив санкционные риски, активно приступили к реализации проектов в области импортозамещения ИТ.

– Теперь у компаний, фактически, не осталось выбора – нужно искать отечественные альтернативы. Как быстро это можно осуществить?

– В текущей ситуации процесс импортозамещения не будет молниеносным, компании не планируют безотлагательно заменять существующие системы и приложения, которые функционируют в штатном режиме, и будут продолжать поддерживать работоспособность ранее выстроенной инфраструктуры, так как на ее создание был потрачен значительный объем ресурсов. И это разумный подход.

Тем не менее, постепенно нужно подбирать альтернативные решения, чтобы быть готовыми к отключению иностранного ПО, а также к 2025 году обеспечить соблюдение президентского указа № 166 от 30 марта 2022 года, которым вводится запрет на государственные закупки иностранного ПО для критической инфраструктуры.

– Игорь, достаточно ли, на Ваш взгляд, российских решений, чтобы закрыть потребности отрасли?

– Среди российских решений действительно есть надежные и конкурентные зарубежным решения по части системного, офисного ПО, информационной безопасности, облачных решений, виртуализации.

Есть решения, которые заменить труднее. С АСУ ТП могут возникнуть проблемы, т.к. это технически сложные системы. Зрелых решений, полностью заменяющих функционал западных разработок, пока нет. ERP-системы заменить можно, есть решения и платформы, например 1С, но это будет непростой и длительный процесс.

Еще один класс систем, который недостаточно охвачен российскими разработчиками – это инженерное ПО, например, системы CAD, CAE, CAM, PLM, САПР, SCADA.

– Если мы говорим о ПО для некритических систем, то существуют обычные риски, как и при замене используемого решения на новое. Например, несовместимость альтернативного ПО и оборудования с тем, что применялось ранее.

Если мы говорим о замещении решений, связанных с критичными для бизнеса данными, то риски значительно возрастают. В первую очередь речь идет о вероятной потере данных – финансовых, производственных. Также существуют риски ухудшения производительности (скорости обработки данных), уменьшения функционала и др.

> Среди российских решений есть надежные и конкурентные решения по части системного, офисного ПО, информационной безопасности, облачных решений, виртуализации. АСУ ТП, ERP, инженерное ПО заменить на российское будет сложнее

– Есть ли возможность избежать подобных сложностей?

– По нашему опыту, для того, чтобы быстро подобрать решения, которые будут исправно работать друг с другом, нужно предпринять следующие шаги.

В первую очередь компаниям надо провести аудит существующего ПО и оборудования, составить реестр лицензионного ПО и уточнить сроки действия лицензий всех производителей – и зарубежных, и отечественных. Затем нужно убедиться в совместимости прикладного ПО и инфраструктуры, сформировать список приоритетных решений под импортозамещение. Возможно, останутся области, где импортозамещение нереализуемо, и к этому тоже нужно быть готовыми.

Следующим шагом важно взвесить все риски: какие сложности могут появиться в результате замещения и есть ли возможность их решить, и какие проблемы будут в случае, если продолжить работать на ПО и оборудовании, которые находятся под угрозой отключения или отсутствия обновлений. Далее нужно проанализировать рынок альтернативных решений с учетом сопровождающих факторов, например, наличия сервисной поддержки продукта или оборудования, в том числе в регионах, бюджета на внедрение и переход.

После этих действий можно переходить к выбору оптимальных решений с учетом специфики производства.

> Со стороны нефтегазовой отрасли отмечается растущий спрос на перенос инфраструктуры в частные облака и аренду вычислительных ресурсов у сервис-провайдеров

– Какими рисками может сопровождаться импортозамещение на нефтегазовых предприятиях?

То же самое со специализированным софтом, например, для интерпретации данных сейсморазведки и геофизических исследований скважин, проведения 3D геологического моделирования, системы управления технологическими процессами и диспетчеризации, и другие.

Наталия Софронова
директор по решениям импортозамещения, ИТ-компания КРОК

– Наталия, Вы курируете Центр компетенций комплексного импортозамещения. Расскажите, какие кейсы и запросы с точки зрения интеграции проектов импортозамещения в промышленном секторе, в нефтегазовой отрасли к вам попадают?

– Наиболее востребованные решения, за которыми обращаются в Центр компетенций импортозамещения КРОК – это системы класса MES, АСУ ТП, промышленного IoT, цифровые промышленные платформы на основе Big Data. В крупных нефтегазовых компаниях мы внедряем российские системы корпоративного хранилища данных ArenaData DB, аналитические платформы Форсайт и собственные разработки, предназначенные для систем загрузки промышленных источников данных, таких, например, как АСУ ТП. В ходе реализации проектов на производственных объектах данные корпоративные системы позволили нам построить масштабируемые

хранилища данных, способные обрабатывать большие объемы информации. А интеграция аналитических платформ – решать множество промышленных задач моделирования и прогнозирования с помощью пакетов интеллектуального анализа. Например, собирать и консолидировать различную технологическую информацию, в том числе данные с датчиков, а также вырабатывать рекомендации по увеличению добычи сырья и визуализировать полученную информацию в виде дашбордов.

– Наталия, может ли внутреннее ИТ-подразделение компании самостоятельно провести аудит и спланировать этапы перехода?

– Процесс перехода на импортозамещающие решения весьма трудозатратный, и не у каждой внутренней ИТ-службы достаточно ресурсов и компетенций технических специалистов для масштабной работы, охватывающей не какие-то отдельные функции, а целые бизнес-процессы. Поэтому в некоторых случаях будет эффективнее привлечь к проекту партнера, который уже имеет опыт в данном направлении. Например, КРОК реализовал уже более 400 проектов по импортозамещению и предоставляет весь цикл перехода на альтернативные решения «под ключ»: от разработки дорожной карты до технической поддержки после завершения проекта. В компании создан Центр компетенций комплексного импортозамещения, где можно получить пакет необходимых заказчику услуг по принципу «единого окна».

Кроме того, под актуальные задачи рынка сформирован ситуационный портфель, который в режиме реального времени дополняется пулом самых актуальных в текущих условиях решений.

Наиболее востребованные решения, за которыми обращаются в Центр компетенций импортозамещения КРОК – это системы класса MES, АСУ ТП, промышленного IoT, цифровые промышленные платформы на основе Big Data

– Игорь, какие запросы идут с рынка, который столкнулся с уходом западных вендоров?

– Заказчики из нефтегазовой отрасли заботятся сегодня в первую очередь о том, чтобы ИТ-инфраструктура работала бесперебойно, поэтому остро встает вопрос **сервисной поддержки**. Уход с российского рынка некоторых иностранных вендоров автоматически вызвал приостановку в оказании услуг техподдержки ПО и оборудования.

Второй момент – это обеспечение **информационной безопасности**. Для производственных предприятий эта тема сейчас максимально актуальна. Более 90% кибератак в 2021 г. пришлось на объекты критической инфраструктуры РФ. К слову, нефтегазовый сектор уже давно работает в области обеспечения защиты объектов КИИ. Тем не менее, мы наблюдаем рост запросов на пентесты для выявления уязвимостей инфраструктуры.

Несмотря на консерватизм, мы отмечаем растущий спрос со стороны нефтегазовой отрасли на перенос инфраструктуры в **частные облака и аренду вычислительных ресурсов** у сервис-провайдеров. Актуальность облачных услуг для промышленных предприятий во многом объясняется тем, что в случае перегрузки системы нередко возникают простои, которые приводят к значительным финансовым потерям. Грамотное использование облачных технологий дает возможность устранить потенциальные риски для бизнес-процессов, оставив их в контуре заказчика, и оптимизировать непрофильные активы.

Впереди у нефтегазовой отрасли – непростой путь поиска и разработки оптимальных альтернативных решений, так как для создания не просто аналогов, но и реальных конкурентных продуктов, которые бы удовлетворяли потребности рынка, потребуется большое количество времени и ресурсов.

В любом случае, я бы рекомендовал изучить доступные на рынке альтернативы, выбрать подрядчика, продумать план замещения. Таким образом, переход на отечественные решения будет проходить плавно, но уверенно, позволяя компаниям управлять непрерывностью и устойчивостью бизнеса и ИТ. Если даже каких-то решений пока еще нет или их функционала недостаточно, я уверен, что в ближайшие годы будут созданы достойные продукты российскими компаниями. ●

KEYWORDS: *import substitution, IT, oil and gas companies, Russian developments, software.*

ОТДЫХ, ПРОДУМАННЫЙ ДО МЕЛОЧЕЙ

Ценные секреты русских традиций, восполнение сил и бодрости духа, отдых для души и тела – все это вам подарит один из лучших банных комплексов в России.

Бани ARTILAND построены из экологически чистой древесины – архангельской сосны. Архитектурный ансамбль комплекса выполнен не только с учетом всех правил банного строительства, но и оригинальных дизайнерских решений.

В нашем клубе представлены три банных коттеджа с возможностью проживания и три отдельные бани. Все строения тщательно продуманы, отличаются оригинальным дизайном и неповторимой атмосферой. Печи в банях топятся исключительно качественными дровами, благодаря чему используется только полезный пар.

Бани удобно и комфортно зонированы, имеют отдельный вход, внутренний двор с чаном на дровах, купелями и зоной отдыха на свежем воздухе.

В гостиной комнате для отдыха можно перевести дух между процедурами и парениями, а также насладиться чашкой травяного чая с домашним вареньем.

Загородный клуб ARTILAND

+7 495 276 21 21
info@arti-land.ru
www.arti-land.ru

РЕКЛАМА

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ВЫСОКОРАСХОДНОГО МГРП

по технологии Plug & Perf на карбонатных коллекторах нетрадиционного типа

УДК 622.234.573

ОГРАНИЧЕННАЯ РЕСУРСНАЯ БАЗА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ И НЕОБХОДИМОСТЬ ВОСПОЛНЕНИЯ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ОПРЕДЕЛИЛИ НЕОБХОДИМОСТЬ ИЗУЧЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ. ПРИМЕР МИРОВОГО РАЗВИТИЯ ИЗУЧЕНИЯ, ОСВОЕНИЯ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ СЛАНЦЕВЫХ И НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТОЛЩ, ТАК НАЗЫВАЕМЫХ «SHALE OIL/GAS» И «TIGHT OIL/GAS», ПОСЛУЖИЛО СТИМУЛОМ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИЗУЧЕНИЯ И ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ТАКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

THE LIMITED RESOURCE BASE OF THE REPUBLIC OF BELARUS AND THE NEED TO REPLENISH OIL PRODUCTION LEVELS DETERMINED THE NEED TO STUDY AND ASSESS THE PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER AND UNCONVENTIONAL RESERVES. AN EXAMPLE OF THE WORLD DEVELOPMENT OF THE STUDY, EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL AND GAS FROM SHALE AND LOW-PERMEABILITY MASS, THE SO-CALLED "SHALE OIL/GAS" AND "TIGHT OIL/GAS", SERVED AS AN INCENTIVE FOR THE INTRODUCTION OF MODERN INNOVATIVE METHODS AND TECHNOLOGIES FOR STUDYING AND INVOLVING SUCH DEPOSITS IN THE DEVELOPMENT

Ключевые слова: *многостадийный гидроразрыв пласта, добыча, сланцевые толщи, карбонатные коллекторы, эксплуатация скважин.*

Мироненко Кирилл Викторович

Кудряшов Алексей Александрович

Ткачев Дмитрий Викторович

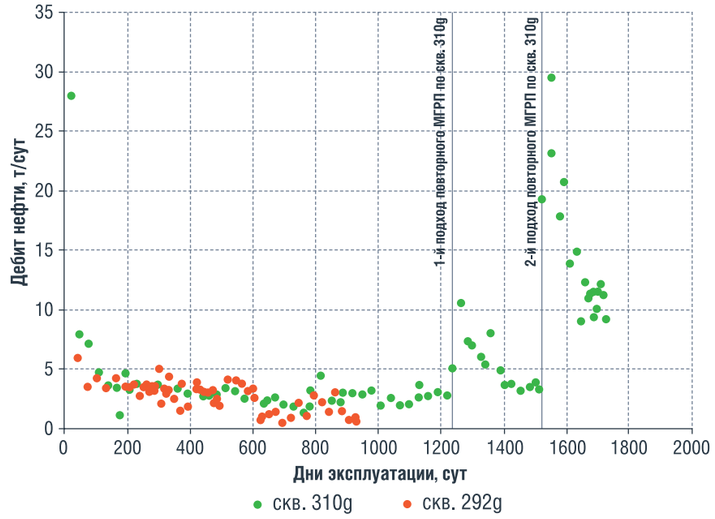
Казак Максим Васильевич

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», Белорусский научно-исследовательский и проектный институт Нефти

В последние годы выполнен ряд геологических работ по поиску и изучению пород осадочного чехла белорусской части Припятского прогиба, результатами данных работ стало открытие перспективных отложений I–III пачек Речицкого месторождения. В период 2013–2020 гг. выполнен широкий комплекс научного изучения и доизучения данных коллекторов, а именно литолого-петрофизические, пиролитические и геомеханические исследования карбонатных отложений I-III пачек. Данные отложения со средней вертикальной глубиной залегания -1880...-2050 метров, вскрыты в пределах месторождения более чем 160 скважинами, изначально считались неперспективными. Коллектора по материалам геофизических исследований первоначально не выделялись. В то же самое время в процессе бурения по ряду скважин наблюдались нефтепроявления в виде переливов нефти. Признаки нефтеносности в виде нефтяного запаха, выпотов и выделений нефтяных пятен и капель отмечались в отобранном керне. При испытаниях в открытом стволе и опробовании в эксплуатационной колонне непосредственно отложений I–III пачек притоков не получали, либо получали притоки бурового раствора с пленкой нефти или нефти с незначительными дебитами.

На основании широко спектра исследований, сделан ряд выводов о генезисе данных отложений, минералогическом составе, а так же о фильтрационно-емкостных свойствах. Так, удалось установить, что средние значения открытой пористости отложений I–III пачки составляют 10,7% (0,4–25,5%), при этом, эффективной – 3,11% (0–15,6%). Тип коллектора нефтеперспективных доломитовых прослоев – поровый.

РИС. 1. Результаты эксплуатации скважин 310g и 292g Речицкого месторождения (дебит нефти)



Средние значения проницаемости составляют менее 1 мД. Подобные ФЕС пород-коллекторов, позволяет отнести данные отложения к разряду нетрадиционных («tight oil»).

В период 2014–2015 гг. начаты работы по пробному вовлечению нетрадиционных коллекторов в активную разработку. С целью оценки перспектив освоения и добычи углеводородов нетрадиционных коллекторов I-III пачки Речицкого месторождения пробурены 2-е разведочные скважины (№№ 310 и 292), законченные горизонтальными стволами протяженностью около 500 метров и обсаженными многопортовыми компоновками с заколонными пакерами, без возможности открытия-закрытия. Активация порта и временное отсечение нижележащего порта производилось шаром (ball-drop компоновка).

При проведении МГРП выполнено от 4 до 5 стадий, масса закачиваемого проппанта составляла от 85 т до 165 т на скважину, в качестве жидкости разрыва использовался сшитый биополимерный гель, при этом, на второй скважине, с целью снижения полимерной нагрузки на ультранизкопроницемый коллектор, снижались концентрации используемого биополимера. После цикла освоения скважины вступили в добычу со средними дебитами 35,4 и 7,8 т/сут. Примечательно, что скважина (№ 292), где закачана большая масса проппанта, вступила в добычу с меньшим дебитом продукции. Причинами получения более скромных дебитов продукции по скважине № 292 могли послужить ряд геолого-технических условий данного объекта и расположение ствола скважины в менее перспективной зоне залежи.

Таким образом, первые фактические результаты освоения и эксплуатации скважин, вскрывших нетрадиционные отложений I-III пачки, показали перспективность дальнейшего освоения данных отложений. В то же самое время, неудовлетворительная динамика показателей эксплуатации скважин требовала дальнейшего изучения данных отложений с точки зрения поиска наиболее перспективных зон («sweet spots»), характеризующихся лучшими свойствами. Анализ применявшейся на данных скважинах технологии «ball-drop» также требовал пересмотра подхода по освоению нетрадиционого коллектора в сторону увеличения площади растрескивания и стимулированного объема коллектора.

На основании выполненных работ нашей компанией принято решение выполнить дальнейшее геологическое изучение отложений петриковского горизонта, а так же поиск и разработку более совершенных и гибких технологий освоения нетрадиционных коллекторов. Наиболее перспективным направлением стала технология «Plug&Perf», позволяющая увеличивать количество стадий ГРП, при этом, имеющая высокий потенциал для использования различных подходов к дизайну ГРП (количество обрабатываемых зон, реология жидкости разрыва и т.д.).

После выполнения ряда подготовительных мероприятий, в т.ч. включавших закупку и дооснащение необходимым геофизическим оборудованием для реализации технологии быстрого отсечения и перфорации, поиска и закупки технологий бурения, позволяющих проводить длинные горизонтальные стволы с высоким уровнем управляемости, разработки технологий качественного крепления горизонтальных стволов, с целью создания благоприятных условий для качественного освоения скважины с возможностью проведения ГРП по обсадной колонне без использования подвески НКТ, посещения североамериканских компаний и получением необходимых данных по проведению технологии Plug&Perf, в 2019 г. начаты пилотные работы по внедрению данной технологии в Республике Беларусь.

Опытным объектом стала скважина № 411, где выполнено 11 стадий ГРП и создано до 30 каналов фильтрации. При проведении ГРП количество одновременно-создаваемых трещин варьировало от 1 до 3-х, при максимальном расходе нагнетания до 7 м³/мин. По ряду геолого-технических причин и сопутствующих проведению МГРП осложнений, освоение скважины продолжалось практически в течение 1 года. Однако, несмотря на длительное время освоения скважины, входной дебит составил 35 т/сут по нефти.

Полученный результат по скважине № 411 позволил планировать проведение работ по МГРП с использованием технологии Plug&Perf и в дальнейшем. После детального анализа возможных причин, приведших к низкой технологической эффективности работ на скважине 411 (получение давлений СТОП), доукомплектации

ТАБЛИЦА 1. Геолого-промысловые параметры освоения и эксплуатации по скважинам 411g, 41602g, 418g и 424 Речицкого месторождения

Параметры	Скв. 411g	Скв. 41602g	Скв. 418g	Скв. 424g
Геолого-геофизические параметры				
Вскрытые отложения	I пачка	I пачка	I пачка	I–II пачка
Протяженность горизонтального ствола, м	1197	1187	1210	932
Азимут горизонтального ствола, градусов °	28	34	44	40
Эффективная мощность отложений по стволу, м	705,1	1045,1	1159,5	719,6
Открытая пористость, д.ед.	0,086	0,095	0,105	0,947
Глинистость, д.ед.	0,147	0,099	0,105	0,063
Параметры МГРП				
Количество стадий ГРП, шт	11	12	14	12
Общее количество кластеров, шт.	30	40	45	38
Количество кластеров на стадию, шт	1–3	2–5	2–5	2–5
Тип жидкости разрыва	Линейный + сшитый гель	Линейный + сшитый гель, ПАА	Линейный + сшитый гель, ПАА	ПАА
Концентрация биополимера, кг/м^3	2,4	2,2	2,2	
Расход нагнетания, м^3/мин	7	6–15	6–15	6–15
Максимальная концентрация проппанта, кг/м^3	400	400	450	450
Закачиваемая фракция проппанта/песка	30/50, 20/40	40/70, 30/50, 20/40	40/70, 30/50, 20/40	40/70, 30/50, 20/40
Суммарный объем закачанного проппанта, т	866	1864	2525	2259
Суммарный объем жидкости разрыва, м^3	13 004	15 769	20 165	21 210
Объем проппанта на 1 м эффективного горизонтального ствола, т/м	0,86	1,78	2,23	3,14
Параметры эксплуатации				
Начальный дебит нефти, т/сут (за первый месяц)	35,0	49,8	140,2	17,3
Накопленная добыча нефти, т (за первые 100 суток)	3 752	6 705	10 600	

флота ГРП с целью увеличения расхода нагнетания до 15 м^3/мин и возможностью одновременной обработки до 5 кластеров, дополнительной закупки перфосистем с повышенной пробивной способностью, в 2021 году выполнены 3 объекта по технологии Plug&Perf МГРП (скважины 41602, 418 и 424). Сводные данные по выполненным работам приведены в таблице 1.

Параллельно с технической доукомплектацией с целью увеличения зоны растрескивания, снижения полимерной нагрузки на пласт и повышения остаточной проводимости системы трещин, собственными силами начата разработка более «чистой» жидкости разрыва с использованием сополимеров акриламидов (ПАА). К моменту освоения 1-й скважины в 2021 г. (скважины № 41602) начато точечное внедрение данных жидкостей, приготовленных на основании жидких форм ПАА. Далее, на 2-й скважине (418g), внедрялись «сухие» формы ПАА. На данных объектах жидкости разрыва с ПАА использовались совместно с биополимерными жидкостями, стадии с ПАА чередовались со стадиями на гуаровом гелеобразователе. С целью анализа эффективности используемых жидкостей, в конце 2021 г. при освоении скважины 424 мы полностью перешли на использование синтетических систем при проведении МГРП на ультранизкопроницаемые коллектора.

В течение 2021 г. от скважины к скважине, наращивалась агрессивность дизайнов (увеличивались массы и концентрации закачиваемых проппантов, увеличение расхода нагнетания), опробовались различные дизайны ГРП, постепенно снижались концентрации гелеобразователя в жидкости ГРП, опробовались различные перфорационные системы для качественного вторичного вскрытия интервалов. Дополнительно, учитывая невысокие напряжения в пласте-коллекторе, в качестве расклинивающего материала, опробовалось использование фрак-песка, вместо керамического проппанта. Принимаемые технико-технологические решения при проведении работ позволили достичь 100 % уровня технологической успешности (работы выполнялись без преждевременных остановок закачки).

При постепенном изменении подходов к проведению ГРП от скважины к скважине, получены положительные результаты и по входному дебиту. К сожалению, на скважине 424, которая полностью

проводилась с использованием синтетической жидкости разрыва, и где закачивались максимальные массы проппанта, получен прорыв тела трещин в нижележащие традиционные обводненные коллектора, с получением высокообводненной продукции, что не позволяет выполнить оценку эффективности принятых решений. Корреляционная зависимость дебита нефти и жидкости от массы закачиваемого проппанта на метр эффективной мощности представлен на рисунке 2.

С целью определения влияния технологических параметров дизайна ГРП на эффективнось в 2022 г. планируется проведения комплекса промыслово-гидроданимических исследований на скважинах 424, 418 и 41602. После анализа плученной инфрмации будут приняты соответствующие решения по возможным корректировкам стратегии проведения работ с целью увеличения эффективности.

Таким образом, в период с 2019–2022 гг. технология Plug&Perf МГРП внедрена на 4 объектах. При этом, достигнуты рекордные для Республики Беларусь параметры при проведении ГРП: расход нагнетания до 15 м^3/мин, за одну стадию ГРП закачано максимальное количество жидкости (2344 м^3) и проппанта (300 т), показатель технологической эффективности составил 100 %. Дополнительно разработаны жидкости разрыва с использованием сополимеров акриламидов и жидкости разрыва с использованием пресных холодных источников, что позволило не только ускорить процесс проведения работ, но и повысить экономическую эффективность. Опробовано использование фрак-песков для закрепления трещин ГРП. Разработка и внедрение технологических решений при проведении ГРП, непосредственное проведение операций по ГРП, работы по отсечению и ПВР, выполнялись без привлечения сторонних организаций, в процесс бурения и освоения скважины вовлечены собственные мощности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

Выполненные работы показывают, что технология Plug&Perf МГРП, доказывая свою состоятельность, продолжает активно развиваться,

РИС. 2. Изменение начального дебита в зависимости от удельного объема закачки проппанта; а) дебит нефти; б) дебита жидкости

при этом опробованные технологические и технолого-химические решения позволяют демонстрировать высокую гибкость и адаптивность под конкретные задачи и условия. Получаемые дебиты по скважинам позволяют позитивно взглянуть на разработку нетрадиционных коллекторов в будущем.

В 2022 г. планируется освоение 7 объектов, вскрывающих нетрадиционные коллектора I–III п. На основании выполненных работ в 2021 г. на следующих объектах с Plug&Perf МГРП планируется опробование новых решений:

- увеличение массы закачиваемого проппанта и жидкости на кластер;
- увеличение количества одновременно-обрабатываемых кластеров;
- оптимизация жидкости разрыва на основе ПАА, как с точки зрения снижения загрузок используемого ПАА, так и с точки зрения использования более эффективных ингибиторов глин и деструкторов, опробование данных жидкостей на традиционных коллекторах Республики Беларусь;
- увеличение расхода нагнетания до 18–20 м^3/мин;
- опробование фрак-песка в качестве расклинивающего агента в полном объеме;
- поиск и использование фрак-песков с карьеров Республики Беларусь.

После проведения и анализа вышеописанных работ будут намечены следующие шаги направленные на оптимизацию и усовершенствование технологии освоения нетрадиционных коллекторов белоруской части Припятского прогиба. ●

KEYWORDS: *multistage hydraulic fracturing, mining, shale strata, carbonate reservoirs, well operation.*

РАЗВИТИЕ, КАК ОТВЕТ НОВЫМ РЕАЛИЯМ

Российские нефтесервисные компании трансформируют сложности в возможности

УДК 622.276

НОВАЯ РЕАЛЬНОСТЬ СОЗДАЛА НЕПРОСТЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ. КАК ВСЕ НОВОЕ, ЭТО, С ОДНОЙ СТОРОНЫ, ПОРОЖДАЕТ ОПРЕДЕЛЕННЫЕ СЛОЖНОСТИ, С ДРУГОЙ, – ДАЕТ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ. КАК ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПАНИИ СМОТРЯТ В БУДУЩЕЕ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, КАКИЕ ШАГИ ПРЕДПРИНИМАЮТ И НА ЧТО ДЕЛАЮТ КЛЮЧЕВУЮ СТАВКУ В РАЗВИТИИ?

THE NEW REALITY HAS LED TO COMPLICATED CONDITIONS FOR DEVELOPMENT. LIKE EVERYTHING NEW, IT ENGENDERS CERTAIN PROBLEMS ON THE ONE HAND AND GIVES NEW OPPORTUNITIES ON THE OTHER HAND. HOW DO TECHNOLOGY COMPANIES LOOK TO THE FUTURE IN CONDITIONS OF UNCERTAINTY, WHAT STEPS DO THEY TAKE AND WHAT DO THEY MAKE A KEY BET ON IN TERMS OF DEVELOPMENT?

Ключевые слова: *нефтесервис, геолого-промысловый анализ, маркерная технология, гидроразрыв пласта, численное моделирование.*

Евгений Малявко
технический директор ООО «ГеоСплит»

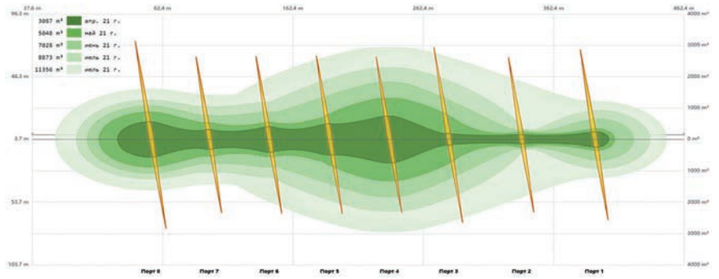
Евгений Малявко – эксперт в области разработки месторождений и повышения нефтеотдачи пластов. Имеет успешный опыт внедрения и коммерциализации инновационных технологий в российских и международных нефтегазовых проектах. Автор более 40 публикаций и патентов. Окончил бакалавриат и магистратуру факультета Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина по специализации «Эксплуатация скважин в осложненных условиях»

– Евгений, компания ГеоСплит является примером истории успеха нефтегазовой отрасли, когда инновационный стартап за несколько лет стал технологическим лидером в области маркерной диагностики горизонтальных скважин. Как на компании отражается новая макроэкономическая ситуация, какие риски или, наоборот, возможности Вы видите?

– Российский нефтесервис, как и вся страна, сейчас живет в новых реалиях, которые значительно снижают горизонт стратегического планирования и оперативного управления бизнесом. Однако любой кризис – экономический, общественно-политический, личностный – рано или поздно заканчивается, а наше поведение в этот период трансформируется в опыт. Любая кризисная ситуация во внешней среде несет в себе и риски, и возможности. Стратегическое мышление, которым мы обладаем, позволяет нам распознавать эти новые возможности. Если говорить о нашей отрасли, то, безусловно, для российских технологических компаний открываются возможности, с помощью которых можно упрочить позиции или увеличить занимаемую нишу на региональном рынке.

Государство не всегда готово, а если готово – не всегда оперативно может помогать малым технологическим компаниям и стартапам выживать в период турбулентности. Эту функцию отчасти способны взять на себя крупные государственные и частные корпорации, которые нуждаются в импортозамещающих технологиях. Необходимо давать шанс российским компаниям и стартапам развиваться, иногда принимая их временное несовершенство. Развитие – это главное. Если ваши партнеры развиваются – то будет развиваться и ваш бизнес, и вся отрасль. Так устроен сегмент B2B.

Что касается ГеоСплит, мы перегруппировали нашу операционную деятельность.



Оценка выработки коллектора горизонтальной скважины с 8-стадийным ГРП на основе динамического маркерного мониторинга по технологии GEOSPLIT

> Любой кризис – экономический, общественно-политический, личностный – рано или поздно заканчивается, а наше поведение в этот период трансформируется в опыт

Например, международное направление нашего бизнеса на Ближнем Востоке и Юго-Восточной Азии вышло на самоокупаемость и перешло в местные дочерние компании. В России мы оптимизировали операционные расходы на офис, чтобы сконцентрировать ресурсы на технологическом развитии наших продуктов. С начала года мы уже вывели на рынок два новых продуктовых решения для оптимизации ГРП и снижения обводненности скважин. У нас успешно состоялся первый коммерческий пилот по применению нашего собственного программного обеспечения GeoExpert для оптимизации системы разработки на одном из месторождений Западной Сибири. Таким образом, мы не меняем стратегических приоритетов – мы продолжаем развиваться.

Отдельно отмечу, что одним из наших конкурентных преимуществ в новых реалиях является факт, что все производственные и логистические цепочки в выполнении российских проектов исследования скважин полностью локализованы на местном рынке. Наши продукты и решения являются как импортонезависимыми, так и импортозамещающими.

– На Ваш взгляд, какие составляющие успеха важны для стартапа в период турбулентности?

– Для стартапа важны три ключевых фактора успеха – команда, понимание своего потребителя и наличие финансовых ресурсов (например, в виде привлеченных инвестиций). Эти составляющие важны не только в период турбулентности, но именно во время шторма они не должны оказаться за бортом.

– Насколько ваша технология обеспечивает ценность для ваших заказчиков? Ощущаете ли Вы консерватизм принятия решений в нефтегазовой отрасли?

Такая концепция приносит свои плоды. Мы все больше ощущаем, что консерватизм и скептицизм уходят. Метод маркерной диагностики горизонтальных и многоствольных скважин становится одним из полноправных индустриальных стандартов промыслово-геофизического контроля за добычей и разработкой месторождений. Каждый исследовательский проект уникален и является частицей фундамента для получения новых знаний и применения новых практик при управлении добычей и разработкой месторождения. Нами накоплен значительный опыт по систематизации факторов, влияющих на формирование и изменение профилей притоков горизонтальных скважин, классифицирования типов профиля притока. Все чаще нам удается управлять профилем притока с помощью комплексного регулирования системы ППД участка месторождения.

> Метод маркерной диагностики горизонтальных и многоствольных скважин становится одним из полноправных индустриальных стандартов промыслово-геофизического контроля за добычей и разработкой месторождений

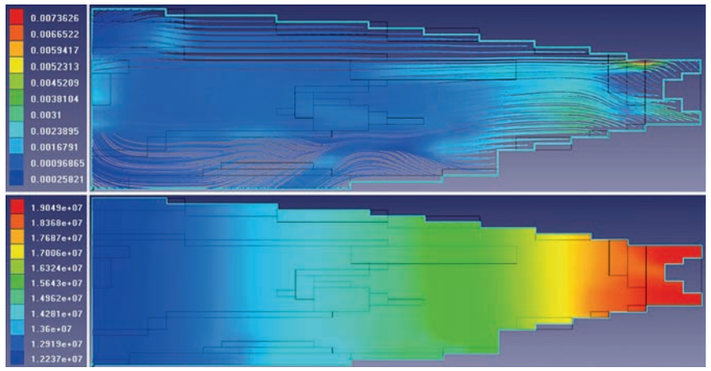
– Вопрос ценности применения технологии динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин всегда был и остается для нас наиболее важным. На этапе становления компании мы приняли решение развивать концепцию не только диагностического получения информации об объекте исследования, но и брать на себя экспертно-аналитическую роль для ее применения при принятии решений.

– Расскажите, пожалуйста, более подробно о примерах успешных практик применения технологии в 2022 году?

– Приведу два интересных кейса расширенного геолого-промыслового анализа данных маркерной диагностики горизонтальных добывающих скважин.

В первом примере была локализована зона пониженных пластовых давлений, что приводило к недостаточной выработке коллектора в пяточной зоне горизонтального ствола и высокой неравномерности профиля притока. Совместно с геологической службой недропользователя было принято решение о переводе одной из соседних скважин данного участка в ППД. Благодаря своевременному созданию дополнительного очага заводнения удалось получить как интегральный прирост добычи нефти по исследуемой горизонтальной скважине, так и добиться выравнивания профиля притока и большей степени вовлечения в работу малодренируемых портов ГРП.

В другом случае после проведения многостадийного ГРП на одной из скважин была получена высокая обводненность пластовой продукции. Скомплексировав данные маркерной диагностики и классического моделирования в симуляторе ГРП, мы подтвердили нецелевой прорыв трещины одного из портов в вышележащий водоносный горизонт. Эта информация помогла оптимизировать дизайны ГРП в будущих проектных скважинах данного участка и также получить существенный прирост добычи нефти.



Цифровая численная модель трещины ГРП, адаптированная с помощью маркированного пропанта GEOSPLIT

– Вы упомянули новые решения, которые разработали в этом году. Расскажите, какие задачи они решают и в чем их новизна?

– Первое решение носит название «Гидрозапирающий пропант». При проведении ГРП в коллекторе создается сеть искусственных трещин, которая позволяет дренировать существенную зону пласта и вовлекать большее количество запасов углеводородного сырья. Нефтяники знают, что обратной стороной ГРП может быть проблема с быстрым обводнением скважины. Решение, которое мы предлагаем, лежит на поверхности. На пропант, применяемый как расклинивающий материал внутри трещин, до его закачки наносится специальное полимерное покрытие, которое модифицирует фазовую проницаемость водной компоненты и создает повышенное сопротивление при фильтрации, а в идеале – полностью блокирует ее поступление в ствол скважины.

> Преимуществом гидрозапирающего пропанта, по сравнению с ПАВ, является долгосрочность сохранения эффекта в течение нескольких лет и возможность охватить эффектом гидрозапирания сразу всю трещину ГРП

Преимуществом гидрозапирающего пропанта, по сравнению с жидкими химическими модификаторами фазовых проницаемостей (они же поверхностно-активные вещества), является долгосрочность сохранения эффекта в течение нескольких лет и возможность охватить эффектом гидрозапирания сразу всю трещину ГРП. Мы подтвердили эффективность данного решения как внутренними испытаниями, так и испытаниями в независимой лаборатории. В этом году мы планируем провести опытно-промышленные работы с нашими заказчиками, чтобы зафиксировать положительный эффект в промысловых условиях.

Мы ожидаем, что данный продукт, относящийся к сегменту ГРП, найдет быстрое и широкое применение со стороны недропользователей и наших сервисных партнеров.

Другой пример касается симбиоза профилирования притока вдоль трещины ГРП с применением пропанта, маркированного квантовыми индикаторами притока нескольких кодов, и цифрового численного моделирования. Суть решения заключается в том, чтобы закачивать маркированный пропант нескольких кодов в одну трещину ГРП первой пачкой (данная пачка расположится в дальней зоне трещины) и последней пачкой (которая расположится в ближней зоне трещины). Проводя маркерную диагностику, можно установить количественное соотношение притока между дальней и ближней зонами, понять, насколько вовлечена в дренирование дальняя зона, насколько оптимально подобран дизайн ГРП. Численное моделирование позволяет построить адекватную цифровую модель трещины и применять прогнозные и оптимизационные алгоритмы. ●

Keywords: *oilfield service, geological and field analysis, marker technology, hydraulic fracturing, numerical modeling.*

GEOSPLIT

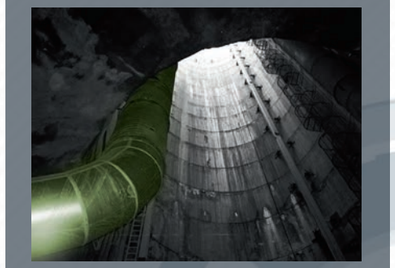
Топливо для Арктики

ИССЛЕДОВАТЕЛИ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА РАЗРАБОТАЛИ МЕТОД ПОЛУЧЕНИЯ ТОПЛИВА, КОТОРОЕ МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ДО -70 °С. Н-парафины, которые содержатся в обычном дизельном топливе, кристаллизуются при низких температурах, в результате горючее перестает фильтроваться топливными насосами и застывает. Арктическое топливо способно выдерживать экстремально низкие температуры, т. к. тяжелые н-парафины в нем преобразованы в изопарафины и легкие н-парафины. Это происходит в процессе переработки топлива с применением цеолитного катализатора. В перспективе он может заменить зарубежные катализаторы на основе платины, которые применялись ранее для получения низкозастывающих видов топлива. Технология не требует применения водородосодержащего газа, что делает ее более простой и экономически выгодной и универсальной в применении.

Импортозамещение от новосибирских ученых

УЧЕНЫЕ ИЗ НОВОСИБИРСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА (НГТУ) НЭТИ РАЗРАБОТАЛИ КОМПЛЕКС ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, который может заменить ключевые зарубежные программы, используемые нефтедобывающими компаниями при разработке месторождений. В частности, разработка способна заменить ПО ECLIPSE (Schlumberger, США) и Tempest (ROXAR, Норвегия), которое применяется для моделирования технологий нефтедобычи и управления разработкой месторождений. Также ученые создали замену подсистем программных комплексов ANSYS и COMSOL, которые использовались для решения задач прочности и моделирования электромагнитных полей. Отечественная разработка получила название CMPPT_Soft.

Проветривание нефтяных шахт станет менее энергозатратным



ПРИ ДОБЫЧЕ ТЕРМОШАХТНЫМ СПОСОБОМ В НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ ЗАКАЧИВАЕТСЯ ПЕРЕГРЕТЫЙ ПАР. Это создает тяжелые условия для работы горняков-нефтяников и требует больших затрат на вентиляцию.

Ученые Пермского Политеха разработали эффективный способ проветривания шахты. Метод предполагает отделение разогретого нефтяного пласта от рабочей зоны при помощи теплоизоляционной перегородки. Испаритель системы кондиционирования охлаждает воздух в рабочей зоне, а из конденсатора нагретый воздух выходит за теплоизоляционную перегородку и далее через скважину на поверхность.

В этом случае образуются два участка: с нагретым и охлажденным потоками воздуха. Это вызывает естественную тягу, снижая нагрузку на главную вентиляторную установку, в результате чего значительно уменьшаются затраты электроэнергии на проветривание нефтяной шахты.

ГИДРАТОВМЕЩАЮЩИЕ ПОРОДЫ И ОСЛОЖНЕНИЯ,

связанные с их вскрытием

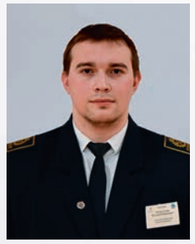
ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

УДК 622.24

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН ПОДРОБНЫЙ АНАЛИЗ ВОПРОСОВ, КАСАЮЩИХСЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА. ПРИВЕДЕНЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ СУЩЕСТВОВАНИЯ, ПОКАЗАНО, ЧТО ОСНОВНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ СОСРЕДОТОЧЕНЫ В ЗОНАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД, КОТОРЫЕ ЗАНИМАЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ ЧАСТЬ ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И НЕКОТОРЫХ СЕВЕРНЫХ СТРАН. ПРЕДСТАВЛЕНА КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРАТОВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД ПО РАЗЛИЧНЫМ ПРИЗНАКАМ. РАССМОТРЕНЫ УСЛОВИЯ СТАБИЛЬНОСТИ ГИДРАТОВ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЕРОЯТНОСТЬ ДИССОЦИАЦИИ И ОБРАЗОВАНИЯ. ПОДРОБНО ОПИСАНЫ КАК СЛОЖНОСТИ ВОЗНИКАЮЩИЕ В ПРОЦЕССЕ ВСКРЫТИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И СВЯЗАННЫЕ С ОБРАЗОВАНИЕМ ТЕХНОГЕННЫХ ГИДРАТОВ, ТАК И ОБРАТНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, КАСАЮЩИЕСЯ РАЗЛОЖЕНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ. ПРИВЕДЕНЫ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ И СФОРМУЛИРОВАНЫ КОСВЕННЫЕ ПРИЗНАКИ ЗАЛЕГАНИЯ ГИДРАТОВ МЕТАНА В ПОРОДАХ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ПРЕДСКАЗАТЬ ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ НАЗВАННЫХ УЧАСТКОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН БЕЗ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОТБОРА КЕРНА. ПОДРОБНО РАССМОТРЕНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗРУШЕНИЕМ ГИДРАТОВ ПРИ БУРЕНИИ, ТАКИЕ КАК ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ, КАВЕРНООБРАЗОВАНИЯ, А ТАКЖЕ ОСЛОЖНЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С УКРЕПЛЕНИЕМ СТЕНОК СКВАЖИНЫ НА ЭТАПЕ СТРОИТЕЛЬСТВА. ИЗЛОЖЕНЫ МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ БУРЕНИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД, КАК СВЯЗАННЫХ С ВОПРОСАМИ ОБРАЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ГИДРАТОВ, ТАК И С ВОПРОСАМИ ИХ НЕКОНТРОЛИРУЕМОЙ ДИССОЦИАЦИИ

THE ARTICLE CONTAINS A DETAILED ANALYSIS OF ISSUES RELATED TO THE DEPOSITS OF NATURAL GAS HYDRATES. THE GEOLOGICAL AND THERMOBARIC CONDITIONS OF THEIR EXISTENCE ARE GIVEN, DEMONSTRATING THAT THE MAIN RESERVES OF GAS HYDRATES ARE CONCENTRATED IN PERMAFROST ZONES, WHICH OCCUPY A SIGNIFICANT PART OF THE TERRITORY OF THE RUSSIAN FEDERATION AND SOME NORTHERN COUNTRIES. THE ARTICLE PRESENTS THE CLASSIFICATION OF HYDRATE-CONTAINING ROCKS ACCORDING TO VARIOUS CHARACTERISTICS. THE ARTICLE CONSIDERS THE CONDITIONS OF HYDRATE STABILITY AND FACTORS AFFECTING THE PROBABILITY OF DISSOCIATION AND FORMATION. THE DIFFICULTIES ARISING IN THE PROCESS OF OPENING GAS HYDRATE DEPOSITS AND ASSOCIATED WITH THE FORMATION OF TECHNOGENIC HYDRATES ARE DESCRIBED IN DETAIL, AS WELL AS INVERSE PROBLEMS RELATED TO THE DECOMPOSITION OF GAS HYDRATES. THE ARTICLE DESCRIBES THE METHODS FOR ESTIMATING GAS HYDRATE DEPOSITS AND INDIRECT SIGNS OF METHANE HYDRATE OCCURRENCE IN ROCKS, WHICH ALLOW PREDICTING POSSIBLE COMPLICATIONS DURING THE PASSAGE OF THESE SITES DURING DRILLING WELLS WITHOUT PRELIMINARY CORE SAMPLING. THE TECHNOLOGICAL AND ENVIRONMENTAL RISKS ASSOCIATED WITH THE DESTRUCTION OF HYDRATES DURING DRILLING ARE CONSIDERED IN DETAIL, SUCH AS GAS OCCURRENCES, CAVERN FORMATION, AS WELL AS COMPLICATIONS ASSOCIATED WITH STRENGTHENING THE WALLS OF THE WELL AT THE CONSTRUCTION STAGE. THE ARTICLE FORMULATES THE METHODS OF PREVENTING COMPLICATIONS ARISING DURING DRILLING OF PERMAFROST ROCKS, BOTH RELATED TO THE FORMATION OF TECHNOGENIC HYDRATES AND THE ISSUES OF THEIR UNCONTROLLED DISSOCIATION

Ключевые слова: *гидраты природного газа, реликтовые гидраты, осложнения при бурении, диссоциация гидратов, газопроявления, многолетнемерзлые породы.*



Гизатуллин Руслан Рамилевич

аспирант кафедры бурения скважин

Двойников Михаил Владимирович

заведующий кафедрой бурения скважин, д.т.н., профессор

Романова Наталья Александровна

доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств, к.т.н.

Санкт-Петербургский горный университет

В настоящее время Россия занимает первое место в мире по добыче природного газа. По состоянию на декабрь 2020 года, согласно [16], запасы его в нашей стране составляют 33 574 млрд м^3. Крупнейшими месторождениями природного газа являются: Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Штокмановское, Ленинградское, Русановское, Чаяндинское, Ковыктинское и другие. Почти все упомянутые месторождения расположены в Ямало-Ненецком автономном округе, Якутии, в акватории Карского моря и на других территориях, которые объединяет наличие многолетнемерзлых грунтов [8] (рисунок 1).

Основные сведения о классических и метастабильных газовых гидратах

Наличие газогидратов и их стабильность зависят не только от температуры и давления, но и от таких свойств вмещающей породы, как пористость, влажность, плотность, минералогический и гранулометрический состав, а также от присутствия различного рода примесей – органических и неорганических. Наиболее вероятно гидратообразование в породах, обладающих высокой проницаемостью, например, в чистых тонкозернистых песках.

> Некоторые примеси способны сдвигать термодинамические равновесные условия образования гидратов, при этом интенсивность сдвига зависит от влажности породы

Значительная часть залежей метана на названных месторождениях сосредоточена в традиционной (газовой) форме, и технологии бурения и эксплуатации таких газовых скважин широко известны и отработаны. Однако определенные термобарические условия в пласте способствуют образованию так называемых газовых гидратов с особенно высокой вероятностью в зонах залегания многолетнемерзлых пород [19].

Важно отметить, что некоторые примеси, такие как глина, способны сдвигать термодинамические равновесные условия образования гидратов, при этом интенсивность сдвига зависит от влажности породы: при высоком ее значении (больше 80 % мас.) благоприятные условия гидратообразования заметно «смягчаются», то есть температура возрастает, а давление понижается в сравнении с равновесными в отсутствие тяжелой влажной глины [13, 15, 22].

РИС. 1. Районы распространения многолетнемерзлых пород

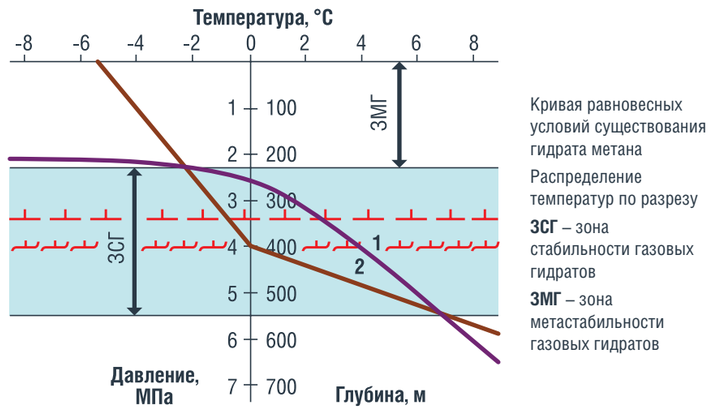
Еще одним необходимым условием образования гидратов природного газа можно назвать постоянный приток газа к порам породы извне, причем давление притока должно превышать капиллярное давление, так как поступлению метана в поры препятствуют уже образованные кристаллы газовых гидратов [2].

Стабильность газовых гидратов определяется в первую очередь термобарическими условиями, которые отличаются в зависимости от молекулы «гостя» и структуры каркаса. Гидраты разрушаются при снижении давления или повышении температуры в пласте относительно равновесных значений, при этом процесс диссоциации сопровождается поглощением большого количества энергии.

Также в [10] было показано, что на устойчивость газовых гидратов влияет степень солености пластовых вод. Чем выше степень минерализации, тем значительнее снижается температура образования гидрата природного газа.

Как отмечается рядом авторов [18, 21], в многолетнемерзлых породах существуют образовавшиеся ранее и подвергшиеся самоконсервации при отрицательных температурах метастабильные газовые гидраты, которые принято называть реликтовыми.

РИС. 2. Глубина залегания стабильных и метастабильных газовых гидратов



Кривая равновесных условий существования гидрата метана

Распределение температур по разрезу

ЗСГ – зона стабильности газовых гидратов

ЗМГ – зона метастабильности газовых гидратов

зоны предполагаемых интервалов залегания стабильных газовых гидратов. Однако открытие реликтовых образований дало новый толчок к изучению гидратных отложений и проблем, связанных с их освоением.

Осложнения, возникающие при бурении газогидратных отложений

С одной стороны, обнаружение громадных по предполагаемым объемам запасов природного газа (даже в форме, отличной от классической) открывает широкие возможности для освоения новых залежей, а значит, существенно повышает конкурентоспособность страны в области экологически чистых энергетических и топливных ресурсов, с другой стороны – при бурении и освоении скважин на классических газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях проход через зону газогидратных отложений неизбежно вызывает изменение термодинамического состояния системы «пласт-скважина». При этом даже небольшие изменения термобарических условий в пласте неизбежно вызывают разложение гидратов с выделением свободного метана и воды. Два противоположных явления – диссоциация существующих гидратных образований и образование техногенных гидратов – провоцируют опасные осложнения при бурении и представляют серьезную проблему.

Особенно серьезные осложнения, связанные с образованием техногенных гидратов, могут возникать при бурении скважин на морских шельфах, так как существует вероятность смешения газа, поступающего в скважину, с водой, что в условиях низких температур резко повышает вероятность образования гидратной пробки. С этой точки зрения наиболее опасны зоны с прогнозируемым снижением температуры, например, на линии дросселирования и глушения скважины [21]. В Мексиканском заливе в 2010 году произошла авария (взрыв), в ходе которой газ под давлением более 80 атмосфер вырвался на поверхность и достиг платформы, при этом наблюдались белые хлопья, похожие на снег. Очевидно, что «снег» представлял собой гидрат метана, образовавшийся при контакте природного газа с водой в условиях резкого расширения газа, сопровождающегося понижением температуры [6].

Вторая проблема, существенно осложняющая процесс вскрытия газогидратных отложений, связана с тем, что при проходке гидратонасыщенных пластов использование буровых растворов с положительной (по шкале Цельсия) температурой неизбежно приводит

> Осложнения, связанные с образованием техногенных гидратов, могут возникать при бурении скважин на морских шельфах, из-за вероятности смешения газа, поступающего в скважину, с водой, что в условиях низких температур может привести к образованию гидратной пробки

Особенно важно подчеркнуть, что температура оказывает превалирующее влияние на скорость разложения газогидратов.

В настоящее время известно, что метастабильные газовые гидраты залегают на значительно меньших глубинах по сравнению с современной зоной стабильности классических гидратов метана (рисунок 2).

До настоящего времени газопроявления, осложняющие освоение многолетнемерзлых пород, не связывали с наличием газовых гидратов именно по той причине, что наиболее интенсивное газовыделение наблюдалось вне

к осложнениям, связанным с реакцией многолетнемерзлых пород на изменение температурного режима вокруг скважины [17]. Поэтому выбор температуры, скорости подачи и состава бурового раствора чрезвычайно важно при проходке гидратовмещающих толщ. На кафедре технологии и техники бурения в Санкт-Петербургском горном университете ведутся исследования, направленные на совершенствование параметров технологических жидкостей, используемых при бурении [5] и строительстве скважин [4, 9].

Известно множество примеров, когда бурение разведочных, наблюдательных и эксплуатационных скважин сопровождалось газопроявлениями, связанными с интенсивным выделением природного газа вследствие термической диссоциации гидратов, что приводило к резкому повышению давления в околоскважинном пространстве и иногда образованию газового пузыря, объем которого мог в сотни раз превышать объем разложившегося гидрата. Подобные газопроявления приводят к газированию буровых жидкостей, выбросу инструмента и шлама, к фонтанам, грифонам и пожарам. Известны случаи, когда дебиты газовыделений были достаточно велики, и процесс интенсивного выделения (с максимальным дебитом до 14 000 м³/сут) газа длился несколько месяцев (на Бованенковском газоконденсатном месторождении, расположенном на полуострове Ямал). Необходимо понимать, что столь длительные и интенсивные газопроявления могут иметь место лишь при наличии кармана со свободным метаном, не перешедшим в клатратное состояние ввиду недостаточного для равновесия количества свободной воды в породе [6]. Если фонтанирование газа и грифоны продолжаются достаточно долго, это может привести к таянию льдов в многолетнемерзлых породах вокруг ствола скважины, а впоследствии к обрушению буровой колонны [7, 20].

Следует подчеркнуть, что спровоцировать газопроявления могут не только изменения термобарических условий в околоствольном пространстве скважины, но и, например, химические свойства буровых растворов, которые могут интенсифицировать разложение газовых гидратов [18].

Особенно серьезные осложнения возникают в случае газовыделения при бурении скважины и одновременного поступления в ствол кислых газов, которые в совокупности с водной частью промывочной жидкости способствуют образованию техногенных гидратов, способных закупорить ствол скважины. Описанные аварийные ситуации неоднократно возникали на Мессояхском месторождении, где газовыделения являлись

> Одна из проблем бурения скважин в зоне многолетнемерзлых пород – образование льда в процессе тампонирования скважины, что приводит к разрушению цемента и обвалам породы в ствол скважины.

следствием термического распада природных гидратонасыщенных отложений, следовательно, остатки неразложившегося гидрата служили зародышами для образования новых, техногенных гидратов, при этом необходимость в переохлаждении относительно равновесной температуры отсутствовала ввиду уже существующих центров клатратообразования. Поглощение энергии, сопровождающее процесс диссоциации природных гидратов, вызывало локальное снижение температуры, что способствовало гидратообразованию. Таким образом, при бурении, освоении и испытании скважины одновременно возникали проблемы образования газовой пачки и закупорки ствола скважины техногенными гидратами, что в совокупности приводило к аварийному разрушению скважины [12, 20].

Как отмечено выше, повышение температуры вызывает распад гидратов с выделением значительного количества метана, что увеличивает давление в системе, при этом одновременное таяние льда создает, напротив, дефицит давления. Образовавшаяся разность давлений способствует разрушению песчаных и рыхлых обломочных отложений, которые сопровождаются интенсивным кавернообразованием и выносом частиц породы потоком промывочной жидкости, что в конечном итоге грозит возможным разрушением скважины и потерей контроля над ней. Известны случаи, когда после интенсивного выброса газа его приток резко сокращается. Это объясняется значительным снижением температуры в пласте, возникающим вследствие поглощения тепла и вызывающим обледенение оставшихся газовых гидратов.

В связи с вышесказанным можно сделать вывод, что учет изменения теплового поля в системе «пласт-скважина» в процессе бурения позволит предсказать и в большинстве случаев предотвратить возможные осложнения, связанные с нарушением термодинамического состояния в пласте и диссоциацией газонасыщенных отложений.

Еще одной проблемой бурения скважин в зоне многолетнемерзлых пород является образование льда в процессе тампонирования скважины, что приводит к разрушению цемента и обвалам породы в ствол скважины. Чтобы избежать данного осложнения на практике используют так называемые быстросхватывающиеся смеси, которые перед спуском в скважину упаковывают в специальные пакеты на водорастворимой основе. В момент обвала породы или риска разрушения скважины при прохождении неустойчивых пород пакеты спускаются в скважину в специальном контейнере, в который впоследствии подается вода, после чего пленка пакета растворяется и за счет перемещения контейнера вдоль скважины происходит задавливание тампонажного раствора в поры и трещины, после чего раствор быстро застывает. В связи с этим одним из направлений решения проблем, возникающих при бурении многолетнемерзлых пород, является разработка и совершенствование составов тампонажных растворов, использующихся при цементировании скважины и показывающих удовлетворительные результаты в условиях низких температур.

В ряде источников отмечается также, что неконтролируемые выбросы метана представляют угрозу для окружающей среды и могут влиять на глобальное потепление вследствие «парникового» эффекта ничуть не меньше, чем углекислый газ, который принято считать главным виновником изменения климата на планете. Согласно теории некоторых ученых, повышение средней температуры климатической системы на Земле и выделение метана из газовых гидратов оказывают взаимное влияние: выделение усиливается в результате потепления и наоборот. При этом глобальное потепление климата требует решения новых проблем, возникающих при освоении и строительстве объектов в Арктике [1, 3].

Методы предотвращения осложнений при бурении скважин

Предотвращение гидратообразования

Наиболее распространенным способом предотвращения гидратообразования является использование ингибиторов.

Различают ингибиторы термодинамического, кинетического и реагентного действия.

В случае использования ингибиторов первого типа снижается активность воды в водном растворе, а значит, изменяются равновесные условия гидратообразования. Наиболее часто в качестве ингибитора термодинамического действия используют метанол, который получил широкое распространение благодаря высокой ингибирующей способности, низкой температуре кристаллизации, дешевизне, доступности, очень низкой растворимости в газовом конденсате, малой коррозионной активности. Однако метанол обладает рядом недостатков, в первую очередь токсичностью и способностью образовывать соли при смешении с высокоминерализованной пластовой водой.

Поэтому учеными нашей страны ведутся исследования в области разработки новых ингибиторов гидратообразования. Так, сотрудниками опытного завода «Нефтехим» в Уфе были предложены ингибиторы кинетического типа, которые чаще всего представлены водорастворимыми полимерами. В работе [11] изложены результаты испытаний новых ингибиторов на основе поликапролактама, поли-N-винилпирролидона, сополимера поли-N-винилпирролидона и поликапролактама и СОНГИД-1801А. Показано, что названные реагенты позволяют в течение нескольких дней снизить температуру гидратообразования до 19 °С, при этом расходы этих компонентов в десятки раз ниже расхода ингибитора на основе метанола при прочих равных условиях, что позволяет существенно удешевить затраты на обслуживание скважин.

Предотвращение осложнений, связанных с диссоциацией гидратов природного газа

При бурении любых скважин важнейшее значение имеет правильный выбор бурового раствора и его параметров. В зависимости от назначения скважины к буровому раствору предъявляются разные требования, например, при бурении разведочных скважин, которые впоследствии подлежат консервированию, стабильность стенок скважины не столь важна в долгосрочной перспективе, как при бурении наблюдательных или эксплуатационных скважин, поэтому при разработке технологий вскрытия газогидратных залежей необходимо учитывать возможную диссоциацию гидратов, которая может снизить качество цементирования и укрепления скважин. Ряд советских и российских ученых, таких как А.Г. Минко, В.Ф. Буслаев, Б.Б. Кудряшов, Б.А. Красовицкий, А.М. Яковлев, Р.И. Медведский, Ю.М. Проселков, И.Ю.Быков, В.Т Седов, Э.А. Бондарев, Е.Г. Леонов, Н.Д. Цхадая и др. решали задачу обеспечения безаварийной работы при бурении скважин. Для борьбы с кавернообразованием предлагались новые составы буровых растворов, изучались закономерности изменения температуры бурового раствора, разрабатывались способы и средства, регулирующие тепловое взаимодействие скважины с околоствольным массивом мерзлых пород. Однако эти решения не учитывают возможные осложнения при проходке газогидратосодержащих горизонтов [21].

Во избежание осложнений особенно тщательно следует подходить к выбору бурового раствора при бурении многолетнемерзлых пород, где по данным геофизических исследований вероятны газогидратные залежи. При распаде гидрата выделяется метан, который, газируя буровую жидкость, снижает ее плотность, вследствие чего повышается вероятность газопроявлений, о которых подробно было написано выше. Для обеспечения безаварийной работы в условиях возможной диссоциации гидратов к буровому раствору предъявляется ряд требований, сформулированных в диссертации [14]. Требования касаются плотности буровых растворов, их морозостойкости, реологических свойств и содержания в растворах твердой фазы.

Одним из методов предупреждения разложения гидратов является использование буровых растворов, в составе которых присутствует ингибиторы диссоциации гидратов, например, лецитин или поливинилпирролидон. Однако они лишь частично решают проблему разложения гидратов при бурении.

Таким образом, не существует универсальных и безопасных технологий бурения газогидратных отложений, тем не менее за последние годы был опубликован ряд работ, авторами которых были предложены некоторые решения обозначенных в обзоре проблем, например в [17],

- использование обсадной колонны при прохождении пластов, содержащих газогидратные залежи, с целью снижения времени воздействия на газовые гидраты;
- изолированные стояки для транспортировки гидратных шламов без диссоциации;
- оптимизация состава бурового раствора и параметров бурения (скорость проходки, скорость циркуляции бурового раствора и т.д.

С учетом огромных запасов газовых гидратов в России и в мире требуется повышение эффективности существующих и разработка новых технологий вскрытия газогидратных залежей, которые позволять ввести в эксплуатацию бездействующий фонд скважин газовых и газоконденсатных месторождений.

Заключение

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы.

1. Гидраты природного газа, представляющие собой полиэдрические каркасы, состоящие из связанных водородными связями молекул воды и метана, широко распространены в России и других странах. Основная часть газогидратных отложений сосредоточена в акваториях северных морей, а также на территории Западной и Восточной Сибири, то есть преимущественно в зонах, где сосредоточены многолетнемерзлые породы.
2. Необходимым условием гидратообразования является совокупность таких факторов, как температура, давление, возможность притока газа извне в течение длительного срока. Кроме того, огромное значение имеют свойства вмещающей породы: влажность, проницаемость, гранулометрический и геохимический состав. Наиболее благоприятной породой с этой точки зрения являются чистые тонкозернистые пески.
3. Существуют также так называемые метастабильные (реликтовые) гидраты – это гидратные образования, подвергшиеся эффекту самоконсервации, который заключается в образовании изолирующей пленки льда, не позволяющей гидрату разлагаться даже при температуре, превышающей равновесную при данном давлении. Такие залежи, как правило, расположены выше зоны залежей стабильных гидратов.
4. При техногенном изменении термобарических условий газовые гидраты способны диссоциировать с выделением большого количества метана и воды. Объем метана может в 160–180 раз превышать первоначальный объем исходного газового гидрата.
5. При бурении скважин в момент проходки гидратных залежей диссоциация гидратов может спровоцировать серьезные осложнения, выражающиеся в газопроявлениях различной продолжительности и интенсивности, кавернообразовании, обрушении стенок скважины и т.д.
6. Не существует универсальных способов избежать осложнений при бурении скважин в зоне газовых гидратов, в связи с этим необходимо совершенствование существующих технологий бурения, разработка методик, позволяющих учитывать изменение термодинамической системы «пласт-скважина» с учетом наличия в системе газовых гидратов, а также разработка рекомендаций по технологическим характеристикам (температура, скорость закачки и т.д.) используемых буровых растворов. ●

Литература

1. *Buslaev, G. Ensuring the sustainability of arctic industrial facilities under conditions of global climate change / G. Buslaev, P. Tsvetkov, A. Lavrik, E. Loseva, D. Sidorov // Resources. – 2021. – V.10 (12). – p. 128 https://doi.org/10.3390/resources10120128.*
2. *Carolyn, D. Ruppel and William F. Waite. Timescales and processes of methane hydrate formation and breakdown, with application to geologic systems / D. Carolyn // Journal of Geophysical Research-Solid Earth https://doi.org/10.1029/2018JB016459.*
3. *Dmitrieva, D. Sustainable Development of Oil and Gas Potential of the Arctic and Its Shelf Zone: The Role of Innovations/ Dmitrieva, D.; Romasheva, N.// J. Mar. Sci. Eng. 2020, 8, 1003. https://doi.org/10.3390/jmse8121003.*
4. *Dvoinikov, M.V. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling / M.V. Dvoinikov, V.N. Kuchin, M.Sh. Mintsaev // Journal of Mining Institute. – 2021. – 247 (1). – PP. 57– 65.*
5. *Liu, T. Influence of Polymer Reagents in the Drilling Fluids on the Efficiency of Deviated and Horizontal Wells Drilling /T. Liu, E. Leusheva, V. Morenov, L. Li and etc. // Energies. – 2020. –V. 13.– P. 4704. https://doi.org/10.3390/en13184704.*
6. *Natural Gas Hydrates: Possible Environmental Issues March 2020 Contemporary Environmental Issues and Challenges in Era of Climate Change (pp. 277–293) Publisher: Springer Authors: Sotirios Nik. Longinos Dionisia-Dimitra Longinou Spyridon Achinas.*
7. *Prashant D. Motghare. Unconventional Hydrocarbons: Gas Hydrates – Drilling Challenges and Suitable Technology / Prashant D Motghare, Amol Musale// Paper presented at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, April 2017. Paper Number: SPE-185424-MS. https://doi.org/10.2118/185424-MS.*
8. *Romasheva, N. Energy Resources Exploitation in the Russian Arctic: Challenges and Prospects for the Sustainable Development of the Ecosystem / N. Romasheva, D. Dmitrieva // Energies. – 2021.– V. 14. – 8300. https://doi.org/10.3390/en14248300.*
9. *Tabatabaee Moradi, S.S. Development of spacer fluids and cement slurries compositions for lining of wells at high temperatures / Tabatabaee Moradi S.S., N.I. Nikolaev, T.N. Nikolaeva// Journal of Mining Institute. – 2020. – V.242. – P. 174. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.2.174.*
10. *Аргунова К.К. Определение интервала гидратообразования в скважинах, пробуренных в многолетнемерзлых породах [Электронный ресурс] / К.К. Аргунова, Э.А. Бондарев, В.Е. Николаев, И.И. Рожин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2008. – Режим доступа: http://www.Ogbus.ru/authors/Argunova/Argunova_2.pdf.*
11. *Васильева З.А. Режимы диссоциации газовых гидратов, сосуществующих с газом и водой в природных пластах / З.А. Васильева, Д.С. Джафаров // Газовая промышленность. – 2010. – № 12. – С. 24–26.*
12. *Гинсбург Г.Д. О гидратах в недрах Мессояхского месторождения / Г.Д.Гинсбург, А.А. Новожилов // Газовая промышленность. – 1997. – № 2.*
13. *Истомин В.А. О возможной гидратонасыщенности пористых сред низкотемпературных газовых залежей / В.А. Истомин, Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, Г.П. Косачук и др. / В сб. «Эффективность освоения запасов углеводородов». Часть 2 «Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем», Ухта, «Газпром ВНИИГАЗ». – 2010. – С. 32–45.*
14. *Лю Тяньлэ. Обоснование и разработка промывочных и тампонажных составов для бурения скважин в условиях льдо- и гидратообразования (на примере разведки газогидратов в провинции Цинхай – КНР): автореф. дис. канд. техн. наук / Нац. минерально-сырьевой ун-т «Горный». – СПб. – 2013. – 20 с.*
15. *Макогон Ю.Ф. Газогидраты: результаты и проблемы // Газ.пром-сть. – 2012. – N 676 (спец. вып.). – С. 82–87.*
16. *Масштаб развития. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год. – 246 с.*
17. *Нор А.В. Научное обоснование и развитие технико-технологических решений по предупреждению внезапных выбросов газа при бурении направленных скважин в криолитозоне: автореферат дис. кандидата технических наук: 25.00.15 / Нор Алексей Вячеславович; Ухтин. гос. техн. ун-т. – Ухта. – 2008. – 25 с.*
18. *Перлова Е.В. Газовые гидраты полуострова Ямал и прилегающего шельфа Карского моря как осложняющий фактор освоения региона / Е.В. Перлова, Е.С. Микляева, С.А. Леонов, Е.В. Ткачёва и др. // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31). – С. 255–262.*
19. *Черский Н.В. Газогидратное месторождение в устье реки Оленек / Н.В. Черский, В.П. Царев // Исследования и рекомендации по совершенствованию разработки полезных ископаемых северных и восточных районов СССР. Якутск.: Кн. изд-во. – 1974. – С. 54–60.*
20. *Якуцени В.П. Газогидраты – нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 4.*
21. *Якушев В.С. Газовые гидраты в отложениях материков и островов / В.С. Якушев, Е.В. Перлова, Н.А. Махонина, Е.М. Чувилин, Е.В. Козлова // Российский химический журнал. – 2003. – Т. 47. – № 3. – С. 80–90.*
22. *Якушев В.С. Формирование скоплений природного газа и газовых гидратов в криолитозоне: автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук / НИИ природных газов и газовых технологий. – М. – 2009. – 47 с. – Библиогр.: с. 41–47.*

KEYWORDS: *natural gas hydrates, relic hydrates, drilling complications, hydrate dissociation, gas show, permafrost rocks.*

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
для трудноизвлекаемых запасов углеводородов

УДК 550.832

ВОПРОС ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫМ. О ТЕНДЕНЦИЯХ В РАЗРАБОТКЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПОИСКЕ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА МЫ ПОБЕСЕДОВАЛИ С ГЛАВНЫМ ГЕОЛОГОМ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ТНГ-ГРУПП ВЛАДИМИРОМ БАЖЕНОВЫМ

THE ISSUE OF EXTRACTION OF HARD-TO-RECOVER OILS IS BECOMING MORE AND MORE URGENT. ABOUT TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF GEOPHYSICAL EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES IN THE SEARCH, EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER OIL AND GAS RESERVES, WE TALKED WITH THE CHIEF GEOLOGIST OF THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL DEPARTMENT OF TNG-GROUP VLADIMIR BAZHENOV

Ключевые слова: *трудноизвлекаемые запасы, геологоразведка, бурение, каротаж, доманиковые отложения.*

Владимир Баженов
главный геолог Научно-технического управления ТНГ-Групп

– Владимир Валентинович, прежде всего, что входит в понятие трудноизвлекаемых запасов?

– В широком смысле трудноизвлекаемые запасы – это и высоковязкая нефть, и запасы баженовской свиты и других нетрадиционных для отечественной отрасли пластов, и продукция, получаемая из пород с низкой проницаемостью и нефтеотдачей.

– Какие из нетрадиционных запасов углеводородов наиболее интересны для производственной науки ТНГ-Групп?

– Мы заинтересовались доманиковыми отложениями. Как и баженовские, они относятся к нефтематеринским породам. Но в отличие от бажена доманиковая формация объединяет несколько продуктивных горизонтов, расположенных один над другим, что потенциально увеличивает плотность запасов и их добычной потенциал. Распространен доманик на территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, то есть там, где наша компания давно и успешно работает.

Нетрадиционные залежи нефти в доманиковых продуктивных отложениях характеризуются тем, что породы, содержащие нефть, одновременно являются нефтепроизводящими и не являются коллекторами в традиционном понимании. Они характеризуются весьма низкой проницаемостью и при испытании из них притока флюида не получают.

В одной из скважин Березовской площади, пробуренной в сводовой части Южно-Татарского свода, где установлены многочисленные промышленные нефтепроявления, в отложениях доманикитов мы провели уникальные исследовательские работы, целью которых было выявление перспективных интервалов, содержащих подвижные УВ. Был осуществлен отбор образцов керна, проведены стандартный, расширенный и высокотехнологический комплексы ГИС, включающие в себя методы нейтронного, гамма-каротажа, электрометрию, кавернометрию, гамма-гамма плотностной каротаж, кросс-дипольную акустику, электрический микроимиджер, ядерно-магнитный каротаж в сильном поле, С/О-каротаж. Образцы керна исследовались на установке «ЯМР-керн», позволяющей оценивать общую и эффективную пористость в оперативном режиме.

Далее коллекция образцов подверглась геохимическим исследованиям, в результате которых было установлено, что часть образцов может содержать подвижную нефть. Несмотря на то, что исследуемый разрез по данным высокотехнологического комплекса обладал признаками, присущими потенциальным коллекторам (наличием органического вещества, хрупкостью и трещиноватостью пород, положительными характеристиками по методике приточности, разработанной Хисметовым Т.В., Зориным Е.З.), при испытании была получена пластовая вода с пленкой нефти.

В рамках изучения доманиковых отложений подобный объем исследований выполнялся в пяти скважинах и дал тот же результат: при помощи геохимических анализов (в частности, пиролиз Rock-Eval) была зафиксирована подвижная нефть, было выявлено присутствие признаков наличия потенциальных коллекторов, а при испытании – отсутствие притоков.

Проведенные исследования дали основания полагать, что получение нефти из нетрадиционных коллекторов данного типа традиционной технологией вызова притока из пластов невозможна. На потенциальный коллектор необходимо воздействовать другими способами, к которым можно отнести бурение горизонтальной скважины с последующим многостадийным ГРП, а также нагрев горного массива.

Решение таких задач возможно только при тесном взаимодействии умных геофизиков, креативной науки и буровиков-новаторов.

– А есть ли наработки в области технологий по изучению и разведке запасов?

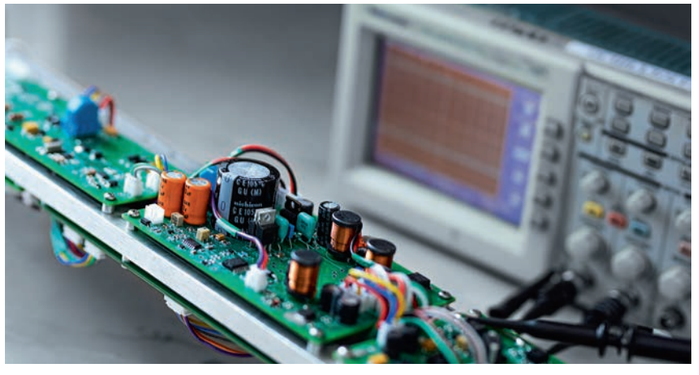
– Да, есть. Мы работаем над тем, чтобы предложить нефтяникам каротаж в процессе бурения с получением максимально возможных геофизических параметров.

ТНГ-Групп одним из прорывных направлений своей деятельности считает разработку и внедрение системы каротажа в процессе бурения (LWD). Цель создания такой системы – получение информации о скважине в режиме реального времени для оперативного управления бурением и повышение эффективности ГИС

за счет исследования незатронутого внешними условиями пласта. Разработка, изготовление и внедрение в производственном режиме модулей LWD в двух диаметрах – 120 и 178 мм – ведется в компании уже несколько лет. В состав комплекса системы каротажа в процессе бурения входят модули нейтронного, электрического, электромагнитного каротажа и автономная запись.

В настоящий момент каротажные модули состыкованы с телесистемой зтс-42 эм-м (электромагнитный канал связи). Проведены успешные опытно-промышленные работы по связке модулей с телесистемой Tensor (гидравлический канал связи).

Модули LWD предназначены для работы как отдельно, так и в связке с другими модулями в различном сочетании. Переданная информация регистрируется на поверхности и в режиме реального времени передается на удаленный веб-сервер. Модули могут работать как в автономном режиме с записью во внутреннюю память, так и в режиме передачи данных на поверхность.



По результатам работ данные модулей имеют высокую сходимость с ГИС на кабеле и на трубах.

Создание принципиально нового комплекса приборов потребовало и разработки соответствующего программно-методического обеспечения.

К настоящему времени в ТНГ-Групп уже накоплен достаточно большой опыт в плане проведения каротажа в процессе бурения и интерпретации его результатов – проведено более 50 опытно-промышленных работ и пробурено около 100 коммерческих скважин с модулями каротажа в процессе бурения и проработки скважин.

Разработка модулей LWD и ПМО навигации ГС и БГС находится в постоянном развитии. Сейчас, к примеру, разрабатывается модуль акустического профилемера, а также модуль бокового каротажа в процессе бурения. Привлечение этих методов позволит повысить качество и достоверность проводки ствола скважины и результатов интерпретации данных каротажа в процессе бурения.

Внедрение полного комплекса каротажных модулей совместно с телесистемой, даст возможность получить LWD-систему на уровне зарубежных аналогов, но по стоимости значительно более доступную для заказчика. ●

Keywords: *hard-to-recover reserves, geological exploration, drilling, logging, domanic deposits.*

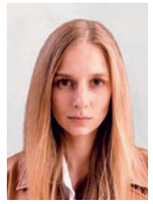
ТНГ-Групп

ХИМИЧЕСКИЕ, ГАЗОВЫЕ И ТЕПЛОВЫЕ МУН

для баженовской свиты

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

УДК 622.276



Мухина Елена Дмитриевна
Сколковский институт науки и технологий, Центр по Добыче углеводородов, Ph.D.

Черемисин Алексей Николаевич
Сколковский институт науки и технологий, Центр по Добыче углеводородов, к.т.н.

Ушакова Александра Сергеевна
ООО «Газпромнефть-технологические партнерства», к.ф.-м.н.

Прочухан Константин Юрьевич
ООО «Газпромнефть-технологические партнерства», д.т.н.

Касьяненко Антон Андреевич
ООО «Газпромнефть-технологические партнерства»

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРЕХ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ СЛАНЦЕВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, В ЧАСТНОСТИ ДЛЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, БЫЛА ИССЛЕДОВАНА В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ. НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ АГЕНТЫ МУН ВЫБРАНЫ В КАЧЕСТВЕ ЦЕЛЕВЫХ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ. ХИМИЧЕСКИЕ МУН ПРЕДСТАВЛЕНЫ РАСТВОРОМ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА, ГАЗОВЫЕ МУН – ПОПУТНЫМ НЕФТЯНЫМ ГАЗОМ ЦЕЛЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, И ТЕПЛОВЫЕ МУН – ВОДОЙ В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ, ДАННЫЙ МЕТОД ТАКЖЕ ИМЕЕТ НАИМЕНОВАНИЕ – ТЕРМОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ. КАЖДЫЙ ИЗ МУН ЗАПУСКАЕТ ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ПРОЦЕССЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НЕФТЬ-ПОРОДА-АГЕНТ В ПЛАСТЕ, В ХОДЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ КОТОРЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНО УВЕЛИЧИВАЕТСЯ ПРИТОК НЕФТИ В СКВАЖИНЕ. ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА, КОТОРАЯ РЕШАЕТСЯ В ДАННОЙ РАБОТЕ – ВЫЯВЛЕНИЕ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНОГО МУН ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ НА ОСНОВЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

THE AIM OF THE PRESENT RESEARCH IS THE EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF THREE DIFFERENT ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) TECHNOLOGIES FOR SHALE RESERVOIRS, THE BAZHENOV FORMATION IN PARTICULAR. THE MOST PROMISING EOR AGENTS WERE SELECTED FOR THE STUDY. CHEMICAL EOR IS REPRESENTED BY A SURFACTANT SOLUTION, GAS EOR – BY ASSOCIATED PETROLEUM GAS, AND THERMAL EOR – BY SUPERCRITICAL WATER (A.K.A. THERMOCHEMICAL STIMULATION). EACH EOR METHOD TRIGGERS DIFFERENT OIL-ROCK-AGENT INTERACTION PROCESSES WITHIN THE RESERVOIR, WHICH LEAD TO THE POTENTIAL INCREASE IN OIL RECOVERY. THE MOST PROMISING EOR FOR BAZHENOV FORMATION IS DEFINED BASED ON LABORATORY STUDIES

Ключевые слова: *методы увеличения нефтеотдачи, ПАВ, ПНГ, СКВ, ТХВ, вытеснение, скрининг, сланцы.*

В настоящее время разработка перспективных нетрадиционных месторождений является одной из наиболее актуальных тем в нефтяной отрасли. По разным данным, баженовская свита в Западной Сибири содержит от 65 до $500 \cdot 10^9$ тонн запасов нефти [13]. Пласты баженовской свиты характеризуются сверхнизкой проницаемостью и несут легкую малосернистую нефть, а также значительное количество (до 15% об.) твердого органического вещества – керогена [9], способного сорбировать нефть, что затрудняет ее извлечение. На сегодняшний день гидроразрыв пласта (ГРП) является основной технологией добычи нефти из подобных сверхнизкопроницаемых коллекторов.

Однако только 10% углеводородов потенциально могут быть извлечены из коллекторов со сверхнизкой проницаемостью с использованием этого метода. Низкий коэффициент извлечения нефти обусловлен быстрым снижением темпа добычи в течение первых нескольких лет разработки скважины в режиме истощения из-за быстрого снижения пластового давления и ограниченной зоны дренирования [2]. При этом до 50% органического вещества баженовской залежи составляет кероген, генерация синтетической нефти из которого возможна только за счет применения дополнительной стимуляции пласта [5].

Заводнение для сланцевых пластов заведомо считается неэффективной технологией по ряду причин – снижение фазовой проницаемости по нефти, обводнение, и т.д. [14]. Таким образом, для эффективного увеличения добычи нефти, в особенности для низкопроницаемых коллекторов с мозаичной гидрофобизацией [4], могут применяться различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Общепринятые критерии отбора МУН для традиционных коллекторов [11] не всегда надежны для сланцевых месторождений. Потому, для каждого нетрадиционного коллектора необходим скрининг тест, направленный на выбор наиболее подходящей технологии повышения нефтеотдачи для конкретных характеристик коллектора.

Настоящее исследование направлено на изучение эффективности трех различных МУН в рамках разработки одного целевого участка баженовской свиты. Так, сравнительное исследование проводилось для трех МУН: закачка сверхкритического состояния воды (СКВ), ПНГ и раствора поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Основные механизмы, реализуемые при любом термохимическом воздействии (ТХВ) – это снижение вязкости, изменение межфазного натяжения и капиллярных эффектов, термодесорбция легких компонентов нефти, что вместе ведет к увеличению подвижности нефти [23]. Эти эффекты могут быть значительно усилены за счет использования катализаторов [28]. Кроме того, высокие температуры активируют термический крекинг тяжелых фракций углеводородов (битум), смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) и твердого керогена, в ходе которого происходит генерация синтетической нефти и улучшение фильтрационно-емкостных свойства (ФЕС) пласта [3]. Вода является наиболее подходящим теплоносителем для термического МУН, так как может обеспечить масштабный перенос тепла и запускает процессы гидропиролиза. Более того, вода служит катализатором термических реакций [24]. Существующие экспериментальные и численные исследования показывают, что закачка горячей воды (в суб- или сверхкритическом состоянии) потенциально может привести к значительному увеличению нефтеотдачи сланцевых пластов благодаря увеличению пористости и проницаемости, а также реализации генерационного потенциала керогена [8] в зависимости от его типа и степени термической зрелости.

Несмотря на то, что CO_2 является наиболее многообещающим газовым агентом МУН для сланцев [6], отсутствие источника часто ограничивает потенциал этого метода. В то же время при добыче нефти из сланцевых залежей баженовской свиты извлекается значительное количество попутного газа. Одним из наиболее перспективных методов использования этого газа является его повторная закачка обратно в пласт в качестве агента МУН [7]. Закачка ПНГ в режиме huff-and-puff в пласты сланцевых месторождений имеет значительный потенциал к увеличению добычи нефти [6], в особенности при наличии естественной трещиноватости пород прискважинной зоны [18]. Как и любой газ, ПНГ может работать в режиме «поршневого» вытеснения нефти, однако, истинная эффективность этого метода в первую очередь зависит от минимального давления смесимости (МДС), при котором ПНГ достигает многоконтактной смесимости с пластовой нефтью. Смесимость вызывает набухание нефти и снижение ее вязкости. Набухание приводит к созданию градиента давления в матрице породы, что также повышает нефтеотдачу [18].

Согласно лабораторным исследованиям [6], коэффициент нефтеотдачи при использовании газа в режиме смесимости может достигать 95%, в зависимости от параметров закачки, свойств породы и газа. Моделирование в масштабе месторождения также показывает успешные результаты увеличения нефтеотдачи в среднем на 15% [18, 19].

Важно отметить, что и СКВ, и ПНГ являются потенциально экологически чистыми агентами МУН. Однако, необходимость в четком соблюдении техники безопасности при эксплуатации скважин, разрабатываемых данными методами, остается на высоком уровне.

Для закачки химических растворов обычно не требуется специализированного оборудования, что потенциально может сделать этот метод экономически привлекательным вариантом для увеличения нефтеотдачи. ПАВ является наиболее подходящим химическим агентом МУН для сланцевых месторождений [10]. Механизм повышения извлечения нефти за счет закачки ПАВ заключается в изменении смачиваемости (в особенности для сланцев [21]) и межфазного натяжения. Снижение капиллярного давления сопровождается увеличением скорости фильтрации и десорбции углеводородов с поверхности породы и узких поровых каналов. Основными ограничениями эффективности закачки ПАВ в сланцевые отложения являются сверхнизкая матричная проницаемость для раствора ПАВ, адсорбция ПАВ на поверхности породы, набухание и миграция глин, образование

ТАБЛИЦА 1. Параметры исследуемых образцов

ID	Пористость, %	Проницаемость, мД	Состав
Ц1	11.35	0.005 (газ)	ТОС = 3,39 % РСА: Кварц 92,2 %, Иллит 6,0 %
Ц2	9.25	0.007 (газ)	ТОС = 2,77 %
К1	~2.57 (сред.)	–	ТОС = 9,05 %

ТАБЛИЦА 2. Состав и характеристики нефти и газа, исследуемых в

	Нефть дегаз. (ПАВ)	Нефть рекомб. (ПНГ)	ПНГ
Состав			
	мас.%	мас.%	мол.%
N2	–	–	0,63
CO2	0,49	0,41	1,69
C1		5,89	72,08
C2		4,03	11,26
C3		4,69	8,16
n-C4		2,72	3,51
n-C5	1,21	–	1,33
i-C5		1,49	–
C6	2,31	0,72	1,34
C7	4,80	0,32	–
C8	6,45	0,21	–
I-C8*	14,94	15,00	–
C8+	69,8	64,52	–
Свойства			
	23,5 МПа, 110 °C	28 МПа, 89 °C	28 МПа, 89 °C
Плотность, г/см^3	0,781	0,702	0,251

*йодооктан добавлен в модель нефти в качестве контрастирующего вещества с целью изучения нефтенасыщенности образцов в ходе эксперимента с помощью томографирования (раствор ПАВ) и рентгенографического сканирования (ПНГ).

ТАБЛИЦА 3. Характеристики ПАВ (исследовался при температуре 90 °C)

Характеристика	Значение
Состав	Натриевый сульфонат метилового эфира жирных кислот 80 %
Совместимость с пластовой водой	Совместим
Эмульсия	Стабильная отсутствует
pH	4,95
МФН (0,5 %)	0,609 мН/м, снижается со временем
Изменение угла смачиваемости (0,5 %)	с 84,304 до 6,182 град

эмульсий и нестабильность ПАВ в пластовых условиях [1]. Таким образом, эффективность ПАВ в качестве агента МУН зависит от тщательно подобранного состава ПАВ и его концентрация, соответствующих особенностям конкретных условий целевого пласта. Экспериментальные исследования спонтанной пропитки [6] показывают увеличение вытеснения нефти до 60 % даже для особо низкопроницаемых образцов керна. Редкие пилотные тесты по реализации закачки ПАВ в поле [22] для сланцевых пластов, подтверждают возможность ПАВ заметно увеличивать добычу нефти.

Каждый из трех методов имеет преимущества и недостатки, и цель настоящего исследования состоит в сравнении этих методов и определении наиболее перспективного из них для целевого месторождения баженовской свиты. Успех МУН можно оценивать по разным критериям, таким как коммерческая реализуемость, экономическая оценка или количество добываемой нефти. Оценка эффективности в настоящей работе проводилась на основании результатов лабораторных экспериментов.

Экспериментальное исследование по оценке вытеснения нефти агентом МУН из образцов керна баженовской свиты

Материалы и условия

В исследовании использовался ряд керновых образцов и флюидов.

Керн:

1. Исследование закачки раствора ПАВ: цилиндрический образец керна 30×30 мм (условное обозначение **Ц1**).
2. Исследование закачки ПНГ: цилиндрический образец керна 30×30 мм (условное обозначение **Ц2**).
3. Исследование ТХВ: коллекция из 15 неэкстрагированных консолидированных образцов породы произвольной формы общей массой 484,4 г (условное обозначение **К1**).

Образцы отобраны из разных пачек, с целью воспроизведения воздействия конкретного агента МУН на целевой для него пропласток. Так, образцы Ц1 и Ц2 обладают достаточно близкими характеристиками для сравнения исследуемых процессов в целевых пачках I и II, тогда как коллекция К1 представляет собой выборку образцов преимущественно из IV и III керогенонасыщенных пачек.

Характеристики образцов керна представлены в таблице 1.

Флюиды:

1. Исследование закачки раствора ПАВ: нефть целевого месторождения, дегазированная проба (характеристики представлены в таблице 2), «пластовая» вода с минерализацией 13,5 г/л с добавлением ПАВ 0,05 % (доступного в промышленных масштабах производства), прошедшего комплексное скрининг исследование и показавшего лучшие характеристики. Результаты скрининг теста подробно описаны в работе [20], свойства ПАВ представлены в таблице 3.
2. Исследование закачки ПНГ: нефть целевого месторождения, рекомбинированная проба (характеристики представлены в таблице 2), модель попутного газа с УПСВ целевого месторождения (состав представлен в таблице 2).
3. Исследование ТХВ: дистиллированная вода температуры 350 °C, углеводороды естественного насыщения образцов (геохимическая характеристика представлена в таблице 4), дополнительное насыщение не проводилось.

ТАБЛИЦА 4. Результаты пиролитического исследования образцов К1

	S0	S1	S2	TOC	T_{max}
	мг УВ/г породы	мг УВ/г породы	мг УВ/г породы	мас. %	Зрелость, °C
1	2,61	4,96	41,26	14,11	440
2	0,55	11,96	17,42	5,56	431
3	1,78	5,94	18,5	7,11	437
4	1,96	5,22	34,69	12,66	438
5	0,15	1,19	1,77	1,63	441
6	1,15	2,70	24,28	11,23	444
7	2,52	6,67	56,7	12,85	443
8	2,45	6,38	51,33	12,66	443
9	2,49	6,90	53,02	12,84	445
10	0,83	2,14	46,43	8,91	448
11	0,63	2,39	7,95	6,54	433
12	0,88	2,24	36,01	10,23	440
13	0,92	1,98	29,38	8,79	439
14	0,66	1,50	7,12	4,26	443
15	1,23	2,29	12,6	6,33	444
Ср.	**1,39**	**4,30**	**29,23**	**9,05**	**441**

Условия:

- Пластовые условия исследуемого месторождения: 89–110 °C, 23,5–25 МПа.
- Условия исследования закачки раствора ПАВ: 110 °C, 23,5 МПа.
- Условия исследования закачки ПНГ: 89 °C, 28 МПа.

Давление 28 МПа, выбранное для закачки ПНГ, обусловлено минимальным давлением смесимости данного состава газа с пластовой нефтью, составляющим ~27.05 МПа.

- Условия исследования ТХВ: 350 °C, 25 МПа.

Температура ТХВ 350 °C была выбрана на основе результатов пилотных исследований, показавших наилучшую конверсию твердого органического вещества при данной температуре и выдержке в течение 24 часов [16].

Краткое описание методик

В ходе экспериментального исследования было выполнено моделирование пластовых процессов в лабораторных условиях. Для этого были проведены фильтрационные исследования для агентов раствор ПАВ и ПНГ, и циклическое гидротермальное воздействие на породу в закрытой системе для агента СКВ, т.к. оборудования, позволяющего провести фильтрационный тест при 350 °C не существует.

Основной характеристикой оценки эффективности воздействия на керн было сравнение количества вышедших углеводородов в ходе воздействия тем или иным агентом МУН.

Определение $K_{выт}$ в ходе фильтрационных исследований раствора ПАВ и ПНГ через образцы консолидированного керна

Основной блок оборудования для проведения фильтрационных тестов – фильтрационная установка ПИК-ОФП (рисунок 1), позволяющая проводить исследования процессов насыщения и вытеснения флюидов в пластовых условиях (при поддержании постоянного горного давления и пластовой температуры), с оценкой перепада давления и хода фильтрации.

Для вычисления коэффициента вытеснения ($K_{выт}$) нефти агентом МУН применялась рентгеновская томография образца после каждой стадии насыщения (в случае с раствором ПАВ), и линейный рентгеновский сканер (рисунок 2), снимающий 2D-проекцию керновой модели с возможностью визуализации процесса вытеснения в режиме *in situ* (в случае с ПНГ). Сканер позволяет рассчитывать не только интегральную величину изменения нефтенасыщенности, но и дифференциальную. В обоих случаях для верификации результатов дополнительно использовался стандартный объемно-массовый метод.

Схема проведения фильтрационного теста для раствора ПАВ представлена на рисунке 3. На первом этапа проводилась съемка сухого образца керна (в томографе); затем проводилось насыщение образца моделью нефти до стабилизации перепада давления; на третьем этапе раствор ПАВ закачивался в образец керна через противоположный торец (моделирование процесса huff-and-puff на скважине) до стабилизации перепада давления, либо до достижения ограничения по перепаду – на этом этапе агент МУН вытесняет нефть и определялся коэффициент вытеснения; и на последнем этапе снова проводилась закачка нефти в образец с целью оценки изменения проницаемости по нефтяной фазе после воздействия на образец агентом.

Отличие схемы фильтрационного эксперимента в случае ПНГ заключается только в использовании другого метода определения нефтенасыщенности (сканер вместо томографа),

РИС. 1. Фильтрационная установка ПИК-ОФП

РИС. 2. Рентгенопрозрачный кернодержатель с керном установлен в сканер

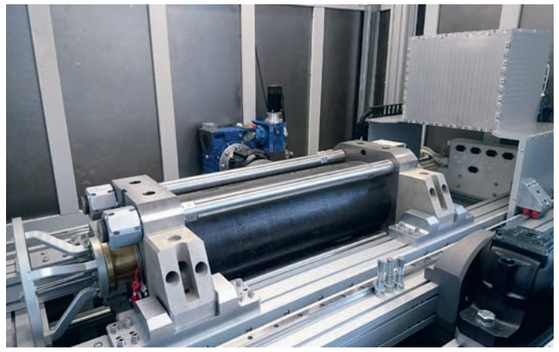
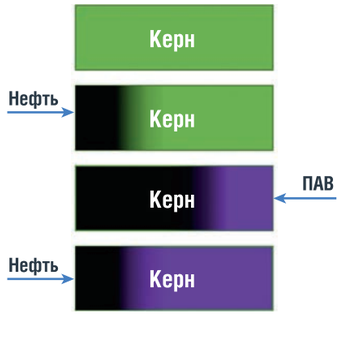


РИС. 3. Схема фильтрационного эксперимента



и в направлении закачки ПНГ на третьем этапе – в случае с ПНГ он закачивался через тот же торец что и нефть.

Все процессы фильтрации проходили в выбранных термобарических условиях.

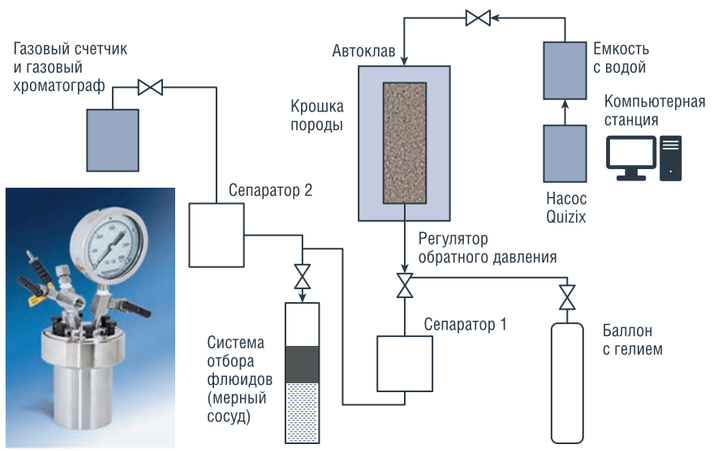
Циклическое гидротермальное воздействие на образцы породы при температуре 350 °С

В отличие от исследования вытеснения нефти агентами ПАВ и ПНГ, эксперимент по изучению выхода углеводородов в процессе ТХВ при температуре 350 °С проводился в автоклаве высокого давления и температуры Parr Instrument объемом 1 л (рисунок 4). Основное отличие проведения гидротермального воздействия в автоклаве от фильтрации в фильтрационной установке заключается в отсутствии обжима образца, таким образом воздействие происходит не через один торец образца, а со всех сторон. При этом поддержание постоянного давления и температуры в герметичной системе по-прежнему реализуется в эксперименте.

В ходе эксперимента после достижения необходимых термобарических условий, давление в автоклаве снижали и повышали 9 раз в течение 40 часов, с выдержкой на каждом этапе, таким образом моделируя циклическое воздействие СКВ на породу. Отбор жидких выделившихся флюидов для последующего анализа проводился на каждом этапе депрессии, газы регистрировались газовым хроматографом и газовым счетчиком. После извлечения из автоклава образцы повторно исследовались пиролитически методом. На основе анализа флюидов и геохимических данных образцов был сделан вывод о количестве извлеченных из образцов углеводородов, включая их синтетическую часть, которая образовалась в ходе термокрекинга твердого органического вещества.

Детали проведения эксперимента ТХВ подробно описаны в исследовании [26].

РИС. 4. Реактор автоклавного типа и общая схема установки



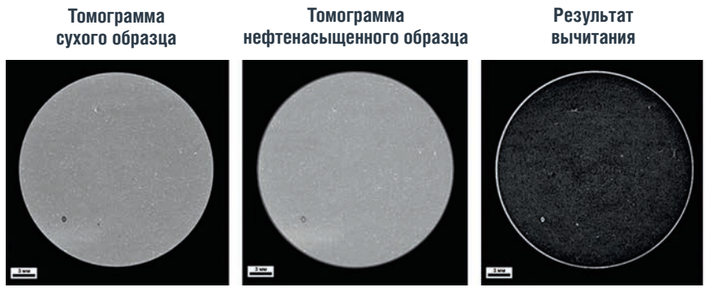
Результаты исследований

При фильтрации раствора ПАВ через образец баженовской свиты Ц1 были получены следующие результаты:

1. Коэффициент вытеснения свободной нефти раствором ПАВ составляет ~51 %.

2. После процесса фильтрации наблюдаются эффекты описанные ранее для случаев фильтрации водных растворов через сланцевые образцы – водная блокада, гидрофилизация поверхности, набухание.

РИС. 5. Томография сухого керна и после первого насыщения нефтью



3. После фильтрации раствора ПАВ проницаемость по нефти критично снижается на порядок до десятков нанодарси;

4. Томографирование образцов баженовской свиты с использованием стандартного контрастирующего вещества йодооктана (пример вычитания томограмм на первом жтапе насыщения представлен на рисунке 5) может быть сопряжено с трудностями вследствие сорбции йодооктана на частично гидрофобной поверхности образца.

5. Важно учитывать, что методом закачки ПАВ вытесняется только свободная нефть и часть сорбированных углеводородов, воздействия на кероген не происходит.

Следующие результаты были получены при фильтрации ПНГ через образец Ц2:

1. Коэффициент вытеснения свободной нефти попутным нефтяным газом доходит до 75 %.

2. Существенных трудностей, таких как ухудшение свойств образца, снижения проницаемости – не наблюдается в процессе вытеснения нефти ПНГ.

3. При вытеснении нефти происходит увеличение пористости на 1 % в связи с отмывом сорбированных углеводородов.

4. Использование рентгеновского сканера показывает наиболее точные результаты нефтенасыщенности (рисунок 6) и наиболее предпочтительно при оценке истинного $K_{выт}$ с низкопроницаемыми образцами баженовской свиты, т.к. объемно-массовый метод имеет погрешность, связанную с большими паразитными объемами трубок, в сравнении с количеством флюида, вытесняемого из образца 30×30 мм.

5. Важно учитывать, что методом закачки ПНГ происходит вытеснение только свободной нефти и части сорбированных углеводородов, воздействия на кероген не происходит.

Результаты, полученные при изучении гидротермального воздействия на образцы коллекции К1:

1. При воздействии в циклическом режиме СКВ при 350 °С на образцы породы баженовской свиты в течение 40 часов происходит термодесорбция легких углеводородов до 88 %, термодесорбция САВ и тяжелых углеводородных компонентов нефти до 75 %, и термодеструкция до 80 % керогена. Так, в случае содержания 10 % керогена в объеме породы возможно получить до 8 % дополнительной синтетической нефти, которую невозможно извлечь иным способом, помимо термического воздействия.

Важно учитывать, что образцы К1 не насыщались дополнительной нефтью, в отличие от экспериментов с Ц1 и Ц2, и в данных расчетах учитывается только исходная насыщенность извлеченных на поверхность образцов К1.

2. В ходе гидротермального воздействия происходит существенное изменение фильтрационно-емкостных свойств породы (увеличение пористости в среднем в 5 раз, и до 150 раз на отдельных образцах), напрямую

РИС. 6. Изменение нефтенасыщенности образца по результатам рентгенографического сканирования на некоторых этапах закачки ПНГ (п.о. – поровый объем)

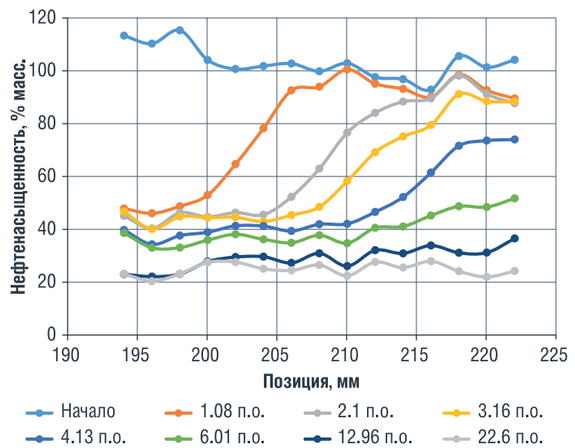


РИС. 7. Результаты микротомографии пустотного пространства одного из образцов коллекции К1 до и после ТХВ (съемка с разрешением 10 мкм, более мелкие поры не регистрируются в данном исследовании)

Образец № 14	До эксперимента	После эксперимента
	Пористость ≈ 0,006%	Пористость ≈ 0,871%

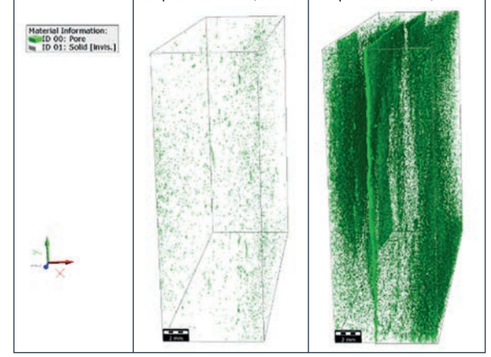
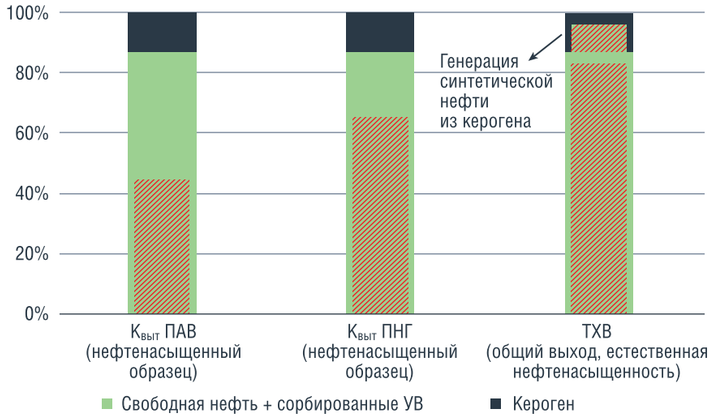


РИС. 8. Сравнение выхода углеводородов в ходе экспериментального исследования трех различных методов увеличения нефтеотдачи. Зеленым и серым обозначено исходное содержание органики в образцах, заштрихованные области показывают выход нефти каждого типа при воздействии МУН. Для ПАВ и ПНГ воздействия на кероген не происходит



связанное с преобразованием органического вещества и освобождением порового пространства (рисунок 7).

Подробно результаты эксперимента ТХВ представлены в публикации в [26].

Заключение и выводы

Проведено 3 лабораторных исследования для получения сравнительной оценки выхода углеводородов из образцов породы баженовской свиты при моделировании трех различных методов увеличения нефтеотдачи – закачка раствора ПАВ, закачка ПНГ и термохимическое воздействие.

По результатам сравнения способности каждого метода к вытеснению нефтяной фазы из пород баженовской свиты (рисунок 8) очевидно, что метод ТХВ обладает наибольшим потенциалом по сравнению с двумя другими методами. Таким образом, наряду с проблемами, которые возникают в процессе закачки ПАВ в породу (критичное снижение проницаемости и обводнение пласта), рекомендуется исключить закачку водных растворов в нефтенасыщенные пласты баженовской свиты и сосредоточиться на возможности реализации таких МУН, как закачка газов режиме смесимости, и закачка СКВ с возможностью преобразования твердого органического вещества в породе. Также предлагается рассмотреть возможность комбинации этих методов.

Полученные данные согласуются с численным исследованием представленным в работе [15]. С использованием компьютерного гидродинамического моделирования проведен ряд прогнозных расчетов реализации каждого из трех исследуемых методов на одной и той же скважине с многостадийным ГРП, по результатам которых также очевидно, что ТХВ является наиболее потенциально-эффективным МУН, а ПНГ занимает второе место.

Концепция реализации проекта по коммерческому внедрению исследуемых технологий МУН представлена в статье [27]. ●

Литература

1. *Afanasev P. и др. Compositions of Anionic and Non-Ionic Surfactants within a Hybrid EOR Technology for Unconventional Hydrocarbon Reservoirs // SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 2019. Т. 196759. С. 1–14.*
2. *Alfarge D., Wei M., Bai B. Data analysis for CO2-EOR in shale-oil reservoirs based on a laboratory database // J. Pet. Sci. Eng. 2018. Т. 162. С. 697–711.*
3. *Askarova A. и др. Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates : Experimental and numerical study on a hot water injection performance // J. Pet. Sci. Eng. 2020. Т. 194. № 107456. С. 1–11.*
4. *Bogdanovich N. и др. Mosaic Hydrophobization of the Surface of Organic-Mineral Matrix from Rocks of Bazhenov Formation // SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 2017. Т. 187873. С. 1–17.*
5. *Bondarenko T. и др. High-Pressure Air Injection Laboratory and Numerical Modelling in Bazhenov Source Rocks // SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 2017. Т. 187849. С. 1–15.*
6. *Burrows L. C. и др. A Literature Review of CO_2, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs // Energy and Fuels. 2020. Т. 34. № 5. С. 5331–5380.*
7. *Calder n A. J., Pekney N. J. Optimization of enhanced oil recovery operations in unconventional reservoirs // Appl. Energy. 2020. Т. 258. № 114072. С. 1–21.*
8. *Egboga N. U., Mohanty K. K., Balhoff M. T. A feasibility study of thermal stimulation in unconventional shale reservoirs // J. Pet. Sci. Eng. 2017. Т. 154. С. 576–588.*
9. *Gorshkov A. M., Khomyakov I. S. Thermal Treatment of Reservoir as One of the Powerful Method of Shale Formation Development in Russia // IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 2019. Т. 272. № 032004. С. 1–7.*
10. *Gupta I., Rai C. S., Sondergeld C. H. Impact of surfactants on hydrocarbon mobility in shales // SPE Reserv. Eval. Eng. 2020. Т. 23. № 3. С. 1105–1117.*
11. *Kang P.-S., Lim J.-S., Huh C. Screening Criteria and Considerations of Offshore Enhanced Oil Recovery // Energies. 2016. Т. 9. № 44. С. 1–18.*
12. *Khakimova L. и др. High pressure air injection kinetic model for Bazhenov Shale Formation based on a set of oxidation studies // J. Pet. Sci. Eng. 2018. Т. 172. С. 1120–1132.*
13. *Lapkovsky V.V., Kontorovich V.A., Shmelev N.E. A generalized image and boundaries of the Bazhenov Formation: constraints from well log data for Salym-type sections (West Siberia) // Russ. Geol. Geophys. 2018. Т. 59. № 9. С. 1129–1136.*
14. *Liu J. и др. Experimental study of the stimulating mechanism of shut-in after hydraulic fracturing in unconventional oil reservoirs // Fuel. 2021. Т. 300. № January. С. 120982.*
15. *Mukhina E. и др. Enhanced Oil Recovery Method Selection for Shale Oil Based on Numerical Simulations // ACS Omega. 2021. Т. 6. № 37. С. 23731–23741.*
16. *Popov E. и др. Laboratory investigations of hydrous pyrolysis as ternary enhanced oil recovery method for Bazhenov formation // J. Pet. Sci. Eng. 2017a. Т. 156. № June. С. 852–857.*
17. *Popov E. Y. и др. Evaluation of changes in Bazhenov rocks porosity and permeability in a process of hydrothermal treatment modeling (Russian) // Oil Ind. J. 2017b. Т. 03. С. 45–49.*
18. *Sanaei A. и др. Comprehensive Study of Gas Cycling in the Bakken Shale // Unconv. Resour. Technol. Conf. 2018. Т. 2902940. С. 1–15.*
19. *Sanchez-Rivera D., Mohanty K., Balhoff M. Reservoir simulation and optimization of Huff-and-Puff operations in the Bakken Shale // Fuel. 2015. Т. 147. С. 82–94.*
20. *Scerbacova A. и др. Screening of surfactants for Huff-N-Puff injection into unconventional reservoirs // Soc. Pet. Eng. – SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 2021, RPTC 2021. 2021.*
21. *Sheng J. J. Chapter Nine – EOR mechanisms of wettability alteration and its comparison with IFT // Enhanced Oil Recovery in Shale and Tight Reservoirs. : Gulf Professional Publishing, 2020. С. 213–278.*
22. *Shuler P. J. и др. Surfactant Huff-n-Puff Application Potentials for Unconventional Reservoirs // SPE Improv. Oil Recover. Conf. 2016. Т. 179667. С. 1–14.*
23. *Taylor S. E. Review: Interfacial Chemistry in Steam-Based Thermal Recovery of Oil Sands Bitumen with Emphasis on Steam-Assisted Gravity Drainage and the Role of Chemical Additives // Colloids and interfaces. 2018. Т. 2. № 16. С. 1–26.*
24. *Thiruvenkadam S. и др. Process application of Subcritical Water Extraction (SWE) for algal bio-products and biofuels production // Appl. Energy. 2015. Т. 154. С. 815–828.*
25. *Tu J., Sheng J. J. Experimental and numerical study of surfactant solution spontaneous imbibition in shale oil reservoirs // J. Taiwan Inst. Chem. Eng. 2020. Т. 106. С. 169–182.*
26. *Turakhanov A. и др. Cyclic subcritical water injection into bazhenov oil shale: Geochemical and petrophysical properties evolution due to hydrothermal exposure // Energies. 2021. Т. 14. № 15.*
27. *Ushakova A. и др. A comprehensive project of thermal, gas and chemical EOR method application for bazhenov shale formation // Soc. Pet. Eng. – SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 2021, RPTC 2021. 2021.*
28. *Varfolomeev M. и др. Improving heavy oil oxidation performance by oil-dispersed CoFe2O4 nanoparticles in In-situ combustion process for enhanced oil recovery // Fuel. 2021. Т. 285. № 119216. С. 1–14.*
29. *Ващенко А. В. и др. Стабильность и совместимость экологически безопасных поверхностно-активных веществ с пластовой водой месторождений Западной Сибири. Особенности формирования водонефтяных эмульсий // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2015. Т. 7. С. 31–35.*

KEYWORDS: *EOR methods, surfactants, hydrocarbon gas, supercritical water, thermochemical stimulation, oil displacement, screening, oil shales.*

ИНСТРУМЕНТАЛИЗИРОВАННАЯ ВИРТУАЛЬНАЯ МНОГОФАЗНАЯ РАСХОДОМЕТРИЯ

Анализ результатов применения на скважинах Восточно-Макаровского газоконденсатного месторождения

Баранов Владимир Евгеньевич
ООО «Прикаспийская Газовая Компания»

Милецкий Михаил Александрович
ООО «Прикаспийская Газовая Компания»

Нухаев Марат Тохтарович
«Сибирский Федеральный Университет», «Институт автоматики и электрометрии СО РАН», ООО «Киплайн»

Зайцев Александр Васильевич
Институт теоретической и прикладной механики СО РАН, Новосибирский Государственный Университет

Кабанов Василий Алексеевич
«Институт автоматики и электрометрии СО РАН»

Карамышева Татьяна Юрьевна
«Институт теоретической и прикладной механики СО РАН»

УДК 004; 622

ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОПТИМИЗАЦИЯ КОЛИЧЕСТВА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЗАЧАСТУЮ ДАННОЕ УСЛОВИЕ ДОСТИГАЕТСЯ С ПОМОЩЬЮ ПОДБОРА И ПОДДЕРЖИВАНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН. В ЭТОМ СЛУЧАЕ ЗАМЕРЫ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА ЯВЛЯЮТСЯ ВАЖНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ. В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНСТРУМЕНТАЛИЗОВАННОЙ ВИРТУАЛЬНОЙ МНОГОФАЗНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ НА СКВАЖИНАХ ВОСТОЧНО-МАКАРОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ТЕХНОЛОГИИ ВИРТУАЛЬНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩИЕ МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И АДАПТАЦИИ МОДЕЛЕЙ НА РЕАЛЬНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТОВ РАБОТЫ СКВАЖИН СТАНОВЯТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ ПОПУЛЯРНЫМИ, ПРИ ЭТОМ ЗАЧАСТУЮ КАЧЕСТВО ДАННЫХ НА ВХОДЕ МОДЕЛИ НЕ ПОЗВОЛЯЕТ ГАРАНТИРОВАТЬ КАЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА. В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ ВИРТУАЛЬНОГО МНОГОФАЗНОГО РАСХОДОМЕРА НА ОСНОВАНИИ ОДНОФАЗНЫХ РАСХОДОМЕРОВ-СТРИМЕРОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ. ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ РАСХОДОМЕРЫ НА БАЗЕ ТРУБЫ ВЕНТУРИ. БЫЛА ПРОВЕДЕНА СЕРИЯ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИН НА РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ. ДЛЯ НАСТРОЙКИ МОДЕЛИ СТРИМЕРОВ, БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ НАСТРОЕЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА СЕПАРАТОРЕ. В ПРОЦЕССЕ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИН РЕЗУЛЬТАТЫ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ СТРИМЕРА ВЕРИФИЦИРОВАЛИСЬ С ПОМОЩЬЮ УЗЛОВОГО АНАЛИЗА

ONE OF THE KEY TECHNOLOGICAL INDICATORS IN THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE FIELDS IS THE OPTIMIZATION OF THE AMOUNT OF LIQUID HYDROCARBONS. OFTEN THIS CONDITION IS ACHIEVED BY SELECTING AND MAINTAINING OPTIMAL WELL OPERATION MODES. IN THIS CASE, MULTIPHASE FLOW MEASUREMENTS ARE AN IMPORTANT TOOL FOR OPTIMIZATION. THE PAPER PRESENTS THE EXPERIENCE OF IMPLEMENTING THE TECHNOLOGY OF INSTRUMENTALIZED VIRTUAL MULTIPHASE FLOW METERING IN THE WELLS OF THE VOSTOCHNO-MAKAROVSKOYE GAS CONDENSATE FIELD TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF LIQUID HYDROCARBON PRODUCTION. VIRTUAL FLOW METERING TECHNOLOGIES THAT USE METHODS OF MODELING AND ADAPTATION OF MODELS TO REAL OPERATING PARAMETERS OF WELLS IN ORDER TO DETERMINE WELL PRODUCTION RATES ARE BECOMING MORE AND MORE POPULAR, WHILE OFTEN THE QUALITY OF DATA AT THE MODEL INPUT DOES NOT GUARANTEE A QUALITATIVE DETERMINATION OF MULTIPHASE FLOW PARAMETERS. THE PAPER PRESENTS THE EXPERIENCE OF CONSTRUCTING A VIRTUAL MULTIPHASE FLOWMETER BASED ON SINGLE-PHASE FLOWMETERS-STREAMERS INSTALLED IN GAS WELLS. FLOWMETERS BASED ON THE VENTURI TUBE WERE USED. A SERIES OF WELL TESTS WERE CARRIED OUT IN VARIOUS MODES. TO TUNE THE STREAMER MODEL, ADDITIONAL TUNING STUDIES WERE CARRIED OUT ON THE SEPARATOR. DURING WELL TESTING, THE RESULTS OF STREAMER MODEL BUILDING WERE VERIFIED USING NODAL ANALYSIS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *многофазный поток, виртуальная расходометрия, стример, труба Вентури.*

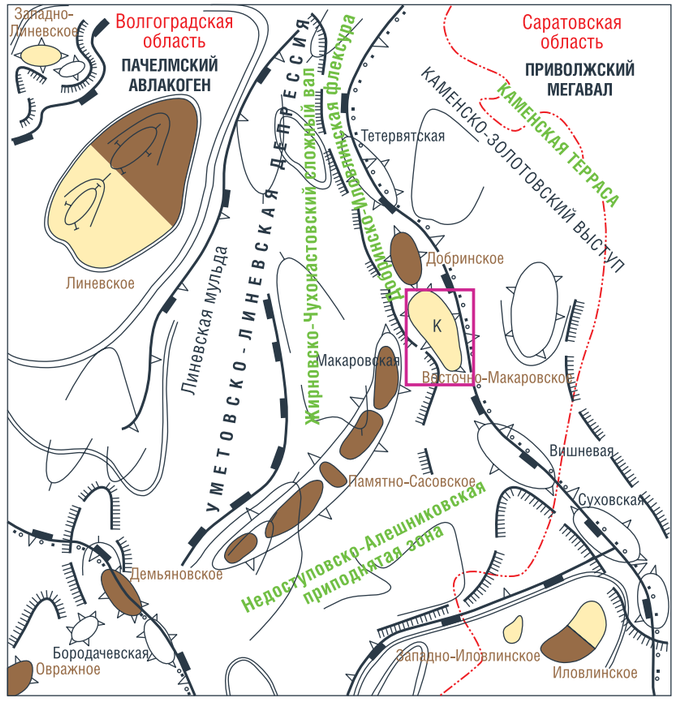
Общие характеристики Восточно-Макаровского газоконденсатного месторождения

Восточно-Макаровское газоконденсатное месторождение введено в разработку в 2010 г. Расположено в Жирновском районе Волгоградской области, вблизи северо-восточной границы с Саратовской областью. В тектоническом плане Восточно-Макаровский лицензионный участок относится к зоне сочленения Уметовско-Линевской депрессии и Каменско-Золотовского выступа (рис. 1).

Согласно нефтегазогеологическому районированию, Восточно-Макаровское месторождение относится к Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На данном месторождении выявлено две газоконденсатные залежи: в песчаниках бобриковского горизонта и в рифогенных верхнефранских отложениях евлановско-ливенского возраста (D3ev-lv). Газоконденсатная залежь евлановско-ливенского горизонта Восточно-Макаровского месторождения находится в разработке. Данный горизонт представлен доломитами светло-буровато-серыми, вишнево-светло-серыми, буровато-светло-серыми, светло-серыми с вишневым оттенком, скрытокристаллическими, с реликтовой детритово-биоморфной, биоморфной (цианофитной или мелкокомковатой), биогермной (водорослевой и водорослево-коралловой) и строматопоро-водорослевой структурами, с неясной субгоризонтальной слойчатостью, плотными, крепкими. В доломитах наблюдается грубая горизонтальная, пологоволнистая субгоризонтальная биогенная слоеватость. Присутствуют также и неслоистые, неравномерно глинистые (1–12%) и неравномерно известковистые (1–20%). Наблюдаются различной формы включения и прослои белых ангидритов.

Коллекторские свойства доломитов меняются в широком диапазоне, что объясняется сложной структурой их пустотного пространства. Флюидоупором евлановско-ливенской залежи служат глинисто-карбонатные породы задонского горизонта нижне-фаменского возраста. Непроницаемые породы представлены переслаиванием мергелей темно-серых, доломитизированных, известняков серых, микрозернистых, массивных, неравномерно глинистых, плотных, с отдельными трещинами, которые залечены кальцитом, битумом, известковистых доломитов скрытокристаллических с реликтово-детритовой и водорослевой структурой и грубой горизонтальной слоистостью. Породы неравномерно трещиноватые, трещины открытые и минеральные, разнонаправленные, наблюдаются редкие стилолитовые швы. Толщина 170–313 м. Средняя глубина залегания пласта составляет 2600 м. Тип залежи массивная, подстилаемая водой.

РИС. 1. Тектоническая схема района



Коллектор порово-трещинно-кавернозный, сложен карбонатными породами.

Проницаемость коллекторов газоконденсатной залежи, определенная по керну, в среднем составила $68{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. По результатам гидродинамических исследований – в среднем $14{,}6 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Пористость по исследованиям керна. в среднем составляет 0,062. Величина пористости, определенная по ГИС, в среднем 0,069.

Коллектор евлановско-ливенского горизонта разделяется на газонасыщенный и водонасыщенный (рис. 2). Газонасыщенность изучена по результатам исследований керна, в среднем равно 0,74. Коллектор представлен рифогенными карбонатными отложениями.

Относительные фазовые проницаемости и коэффициент вытеснения конденсата водой определены на образцах керна продуктивного интервала. ГВК принят по результатам интерпретации ГИС на абсолютной отметке минус 2465,3 м в соответствии с утвержденным при подсчете запасов.

Свободный газ относится к метановому типу. Содержание метана в газе составило от 63,17 до 78,87%, этана – 6,772–9,842%, пропана – 3,47–6,54%, бутана – 1,95–7,024%, пентана + высших – 1,846–10,763%, сероводорода – 0,094–0,121%, гелия – 0,045–0,057%, углекислого газа – 0,277–0,8%, азота – 3,24–5,025%. По содержанию основных компонентов газ жирный, бензиновый, сернистый.

Конденсат легкий, маловязкий, малосернистый, малопарафинистый, малосмолистый. Среднее начальное пластовое давление в залежи составляет 23,8 Мпа, пластовая температура в интервале залегания продуктивного пласта изменяется в пределах 68–72 °С.

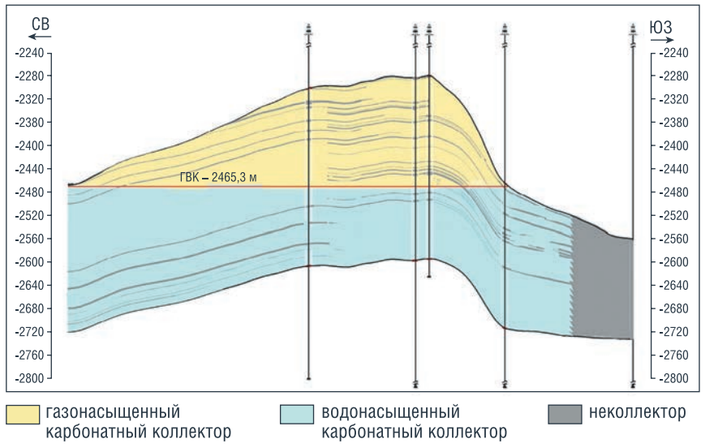
На Восточно-Макаровском газоконденсатном месторождении пробурено 5 скважин на евлановско-ливенский продуктивный горизонт.

Технология индикаторов-трендеров на базе однофазных расходомеров

Восточно-Макаровская скважина Y была введена в эксплуатацию в июле 2016 года. Скважина работает фонтанным способом. На рисунке (рис. 3) представлена конструкция скважины Y Восточно-Макаровского месторождения. Скважина закончена эксплуатационно колонной 168 мм и открытым стволом 2700–3100 м (измеренная глубина). Эксплуатируется с помощью НКТ 73 мм. Добыча регулируется с помощью дросселя.

Традиционно, мониторинг работы газодобывающих скважин ведется с помощью устьевых манометров (буферное и затрубное давление). В случае изменения буферного давления, регулируется положение дросселя для увеличения или снижения добычи газа. Было решено провести испытания однофазного расходомера в качестве индикаторов-трендеров.

РИС. 2. Схематический геологический профиль по линии скважин Восточно-Макаровского месторождения



В процессе выбора типа однофазного расходомера нужно было учесть существенно-неоднородную среду добываемого флюида. Связано это с тем, что на данной скважине наблюдается увеличение доли конденсата в продукции и снижение дебита по газу. Причиной является снижение пластового давления в газовой шапке и постепенный подъем ГНК [1].

В качестве однофазного расходомера был выбран расходомер для существенно-неоднородной среды на базе трубы Вентури. Расходомер жидкости и газа на основе сужающего устройства в виде трубы Вентури представляет собой классический расходомер данного принципа действия с некоторыми модификациями (рис. 4). Механическая его часть выполнена с соблюдением

РИС. 3. Схема заканчивания скважины Y Восточно-Макаровского месторождения

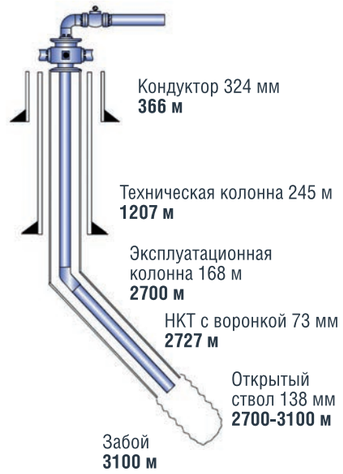
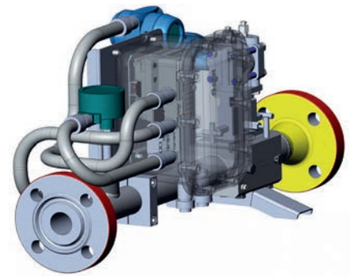


РИС. 4. Расходомер жидкости и газа на основе сужающего устройства в виде трубы Вентури



принципа модульности и позволяет использовать устройство со сторонним вычислителем. Это может быть удобно при применении расходомера в составе какого-либо автоматизированного комплекса. В то же время части, которые не предназначены для раздельной эксплуатации, представляют собой монолитный блок, что повышает надежность устройства и снижает его цену. Блок состоит из газовой магистрали с фланцевыми соединителями, сужения со всеми необходимыми каналами или капиллярами (интегрирующими, измерительными, технологическими), отводами для подключения дополнительных датчиков (избыточного давления и температуры среды).

РИС. 5. Сравнение данных буферного давления и расходомера

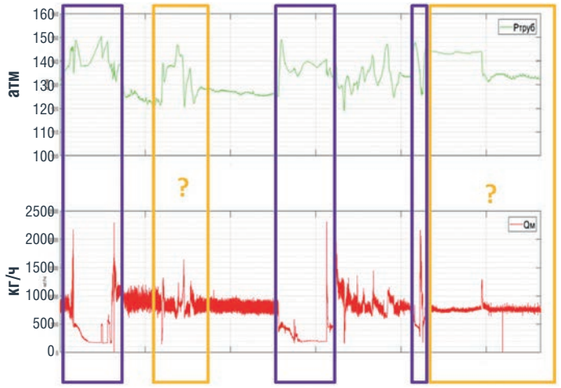


РИС. 6. Вертикальная установка однофазного расходомера на скважины Y Восточно-Макаровского месторождения

На рис. 5 представлено сравнение буферного давления (зеленая кривая) и показаний массового расхода (красная кривая) с однофазного расходомера. Синими прямоугольниками выделены режимы снижения расхода из-за проблем на регулируемом дросселе. Данное поведение хорошо отображается на показаниях расходомера. По этим данным добывающей компании была предоставлена своевременная информация и были приняты соответствующие меры по возврату на режим. Несмотря на то, что данные буферного давления показали увеличения давления в данные периоды, но судить по этим данным об проблеме с устьевым оборудованием (смена положения дросселя) – проблематично и недостоверно. Это подтверждается следующими наблюдениями: оранжевыми прямоугольниками выделены режимы увеличения трубного давления, но при этом массовый расход не меняется. Например, в последний период исследований происходит изменение трубного давления с 144 бар до 134 бар, при этом массовый расход не меняется.

По результатам проведенных работ были сделаны следующие выводы:

- только по одному показанию датчика буферного давления некорректно отслеживать режимы работы скважины.
- однофазный расходомер позволяет отследить изменения режимов работы скважины, провести оценку расхода и своевременно отреагировать в случае необходимости изменения режимов эксплуатации скважин.

После проведенных исследований и анализа данных, было решено расширить возможности мониторинга работы скважины и провести испытания для настройки инструментализованной виртуальной многофазной расходометрии на базе однофазного расходомера для существенно-неоднородной среды.

Инструментализованная виртуальная многофазная расходометрия

Для настройки модели инструментализованной виртуальной многофазной расходометрии были проведены работы на скважине Y Восточно-Макаровского месторождения. Работы проводились с установкой однофазного расходомера типоразмера 45 мм (рис. 6) и завешиванием погружного манометра на глубину 200 метров от устья скважины.

Исследования проводились на следующих режимах режимах работы скважины:

- через шлейф с поддержанием расходов 1200, 900, 600, 300 кг/ч и в обратном порядке (см. таблицу 1) до стабилизации давления;
- затем осуществлялся перевод на сепаратор до стабилизации давления (рис. 7);
- после стабилизации давления проводился замер расхода. Время поддержания расходов составляло 6 часов.

При работе через сепаратор проводился сравнительный анализ расхода на расходомере и на диафрагменном измерителе критического течения (ДИКТ), установленном на сепараторе.

На основании данных о газожидкостном факторе, полученном во время испытаний, данные расходомера были обработаны и получены отдельные

РИС. 7. Схема обвязки скважины № 3 Восточно-Макаровского газоконденсатного месторождения во время проведения исследования

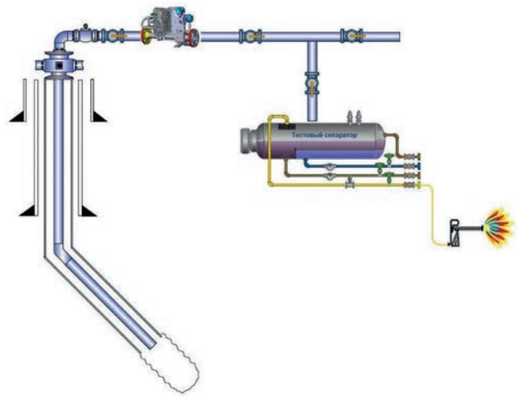
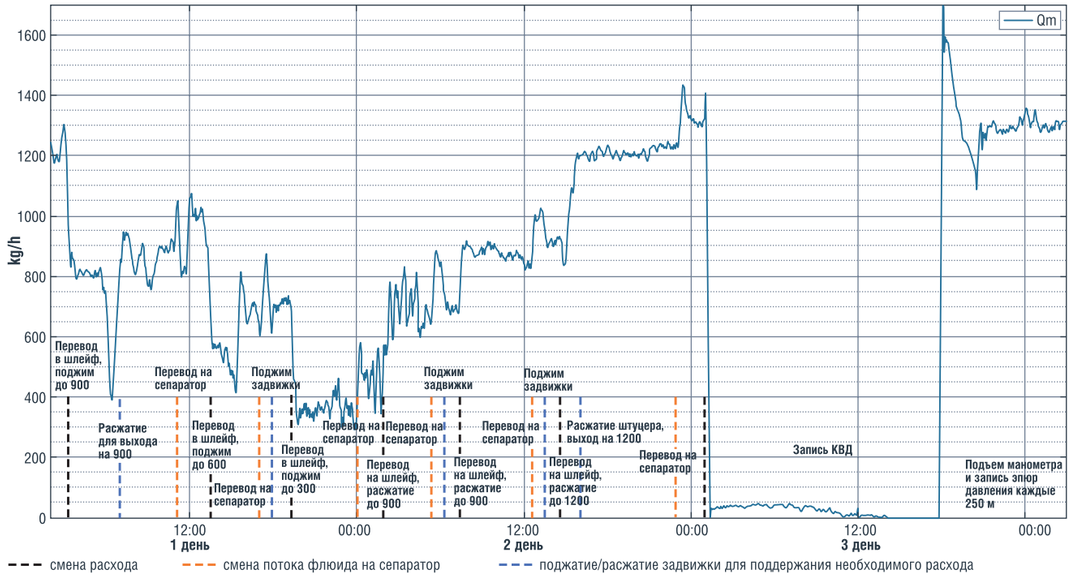


РИС. 8. Массовый расход флюида



данные по расходу жидкости и по расходу газа. На рис. 8 представлены режимы работы скважины на различных уровнях поддержания расхода. На рис. 9 представлен перепад давления на расходомере.

Общая тенденция на представленном графике заключается в том, что после перевода потока флюида со шлейфа на сепаратор, наблюдается скачок показаний расхода на 50–100 кг/ч. В периоды поддержания расхода обнаружены некоторые незначительные флуктуации показаний (+- 50–100 кг/ч), вызванных, в первом приближении, процессами в затрубном пространстве, которые оказывают влияние на остальные параметры: давление трубное, перепад давлений [2]. Наиболее выраженное влияние наблюдается на графике трубного давления и давления на расходомере (рис. 10).

Ниже предоставлена таблица 1 с расчетом дебита газа скважины Y Восточно-Макаровского газоконденсатного месторождения.

В результате сравнения данных расходомера и замеров на ДИКТ составила менее 5%. При этом выявлено оператором цеха добычи неисправная задвижка, на первом режиме поддержания расхода 1200 кг/ч, что привело к невозможности поддержания стабильного расхода на сепараторе и соответственно не корректным замерам (таблица 2).

Также была проведена настройка многофазной модели скважины для оценки расхода жидкости и газа с помощью многофазного расходомера (рис. 11).

При заданных давлении, температуре и перепаде давления, величины возможных расходов жидкости и газа, можно отобразить на одной кривой. Точное расположение кривой зависит от линейных плотностей жидкости и газа, диаметров критического и выходного сечения расходомера. Для восстановления точных значений расходов на этой кривой, требуется знать газожидкостное отношение либо плотность флюида [3].

На графике приведены кривые, соответствующие перепадам давления для исследуемых режимов (давление и температура примерно одинаковые). Так же на графике указаны горизонтальные прямые, соответствующие данным с сепаратора, и вертикальные прямые, соответствующие данным с ДИКТ. В идеальном случае две

РИС. 9. Перепад давления на расходомере

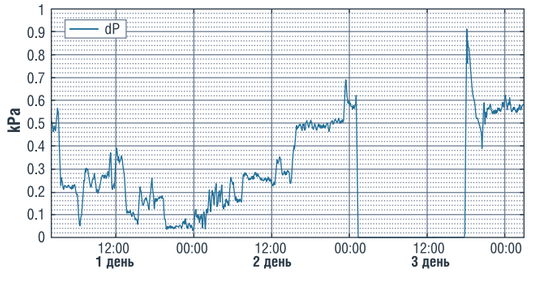


РИС. 10. Давление на расходомере

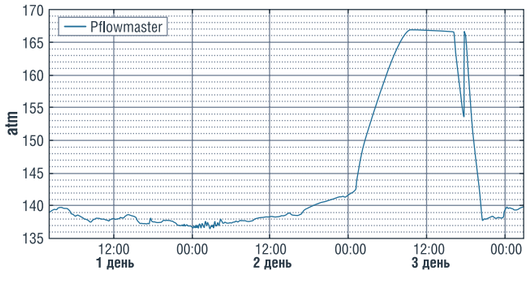


ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Расчет дебита газа по формуле: $Q = \frac{C \cdot P}{\sqrt{Z \cdot \gamma \cdot T_z}}$														
Режим	**Ø шб. мм**	**C**	**$P_{дикт}$ кгс/см²**	**$T_{дикт}$ °K**	**γ**	**$P_{кр}$**	**$T_{кр}$**	**$P_{пр}$**	**$T_{пр}$**	**Z**	**ZYT**	**$\sqrt{Z\gamma T}$**	**C×P**	**Q газа, тыс. м³/сут**
1200	25	117,759	0,94	278	0,746	46,42	219,4	0,02	1,27	0,99	205,31	14,33	110,69	7,724
900	-//-	-//-	0,46	302	-//-	-//-	-//-	0,01	1,38	0,99	223,04	14,93	54,17	3,628
600	-//-	-//-	0,40	305	-//-	-//-	-//-	0,01	1,39	0,99	225,25	15,01	47,10	3,119
300	-//-	-//-	0,24	288	-//-	-//-	-//-	0,01	1,31	0,99	212,70	14,58	28,26	1,938
600	-//-	-//-	0,32	286	-//-	-//-	-//-	0,01	1,30	0,99	211,22	14,53	37,68	2,593
900	-//-	-//-	0,48	297	-//-	-//-	-//-	0,01	1,35	0,99	219,35	14,81	56,52	3,817
1200	-//-	-//-	0,55	281	-//-	-//-	-//-	0,01	1,28	0,99	207,53	14,40	64,77	4,498
1200	-//-	-//-	0,76	286	-//-	-//-	-//-	0,02	1,30	0,99	211,22	14,53	89,50	6,159
900	-//-	-//-	0,62	297	-//-	-//-	-//-	0,01	1,35	0,99	219,35	14,81	73,01	4,930
600	-//-	-//-	0,52	298	-//-	-//-	-//-	0,01	1,36	0,99	220,08	14,83	61,23	4,129
300	-//-	-//-	0,26	281	-//-	-//-	-//-	0,01	1,28	0,99	207,53	14,41	30,62	2,125
600	-//-	-//-	0,32	288	-//-	-//-	-//-	0,01	1,31	0,99	212,70	14,58	37,68	2,585
900	-//-	-//-	0,60	297	-//-	-//-	-//-	0,01	1,35	0,99	219,35	14,81	70,66	4,770
1200	-//-	-//-	0,71	288	-//-	-//-	-//-	0,02	1,31	0,99	212,70	14,58	83,61	5,734

прямые и кривая для каждого режима должны пересечься в одной точке. Но из-за погрешности исходных данных в пересечении получается треугольник, локализирующий наиболее вероятные значения расходов.

Плотность рассчитывается из перепада давления на устье скважины и манометра, расположенного на глубине 200 м (рис. 12).

Таким образом, была предложена технология проведения инструментализованной виртуальной многофазной расходометрии с использованием однофазного расходомера. Предложенная методология позволяет оценить плотность флюида и оценить дебиты газа и жидкости.

Заключение

В результате проведенных исследований были получены следующие результаты:

- построена модель скважины и настроены эксплуатационные параметры для оценки дебита скважины;
- доказано, что стандартного набора данных, доступных для газоконденсатной скважины недостаточно для корректной оценки дебитов;
- обосновано применение однофазных расходомеров в качестве основы виртуальных многофазных расходомеров;
- рассмотрены различные варианты реализации комплекса сбора эксплуатационных параметров для моделирования;
- проведен анализ необходимого и достаточного набора физических измерений на скважине;
- данные использованы для оценки работы отдельных скважин и для перераспределения добычи по фонду скважин;
- повышение точности замеров позволило решить ряд задач контроля разработки месторождения без значительных материальных издержек;
- замеряемость фонда повышена без необходимости перевода скважин на тестовый сепаратор и отжига продукции;
- реализованный подход позволил оптимизировать извлечение жидких углеводородов.

Впервые использована комбинация однофазных расходомеров и методов виртуальной расходометрии с целью повышения надежности и достоверности замеров газоконденсатных скважин.

Предложенный подход позволяет значительно повысить качество данных о работе скважин при этом снижает количество испытаний с отжигом углеводородов. Разрешающая способность по времени данных расхода многофазного потока сопоставима с разрешающей способностью датчиков давления (устьевых и забойных), что позволяет применять новые подходы к интерпретации динамических данных в рамках исследований скважин. ●

ТАБЛИЦА 2. Сравнение значений расхода газа, полученных на ДИКТ и расходомера

Расход р-ра (кг/ч)	Q газа (р-ра), кг/ч	Q газа (р-ра), м³/ч	Q газа (на ДИКТ), кг/ч	Q газа (на ДИКТ), м³/ч	Отличие, %
1200	220	270.9	322	396.6	31
900	154	189.7	151	186	2
600	123	151.5	130	160.1	5
300	85	104.7	81	99.75	5
600	110	135.5	108	133	2
900	160	197	159	195.8	1
1200	214	263.5	206	253.7	4

РИС. 11. Давление на расходомере

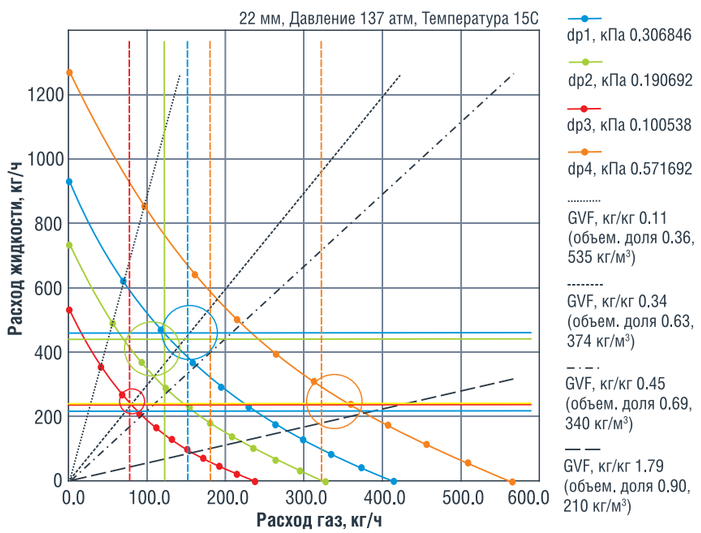


РИС. 12. Расчет плотности флюида

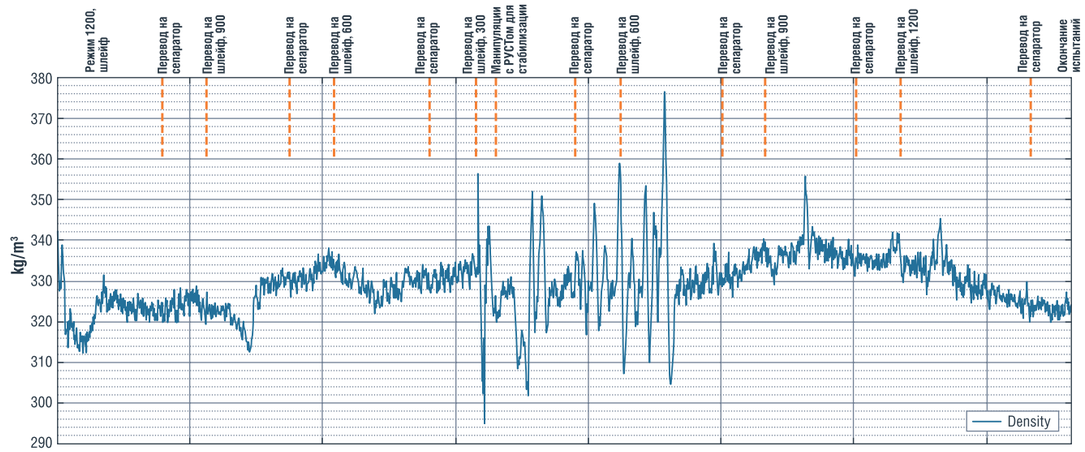


ТАБЛИЦА 3. Режимы работы во время проведения испытаний

№ режима	Массовый расход, кг/ч	Отработка	Продолжительность* до стабилизации буферного давления
1	1200	В шлейф	10 часов (до стабилизации $P_{буфер}$)
2	1200	На сепаратор	2 часа (с сохранением давления как в шлейфе)
3	900	В шлейф	6 часов (до стабилизации $P_{буфер}$)
4	900	На сепаратор	2 часа (с сохранением давления как в шлейфе)
5	600	В шлейф	4 часов (до стабилизации $P_{буфер}$)
6	600	На сепаратор	2 часа (с сохранением давления как в шлейфе)
7	300	В шлейф	4 часов (до стабилизации $P_{буфер}$)
8	300	На сепаратор	2 часа (с сохранением давления как в шлейфе)
9	600	В шлейф	4 часов (до стабилизации $P_{буфер}$)
10	600	На сепаратор	2 часа (с сохранением давления как в шлейфе)
11	900	В шлейф	4 часов (до стабилизации $P_{буфер}$)
12	900	На сепаратор	2 часа (с сохранением давления как в шлейфе)
13	1200	В шлейф	10 часов
14	1200	На сепаратор	2 часа (с сохранением давления как в шлейфе)
15	Остановка скважины	Запись КВД	24 часа
16	900 кг/ч. Подъем и запись эпюр давления каждые 250 м	На сепаратор	

Литература

1. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 544 с.*
2. *Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М.О. Штейнберга 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.*
3. *Jahn F., Cook M., Graham M. Hydrocarbon exploration and production. 2nd edition. Elsevier, 2008. – 444 p.*

KEYWORDS: *multiphase flow, virtual flowmetry, streamer, Venturi pipe.*

РЕНТГЕНОГРАФИЯ

как новый подход к измерению межфазного натяжения и краевого угла смачивания в пластовых условиях

УДК 622.276

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ НАЧАЛО РАЗРАБОТКИ НОВОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЛИ СУЩЕСТВЕННЫЕ КОРРЕКТИРОВКИ В ТЕКУЩЕМ ПЛАНЕ ДОБЫЧИ ТРАДИЦИОННО ПРЕДВАРЯЮТСЯ МОДЕЛИРОВАНИЕМ ПЛАСТОВЫХ ПРОЦЕССОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОДНОГО ИЗ МНОЖЕСТВА ДОСТУПНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ СИМУЛЯТОРОВ, ПРИ ЭТОМ ДЛЯ ДЕТАЛЬНОГО ПОНИМАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА РУТИННОЙ ОСНОВЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ НА ПОРОВОМ УРОВНЕ. ВАЛИДНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ТАКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЛНОСТЬЮ ЗАВИСИТ ОТ КОРРЕКТНОСТИ ЗАДАННЫХ ВХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ. ПРОЦЕССЫ ТРАНСПОРТА ФЛЮИДОВ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЕЛИЧИНУ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ СОВОКУПНЫМ ВЛИЯНИЕМ ВЯЗКИХ И КАПИЛЛЯРНЫХ СИЛ. ПОСЛЕДНИЕ ЗАВИСЯТ ОТ ЗНАЧЕНИЯ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ (МН) МЕЖДУ ФЛЮИДАМИ И СТЕПЕНИ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОДЫ ФЛЮИДАМИ, КОТОРАЯ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ЗНАЧЕНИЕМ КРАЕВОГО УГЛА СМАЧИВАНИЯ (КУС). ТАКИМ ОБРАЗОМ, МН И КУС ЯВЛЯЮТСЯ ПАРАМЕТРАМИ, ЗНАНИЕ КОТОРЫХ КРИТИЧЕСКИ ВАЖНО ДЛЯ ПРАВИЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И РАЗРАБОТКИ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ПЛАНА ДОБЫЧИ. ЗАДАЧА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ИЗМЕРЕНИЯ ЭТИХ ПАРАМЕТРОВ ЯВЛЯЕТСЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНО АКТУАЛЬНОЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

NOWADAYS, THE DEVELOPMENT OF A NEW OIL AND GAS FIELD OR SIGNIFICANT ADJUSTMENTS IN THE CURRENT PRODUCTION PLAN ARE TRADITIONALLY PRECEDED BY MODELING RESERVOIR PROCESSES USING ONE OF THE MANY AVAILABLE HYDRODYNAMIC SIMULATORS, WHILE COMPUTING SIMULATION OF MULTIPHASE FLOW AT THE PORE LAYER IS USED FOR A DETAILED UNDERSTANDING OF THE HYDROCARBON DISPLACEMENT ON A ROUTINE BASIS. THE VALIDITY OF THE RESULTS OF SUCH SIMULATION DEPENDS ENTIRELY ON THE CORRECTNESS OF THE PRESET INPUT PARAMETERS. THE FLUID INFLOWS IN POROUS MEDIA THAT AFFECT THE VALUE OF THE HC RECOVERY FACTOR ARE DETERMINED BY THE COMBINED INFLUENCE OF VISCOUS FORCES AND CAPILLARY FORCES. THE LATTER DEPEND ON THE VALUE OF THE INTERFACIAL TENSION (IT) BETWEEN THE FLUIDS AND THE DEGREE OF WETTABILITY OF THE ROCK BY FLUIDS, WHICH IS CHARACTERIZED BY THE VALUE OF THE CONTACT ANGLE OF WETTING (CAW). THUS, IT AND CAW ARE PARAMETERS, KNOWING WHICH IS CRITICALLY IMPORTANT FOR THE CORRECT ASSESSMENT OF POTENTIALLY RECOVERABLE RESERVES AND THE DEVELOPMENT OF AN APPROPRIATE PRODUCTION PLAN. THE TASK OF IMPROVING THE QUALITY OF MEASURING THESE PARAMETERS IS EXTREMELY CRITICAL FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: *разработка нового нефтегазового месторождения, рентгенография, межфазное натяжение, краевой угол смачивания, методы измерения.*

Стукан Михаил Реональдович
начальник исследовательского отдела, к.ф.-м.н.

Корнилов Антон Сергеевич
научный консультант

Коробков Дмитрий Александрович
старший научный сотрудник, к.т.н.

Плетнева Вера Анатольевна
старший научный сотрудник, к.ф.-м.н.

Ребрикова Анастасия Тихоновна
научный сотрудник, к.х.н.

Сафонов Илья Владимирович
старший научный сотрудник, к.т.н.

Якимчук Иван Викторович
начальник исследовательского отдела, к.ф.-м.н.

Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже

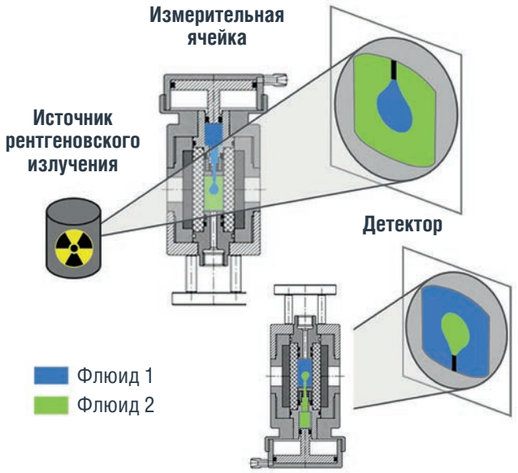
Высокая прикладная значимость МН и КУС должна была привести к развитию соответствующих методов их измерения. Действительно, в то время как определение значения краевого угла смачивания производится методом прямого измерения с использованием лежащей на поверхности капли (пузыря), для измерения межфазного натяжения между флюидами используется целый набор техник: пластина Вильгельми, кольцо Дью Нуи, методы вращающейся и висящей капли. В частности, широкое распространение в индустрии получил метод висящей капли. В данном подходе значение межфазного натяжения рассчитывается на основе анализа формы капли, которая определяется балансом действующих на каплю гравитационных и поверхностных сил. В базовой постановке метод является достаточно простым в реализации и позволяет проводить измерение МН как в статике, так и в динамике. Знание зависимостей МН от времени требуется для оценки характерных времен релаксации, а также определения начальных и равновесных значений МН, что, в свою очередь, дает возможность существенно улучшить цифровые модели флюидов, используемые для численного моделирования многофазного течения в пористых средах [1].

В классической постановке, реализованной в существующих аппаратах для измерения МН методом висящей капли, капля флюида создается внутри оптически прозрачной ячейки, заполненной другим флюидом (жидкостью или газом). Источник света и фотокамера, расположенные по разные стороны ячейки, позволяют получать изображения капли (висящей или всплывающей). Отметим, что аналогичный подход используется и для получения изображения лежащей капли при измерении КУС. На основе полученного изображения капли определяется ее контур. Если целью измерений является краевой угол смачивания, то производится непосредственное измерение этой величины по полученному контуру. Если же измерения направлены на определение значения межфазного натяжения, то производится численный поиск такого значения данного параметра в уравнении капиллярного давления (уравнения Лапласа в русскоязычной литературе, уравнения Юнга-Лапласа в англоязычной), которое соответствует найденному контуру капли.

В описанной (классической) постановке данный подход имеет два критических ограничения – внешний флюид обязан быть оптически прозрачным, а конструкция измерительной ячейки подразумевает наличие оптически прозрачных окон. Наличие таких окон существенно усложняет и удорожает создание и эксплуатацию измерительных ячеек, подходящих для измерения интересующих параметров в пластовых условиях. По этой причине на практике часто ограничиваются измерением МН и КУС в атмосферных условиях. Учитывая существенную зависимость данных величин от температуры, давления и состава флюидов (который также может меняться с изменением давления и температуры), очевидно, что такой подход негативно влияет на качество моделирования. При этом, даже если удается преодолеть сложности, связанные с использованием ячеек высокого давления, ограничение на прозрачность внешнего флюида оказывается критическим для целого ряда систем.

В первую очередь это относится к системам, в которых один из флюидов содержит поверхностно-активные вещества (ПАВ). При измерении МН в таких системах необходимо чтобы ПАВ-содержащий флюид присутствовал в системе в значительном количестве (то есть образовывал внешнюю фазу). Это требование связано с тем, что динамика изменения МН и его равновесное значение обусловлены миграцией ПАВ к межфазной границе. В случае малых объемов ПАВ-содержащего флюида (когда он образует каплю) адсорбция ПАВ на границе раздела фаз приводит к значительному снижению его концентрации в исследуемом флюиде, что приводит к искажению динамики изменения МН и установлению равновесного значения МН, не соответствующего целевой концентрации ПАВ. Отдельные трудности возникают при измерении МН для газоконденсатных систем и при термобарических условиях вблизи критической точки, когда процесс создания капли непрозрачного флюида (нефти или конденсата) сопровождается риском отрыва капли вследствие выделения газа.

РИС. 1. Принципиальная схема измерения МН/КУС с использованием рентгенографии



В МНИЦ Шлюмберже был разработан подход, позволяющий преодолеть вышеуказанные ограничения, а также была создана экспериментальная система. В основе подхода лежит идея использования рентгеновской установки для съемки изображения капли, формируемой в рентгенопрозрачной ячейке высокого давления и температуры. Таким образом, оказывается возможным осуществлять корректные измерения динамических значений МН и КУС в пластовых условиях вне зависимости от прозрачности исследуемых флюидов [2]. На рис. 1 приведена принципиальная схема разработанной измерительной системы.

Следует отметить, что использование рентгенографии имеет ряд особенностей. В первую очередь это относится к контрасту получаемых изображений, который, как правило, существенно ниже, чем у изображений, получаемых в видимом диапазоне.

Особенно заметно падение контраста по краям капель, где путь, проходимый рентгеновским пучком сквозь флюид, образующий каплю, меньше, чем в центре. Также для рентгеновских изображений характерна существенная неравномерность фона по полю изображения, а отношение сигнал/шум значительно ниже, чем у изображений в видимом диапазоне. Пример рентгеновского изображения капли воды в воздухе показан на рис. 2. Контраст изображения капли может быть улучшен за счет добавления контрастного агента, например йодида калия (KI) или хлорида цезия (CsCl) в водную фазу или йододекана в нефтяную фазу. Однако добавление контрастного агента (изменение состава изучаемых флюидов) создает риск изменения МН непредсказуемым образом.

РИС. 2. Исходное и обработанное, согласно разработанному алгоритму, рентгеновские изображения капли воды в воздухе

Кроме того, типичное время экспозиции при использовании рентгеновской установки существенно превышает таковое в оптических системах и варьируется в диапазоне от десятых долей до нескольких секунд. При столь длительной экспозиции возникает риск размытия контура капли на изображении за счет любых ее движений (колебаний, изменения объема). Перечисленные причины привели к необходимости разработки специализированных алгоритмов и программного обеспечения для вычисления значений МН и КУС по рентгеновским изображениям капли [3].

В первую очередь необходимо исключить из рассмотрения изображения, смазанные вследствие движения капли. Для этого используется коэффициент асимметрии гистограммы вертикальных градиентов, полученных из столбцов изображения ниже иглы. Если граница нижнего контура капли размыта (капля двигалась), то гистограмма градиентов близка к симметричной, если же имеет место четкая граница нижнего контура капли (капля была неподвижна) – гистограмма градиентов ассиметрична. Таким образом, сравнивая абсолютное значение коэффициента асимметрии с заданным пороговым значением, оказывается возможным установить происходило ли изменение положения (или формы) капли за время съемки изображения.

Проблемы, связанные с неравномерной яркостью изображения и недостаточным контрастом, решаются путем вычитания из исходного рентгеновского изображения капли фонового изображения (снятого предварительно изображения ячейки в отсутствие капли). После чего яркость полученного разностного изображения нормализуется (растягивается) на весь динамический диапазон. В результате качество изображение поднимается до уровня, достаточного для определения контура капли и анализа ее формы (см. рис. 2).

Для обработанных изображений выполняется поиск значения МН в уравнении Лапласа, которое наиболее точно описывает форму капли на изображении. Поскольку даже после обработки контраст изображения и четкость границ капли оказывается ниже, чем у изображений, полученных оптическим способом, для поиска параметров уравнения Лапласа используется процедура оптимизации, состоящая из двух этапов [3]. На первом этапе производится высокочастотная фильтрация изображения и выделяется контур капли. Преобразование координат контура капли из пиксельных в физические производится на основе информации о реальном размере (диаметре) иглы (например, в миллиметрах) и ее размерах на изображении в пикселях. Далее, итерационно, путем минимизации суммы квадратов разностей между полученными точками контура и точками контура, описываемого уравнением Лапласа, определяются предварительные значения параметров уравнения. На втором этапе проводится уточнение параметров капли на основе анализа обработанного изображения в оттенках серого. В качестве целевой функции используется разность интенсивности внутри и снаружи контура капли, определенного на первом этапе.

Похожая процедура производится при оценке КУС для изображений лежащей капли. В этом случае к оптимизируемым параметрам добавляется само значение КУС, а теоретический контур капли на каждом шаге оптимизации вычисляется на основе решения системы нелинейных уравнений. Поскольку получить идеально симметричную каплю в эксперименте практически невозможно, то оценки контактных углов, а соответственно и процедуры оптимизации, производятся отдельно для каждой половины изображения лежащей капли, разделенной вертикальной линией, проходящей через полюс капли.

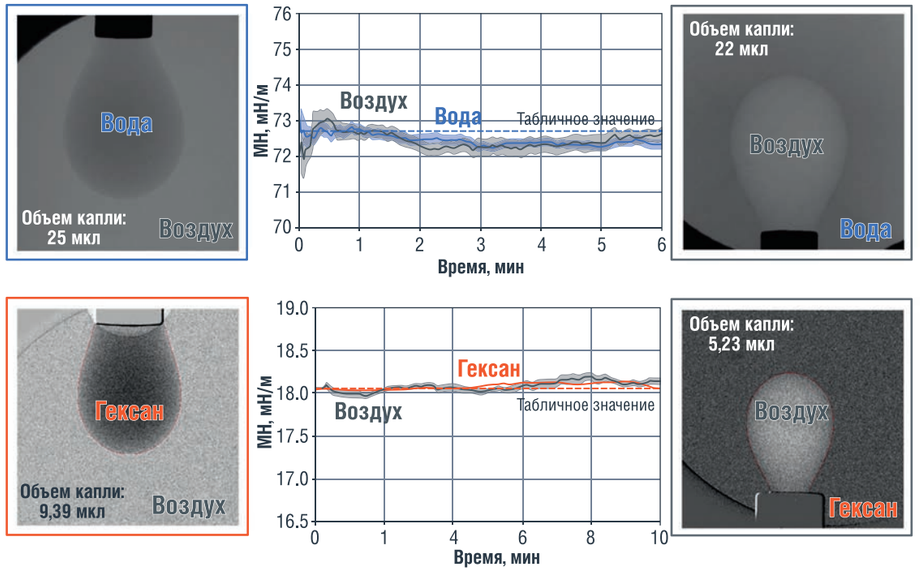
Описанный подход был реализован на базе лабораторного настольного рентгеновского томографа SkyScan 1172, для которого была спроектирована и изготовлена специальная рентгенопрозрачная ячейка высокого давления и температуры. Характеристики систем, доступных для изучения в настоящий момент, приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Характеристики доступных для изучения систем

Диапазон давлений	От атмосферного до 40 МПа
Диапазон температур	От 0 до 110 °С
Объем капли	1–100 мкл
Объем внешнего флюида (ячейки)	3 мл
Расположение капли	Висящая / Всплывающая / Лежащая

Для валидации разработанного метода и калибровки установки были рассмотрены системы деионизированая вода – воздух и гексан – воздух при атмосферном давлении и температуре 25 °С, для которых точные значения межфазного натяжения хорошо известны. Измерения проводились в двух постановках: капля жидкости в воздухе

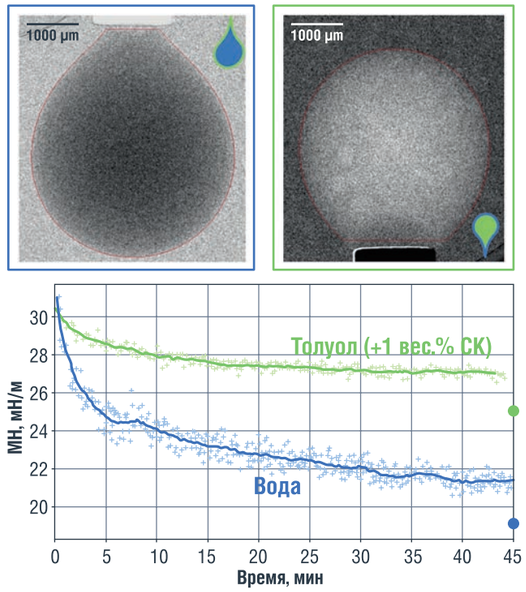
РИС. 3. Обработанные рентгеновские изображения капель воды в воздухе, гексана в воздухе и соответствующих обратных систем, а также соответствующие зависимости значения МН от времени



и пузырь воздуха в жидкости (рис. 3). Поскольку рассмотренные системы не содержат поверхностно-активных веществ, результаты, полученные в обоих постановках, хорошо согласуются между собой. Значения межфазного натяжения в пределах погрешности остаются постоянными во времени и близки к табличным значениям.

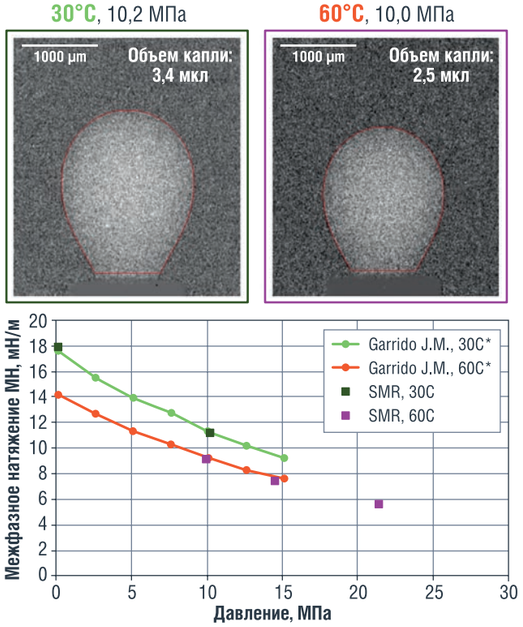
Практические преимущества от использования рентгенографии для измерения МН в полной мере проявляются при рассмотрении ПАВ-содержащих систем. В качестве примера ниже приведены результаты измерений для системы вода – однопроцентный раствор стеариновой кислоты в толуоле. Измерения проводились при атмосферном давлении и температуре 25 °С. Как и в случае чистых флюидов, были рассмотрены два варианта компоновки системы: 1) вода является внешней фазой; 2) вода образует каплю. Как видно из рис. 4, начальные значения МН для обеих систем одинаковы (~ 30 мН/м), однако зависимости МН от времени и равновесные значения МН существенно отличаются. Равновесное значение МН (через 18 часов после начала эксперимента) для капли однопроцентного раствора стеариновой кислоты в толуоле в воде оказывается заметно выше (~ 25 мН/м), чем для капли воды в однопроцентном растворе стеариновой кислоты в толуоле (~ 19,5 мН/м). Это связано с тем, что объем богатой поверхностно-активными веществами фазы, формирующей каплю, невелик, и миграция ПАВ к границе раздела фаз приводит к эффективному изменению (уменьшению) концентрации ПАВ внутри капли (то есть в равновесном состоянии концентрация ПАВ внутри капли существенно меньше 1 %). Данный пример хорошо демонстрирует необходимость использования ПАВ-содержащего флюида в качестве внешней фазы. А поскольку на практике таким флюидом часто является непрозрачная нефть, становится очевидным преимущество разработанного подхода по сравнению со стандартными оптическими методами измерения.

РИС. 4. Обработанные рентгеновские изображения капли воды в однопроцентном растворе стеариновой кислоты в толуоле и обратной системы, а также кривые зависимости МН от времени и равновесные значения МН (показаны точками) для каждой из систем



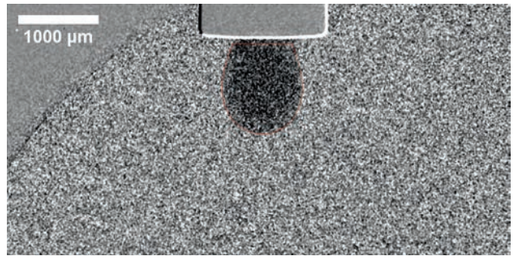
Описанный подход прошел полную валидацию и на данный момент активно используется компанией Шлюмберже для определения значений МН и КУС для систем нефть-вода в пластовых условиях в рамках решения прикладных задач по поиску оптимальных методов разработки месторождений. В качестве примера использования рентгенографии для измерения МН в условиях высоких температур и давлений, соответствующих пластовым, на рис. 5 представлены результаты измерений для системы

РИС. 5. Обработанные рентгеновские изображения пузыря азота в гексане и полученные значения МН при повышенных давлении и температуре в сравнении с известными литературными данными



азот-гексан. В данном случае пузырь азота создавался внутри заполненной гексаном ячейки. Полученные экспериментальные результаты хорошо согласуются с известными литературными данными [4]. Кроме того, были получены значения МН для данной системы при значениях давления и температуры выходящих за рамки изученного ранее диапазона (21,4 МПа, 60 °С).

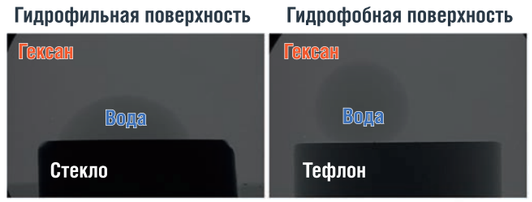
РИС. 6. Обработанное изображение капли водного раствора ПАВ в нефти. Значение МН составило 0,47 мН/м



Нижняя граница измеряемых значений МН лежит в районе 0,3–0,4 мН/м, что связано с уменьшением допустимых размеров капли, а следовательно, и возможностью оценки ее формы (см. рис. 6), на основе которой производится расчет значения МН. Тем не менее, данное ограничение позволяет уверенно работать с большинством практически значимых систем, включая газоконденсаты и ПАВ-содержащие агенты закачки.

Как уже упоминалось, описанный подход применим для измерения краевых углов смачивания. На рис. 7 приведены рентгеновские изображения капель воды, лежащих на гидрофильной и гидрофобной поверхностях в ячейке, заполненной гексаном. Указанный разброс значений краевого угла смачивания соответствует значениям КУС, оцененным для правой и левой половин капель, и отражает асимметрию капель, связанную с отклонением поверхностей подложек от горизонтали и неидеальностью самих поверхностей.

РИС. 7. Обработанные рентгеновские изображения капель воды на гидрофильной и гидрофобной поверхностях в окружении гексана



Таким образом, предлагаемый метод позволяет осуществлять корректные измерения МН и КУС в широком диапазоне термобарических условий, соответствующих пластовым, для большого набора практически значимых систем, включая нефть – пластовая вода и/или агент закачки (включая ПАВ-содержащие растворы) и газоконденсатные системы. В свою очередь, это дает возможность сделать следующий шаг в направлении повышения качества моделирования процессов, связанных с добычей углеводородов как на поровом уровне, так и на масштабе пласта. Понимание деталей этих процессов становится критически необходимым в свете снижения объемов легкодоступных запасов углеводородов и необходимости поддержания добычи на имеющихся месторождениях, что требует применения различных методов увеличения нефтеотдачи. При этом сложность и высокая стоимость большинства методов повышают требования к качеству исходных данных, используемых для оценки рентабельности их применения. Использование рентгенографии для измерения поверхностных свойств систем является одним из ответов на этот технологический вызов. ●

Литература

1. *Демьянов А.Ю. Основы метода функционала плотности в гидродинамике / Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2009. – 312 с.*
2. *Пат. 2722896 Российская Федерация, МПК G01N 13/02 (2006.01). Способ определения межфазного натяжения между двумя флюидами / Якимчук И.В., Стукан М.Р., Коробков Д.А., Плетнева В.А.; заявитель и патентообладатель Шлюмберже Текнолоджи Б.В. – № 2019138642; заявл. 29.11.2019; опубл. 04.06.2020, Бюл. № 16.*
3. *Пат. 2759874 Российская Федерация, МПК G01N 13/02 (2006.01), G01N 33/28 (2006.01). Способ и система измерения межфазного натяжения между двумя флюидами / Сафонов И.В., Корнилов А.С., Плетнева В.А., Стукан М.Р., Коробков Д.А., Якимчук И.В.; заявитель и патентообладатель Шлюмберже Текнолоджи Б.В. – № 2021105554; заявл. 04.03.2021; опубл. 18.11.2021, Бюл. № 32.*
4. *Garrido, J.M., High-pressure Interfacial Tensions for Nitrogen + Ethanol, or Hexane or 2-Methoxy-2-methylbutane: A Comparison between Experimental Tensiometry and Monte Carlo Simulations / Garrido, J.M., Cifuentes, L., Cartes, M., Segura, H., Mejia, A. // Journal of Supercritical Fluids. – 2014. – V. 89. – P. 78–88.*

Keywords: *development of a new oil and gas field, radiography, interfacial tension, wetting edge angle, measurement methods.*

КЛАСТЕРНЫЙ АНАЛИЗ

для идентификации прорыва закачиваемых вод в нефтедобывающих скважинах

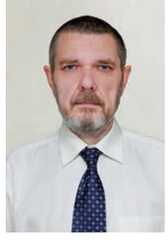
ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ/ ПРОСМОТРЕТЬ ВИДЕО

УДК 543

Трухин Иван Сергеевич
научный сотрудник лаборатории молекулярного и элементного анализа, Институт химии ДВО РАН, к.х.н.

Задорожный Павел Анатольевич
старший научный сотрудник лаборатории молекулярного и элементного анализа, Институт химии ДВО РАН, к.б.н.

Суховерхов Святослав Валерьевич
заведующий лабораторией молекулярного и элементного анализа, Институт химии ДВО РАН, к.х.н.



Маркин Андрей Николаевич
доцент кафедры Нефтегазовое дело, филиал Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовск (ФБГОУ ВО Тюменский индустриальный университет), к.т.н.

РАЗРАБОТАН СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ ПОСТУПЛЕНИЯ И РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ В ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД МЕТОДОМ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОРЫВА ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПРИ ПОМОЩИ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА МЕТОДОМ k-СРЕДНИХ ПУТЕМ РАЗДЕЛЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ И ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ НА ТРИ ГРУППЫ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ВЫДЕЛЕНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ ПО ПАРАМЕТРАМ ГРУППЫ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ ОБРАЗЦАМ С ПРОРЫВОМ. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ДОЛЯ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ В ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ РАССЧИТЫВАЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ ОТНОШЕНИЯ СТАТИСТИЧЕСКИХ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ ОБРАЗЦАМИ, ПОЛУЧЕННЫХ МЕТОДОМ ИЕРАРХИЧЕСКОГО КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА. ПРЕДЛОЖЕННЫЙ СПОСОБ ПРОШЕЛ АПРОБАЦИЮ НА ОДНОМ ИЗ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ О. САХАЛИН. БЫЛ УСТАНОВЛЕН ПРОРЫВ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ В ОДНОЙ ИЗ СКВАЖИН. ПОКАЗАНО, ЧТО ДОЛЯ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ В ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЕ ВЫРОСЛА ОТ 1,1 % ДО 30,4 % В ТЕЧЕНИЕ ДВУХ ЛЕТ

A METHOD HAS BEEN DEVELOPED FOR DETECTING THE INFLOW AND CALCULATING THE AMOUNT OF INJECTED WATER IN THE PRODUCTION WELLS BASED ON CHEMICAL COMPOSITION PRODUCED AND INJECTED WATER DATA BY CLUSTER ANALYSIS. INJECTED WATER BREAKTHROUGH IS IDENTIFIED USING K-MEANS CLUSTER ANALYSIS BY DIVIDING PRODUCED AND INJECTED WATER SAMPLES INTO THREE GROUPS TO IDENTIFY AN INTERMEDIATE GROUP, CORRESPONDING TO SAMPLES WITH A BREAKTHROUGH. THE RELATIVE SHARE OF INJECTED WATER IN PRODUCED WATER IS CALCULATED BASED ON THE RATIO OF STATISTICAL DISTANCES BETWEEN SAMPLES OBTAINED BY THE METHOD OF HIERARCHICAL CLUSTER ANALYSIS. THE PROPOSED METHOD HAS BEEN TESTED ON ONE OF THE OIL AND GAS SAKHALIN FIELDS. A BREAKTHROUGH OF INJECTED WATER WAS FOUND IN ONE OF THE WELLS. IT IS SHOWN THAT THE SHARE OF INJECTED WATER IN PRODUCED WATER INCREASED FROM 1.3% TO 30.1% WITHIN TWO YEARS

Ключевые слова: *кластерный анализ, воды нефтяных месторождений, заводнение пласта.*

Важной проблемой современного нефтяного промысла является обводнение скважинной продукции. Одна из основных причин обводнения – это поступление закачиваемых вод, которые используются для поддержания пластового давления при извлечении нефти методом заводнения.

Помимо увеличения обводненности нефти, попадание закачиваемых вод способствует образованию труднорастворимых солей при смешивании различных по химическому составу вод в пласте, которые закупоривают поры пласта и затрудняют циркуляцию нефти, приводя к снижению дебита добычи. Чрезвычайно важной и сложной задачей является определение источника поступления воды, позволяющее своевременно производить соответствующие водоизоляционные работы [2, 4].

Часто для анализа циркуляции флюидов в пласте проводятся трассерные исследования пласта, которые заключаются в добавлении меченой жидкости в нагнетательные скважины с последующим ее определением в скважинах добывающих.

Такие исследования обладают высокой информативностью, однако являются сложными и дорогостоящими [3].
На большинстве нефтедобывающих предприятий осуществляется постоянный мониторинг химического состава попутно добываемых и закачиваемых вод. Информация о химическом составе пластовой воды месторождения является важным критерием при разработке месторождения на всех этапах, и, как правило, нефтедобывающие предприятия владеют широким набором данных по химическому составу циркулирующих вод на разрабатываемом месторождении. Для установления неочевидных закономерностей между объектами обладающими широкими наборами признаков используются многомерные статистические методы, в том числе, кластерный анализ. Основной задачей кластерного анализа является группировка объектов на однородные группы по набору признаков на основе статистической дистанции между объектами. Это позволяет выделить промежуточные группы объектов, обладающих смешанными признаками. Статистическая дистанция условно отражает суммарные отличия объектов по набору признаков.

Целью данной работы стало разработать способ идентификации поступления закачиваемых вод в попутно добываемых водах на основании химического состава вод при помощи метода кластерного анализа.

Расчеты проводили при помощи программного комплекса «Statistica 12» на основании результатов исследований 240 образцов воды из добывающих скважин и участков оборудования систем поддержания пластового давления (ППД), отобранных в течение нескольких лет добычи одного из нефтегазовых месторождений о. Сахалин. В качестве статистических характеристик использовали следующие физико-химические параметры вод: общая минерализация (TDS), pH, концентрация ионов Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Sr^{2+}, Ba^{2+}, Fe^{3+}, NH_4^+, Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{2-}. В связи с тем, что значения данных физико-химических параметров относятся к различным единицам измерения и отличаются на порядки, перед проведением кластерного анализа выполнили процедуру стандартизации переменных, позволившую добиться их совместимости.

ТАБЛИЦА 1. Разброс значений физико-химических параметров образцов воды с исследуемого месторождения*

Определяемый параметр	Добывающие скважины	Оборудование системы ППД
Общая минерализация (TDS), г/дм³	15,9–33,5 / 24,9	32,2–37,9 / 34,2
pH	6,9–8,6 / 7,8	7,7–8,3 / 8,0
Na^+, мг/дм³	5379–11220 / 8708	9289–10549 / 10105
K^+, мг/дм³	52,7–487 / 117,2	375–450 / 400
Ca^{2+}, мг/дм³	76–1013 / 364	358–465 / 400
Mg^{2+}, мг/дм³	41–474 / 158	1014–1327 / 1236
Fe^{3+}, мг/дм³	0–11,7 / 1,5	0–2,3 / 0,8
Sr^{2+}, мг/дм³	9,4–26,4 / 18,8	4,4–7,3 / 6,0
Ba^{2+}, мг/дм³	0–24,2 / 7,3	0–3,3 / 0,8
NH_4^+, мг/дм³	7,3–28,2 / 13,3	0–0,04 / 0,008
Cl^-, мг/дм³	7925–21208 / 14154	18947–21338 / 19854
SO_4^{2+}, мг/дм³	1–2446 / 1051	2486–2761 / 2678
HCO_3^-, мг/дм³	381–2751 / 744	140–189 / 152

* Примечание: приведены минимальные – максимальные / средние значения в выборке

Содержание ионов Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^+, K^+, Sr^{2+}, Fe(II, III) определяли методом атомно-абсорбционной спектроскопии (ААС) на двухлучевом спектрометре Thermo SOLAAR M6 в пламенном режиме. Ионы Ba^{2+} определяли в режиме электротермической атомизации на приборе Shimadzu AA-7000. Концентрацию неорганических анионов в образцах воды определяли методом ионной ВЭЖХ. Анализ выполняли на жидкостном хроматографе Dionex ICS-5000. Разделение проводили на колонке Dionex OmniPac PAX-100. Определение щелочности (концентрации гидрокарбонат-иона) проводили методом потенциометрического титрования до pH = 4,5 по ASTM D3875-15. Удельную электропроводность и pH измеряли на мультиметре Orion 5 STAR. Общую минерализацию определяли весовым (гравиметрическим) методом.

Общая минерализация попутно добываемых вод на данном месторождении в среднем составляет 25 г/л. Так как для заводнения используется морская вода в смеси с попутно добываемой водой, прошедшей отделение от нефти, состав закачиваемой воды может изменяться. Общая минерализация закачиваемой морской воды в среднем составляет 34 г/л. Значения концентраций большинства компонентов в попутно добываемых и закачиваемых водах на данном месторождении различаются в пределах одного порядка (таблица 1).

Часто в нефтяном промысле попутно добываемые воды нефтяных месторождений представляют из себя концентрированные рассолы, в то время как для заводнения применяется вода из пресных наземных водоемов. Например, на Ярино-Каменноложском месторождение (Пермский край) общая минерализация пластовых вод доходит до 200 г/дм³, а для заводнения используется вода, обладающая общей минерализацией около 2 г/дм³ [1].

Однако особенностью исследуемого нефтегазового месторождения является сходный химический состав попутно добываемых и закачиваемых вод, следовательно, идентификация прорыва на основе информации о составе добываемой вод является сложной задачей.

Так как для заводнения используется морская вода, а в пластовой воде, сульфаты, как правило, практически не встречаются, принято считать, что поступление закачиваемой воды тесно связано с содержанием сульфатов и происходит в скважинах, где их содержание в попутно добываемой воде больше 50 мг/дм³. Однако рост концентрации сульфатов может быть вызван различными причинами, включающими, например, взаимодействие с породой пласта, микробиологическими процессами в пластовых водах, богатых серосодержащими соединениями и др.

Таким образом, использование одного параметра может быть недостаточно для предположения о прорыве, при этом очевидной корреляции с другими параметрами, как правило, не наблюдается. Известно, что для установления неочевидных взаимосвязей между объектами на основе набора их параметров используются многомерные статистические методы [5].

Существует два наиболее популярных метода кластерного анализа – иерархическая кластеризация и метод k-средних. Иерархический кластерный анализ последовательно попарно объединяет близлежащие объекты. Метод k-средних находит центр каждого кластера и группирует вокруг наиболее близкие измерения. В данной работе для подтверждения поступления именно закачиваемой воды в пласт использовали метод k-средних. Для расчета доли закачиваемой воды в продукции добывающих скважин использовали метод иерархической кластеризации.

С целью общей оценки однородности химического состава вод данного месторождения была выполнена иерархическая кластеризация полного массива данных при помощи метода Варда, так как он обладает наибольшей наглядностью. Результатами иерархического кластерного анализа является древовидная диаграмма и матрица расстояний между объектами. На общей иерархической диаграмме (рисунок 1) видно, что данный метод позволяет достаточно точно разделять образцы воды на группы, соответствующие скважинам. Тем не менее, в ряде случаев образцы из одной скважины могут попадать в несколько групп. Это свидетельствует об отличиях в их химическом составе между собой и схожести с водами из других скважин, что может являться результатом поступления чужеродных вод, в том числе вызванного прорывом закачиваемой воды.

Обводнение скважиной продукции может быть вызвано не только прорывом закачиваемой воды, но и, например, поступлением пластовой воды с соседних горизонтов, следовательно, важной задачей является корректное определение источника обводнения. Для подтверждения поступления закачиваемой воды методом k-средних была выбрана скважина № 5. Образцы воды из данной скважины составляют две «грозди» на иерархической диаграмме (рисунок 1), что свидетельствует о неоднородности химического состава, кроме того в них наблюдается постепенное увеличение содержания сульфатов (таблица 2), что может являться первым признаком смешивания с закачиваемой морской водой.

Предлагаемый подход заключается в группировке пластовых и закачиваемых вод месторождения по совокупности физико-химических параметров, целью которой является выделение промежуточной

РИС. 1. Иерархическая диаграмма образцов воды

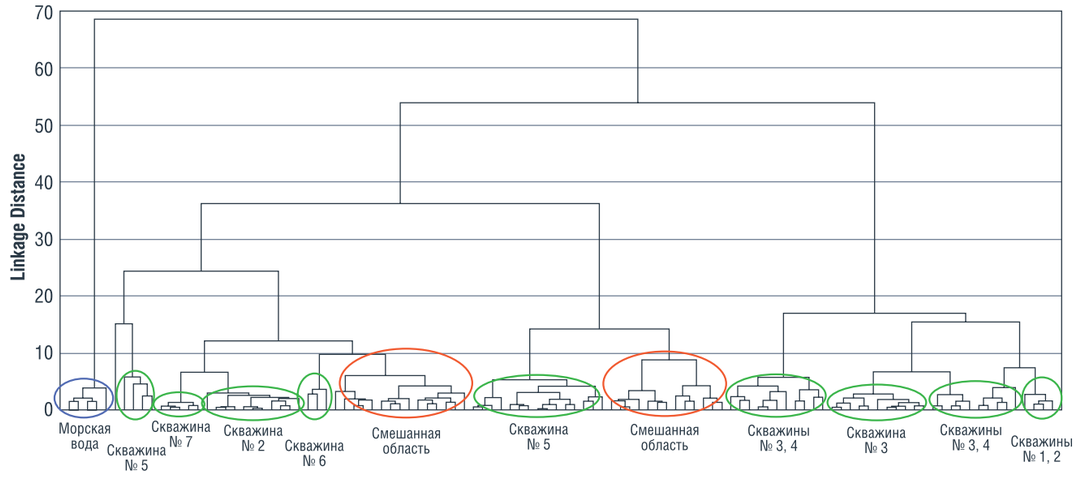


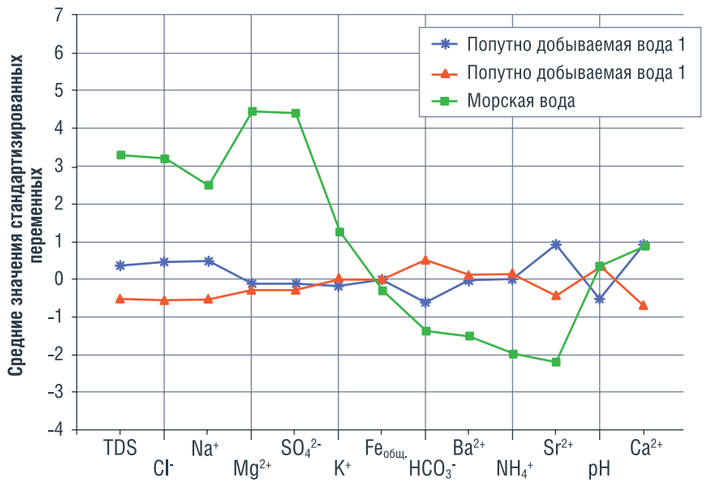
ТАБЛИЦА 2. Физико-химические параметры и рассчитанное значение доли закачиваемой воды образцов из скважины № 5 в период 2016–2018 годов

Дата отбора	TDS, г/дм³	Содержание компонентов, мг/дм³							Рассчитанная доля закачиваемой воды, %	
		HCO_3^-	Na^+	K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	Кластерный анализ	Кластерный анализ без SO_4^{2-}
01/01/16	17,6	722	6377	62	169	44	10077	24	Реперный образец	
01/02/16	17,1	573	6016	58	167	42	10055	22	1,1	1,3
21/01/17	19,4	797	6911	20	172	41	11247	38	1,6	1,7
24/03/17	17,6	666	5826	52	199	47	10568	43	2,0	2,3
16/04/17	17,9	660	6061	48	166	40	10750	45	1,3	1,4
05/06/17	17,4	692	5663	80	226	54	10415	80	2,8	2,9
06/08/17	17,3	740	5610	55	213	49	10323	79	0,0	-0,3
03/11/17	18,3	716	5992	67	232	52	10937	78	4,9	5,4
06/12/17	18,1	682	6038	55	197	42	10818	108	3,4	3,5
13/02/18	17,8	702	5819	68	235	57	10629	118	4,2	4,3
27/03/18	18,3	716	5962	55	244	57	10888	133	5,3	5,5
04/05/18	18,4	724	5966	70	244	56	10937	152	5,7	5,9
12/08/18	18,1	657	5838	62	254	69	10801	148	6,7	7,1
06/09/18	24,6	811	7216	594	389	386	14047	901	30,4	30,1

по химическому составу группы вод, подтверждающей динамику изменения химического состава воды в результате прорыва. Для этого методом k-средних провели разделение массива, состоящего из образцов попутно добываемой воды из исследуемой скважины и образцов закачиваемой воды за соответствующий промежуток времени, на три кластера. В результате разделения один из кластеров составили образцы закачиваемой воды, а образцы попутно добываемой воды были разделены на два кластера, наиболее отличающихся по химическим параметрам. Одной из возможностей кластерного анализа методом k-средних является интерпретирование результатов разделения при помощи графика средних значений переменных каждого кластера (рисунок 2). Видно, что большинство средних значений переменных одного из кластеров попутно добываемых вод занимают промежуточное положение между двумя оставшимися кластерами, это говорит о том, что вода из промежуточного кластера является результатом смешивания.

Важным преимуществом использования метода кластерного анализа является возможность

РИС. 2. График средних значений стандартизированных переменных



количественной оценки относительной доли закачиваемой воды в попутно добываемой воде. Расчет проводится на основании матрицы статистических расстояний, полученной с помощью метода иерархического кластерного анализа. Сначала необходимо обозначить реперные образцы закачиваемой и пластовой воды, относительно которых будет производиться расчет. Так как состав пластовой воды способен изменяться в течении добычи, в качестве реперного образца условно «чистой» пластовой воды удобно выбрать образец имеющий наибольшее статистическое расстояние от закачиваемой воды за исследуемый промежуток времени. Тогда отношение статистических дистанций между образцами будет соответствовать долям пластовой / закачиваемой воды в смеси (формулы 1, 2).

$$\omega_f(\%) = \frac{d_{mix-i}}{d_{f-i}} \cdot 100\% \quad (1)$$

$$\omega_i(\%) = 100 - \frac{d_{mix-i}}{d_{f-i}} \cdot 100\% \quad (2)$$

где: ω_f – доля пластовой воды (formation water) в смеси; ω_i – доля закачиваемой воды (injection water) в смеси; d_{mix-i} – статистическая дистанция от смешанного образца до закачиваемой воды; d_{f-i} – статистическая дистанция от пластовой воды до закачиваемой.

Результаты расчетов доли закачиваемой воды в образцах из исследуемой скважины представлены в таблице 2. Видно, что рассчитанное содержание морской воды хорошо коррелирует только с содержанием сульфатов, что, с одной стороны, подтверждает достоверность результатов, полученных методом кластерного анализа, но, с другой стороны, указывает на то, что данный метод позволяет производить расчет на основе широкого набора физико-химических параметров, использование которых индивидуально не позволяет сделать выводов о соотношении смешивающихся вод. Если из расчетов исключить сульфаты, то применяемый подход позволяет получить схожие результаты расчета, не имеющие очевидной корреляции с другими физико-химическими параметрами вод.

Важно отметить, что кластерный анализ позволяет оценить статистическую значимость параметров при разделении, что позволяет уменьшить влияние случайных либо не зависящих от смешивания изменений системы. В таблице 3 представлено значение уровня значимости (p-value) физико-химических параметров, на основе которых был проведен кластерный анализ методом k-средних. Уровнем значимости называется вероятность ошибочного отклонения нулевой гипотезы, следовательно, чем больше значение уровня статистической значимости, тем выше вероятность отклонения данного параметра от полученной модели. Как и ожидалось, наиболее точно полученная модель коррелирует с содержанием магния и сульфатов, а наименее с содержанием железа, калия и pH.

ТАБЛИЦА 3. Уровень статистической значимости переменных при проведении кластерного анализа

Физико-химический параметр	p-value
Mg^{2+}	$<10^{-40}$
SO_4^{2-}	$<10^{-40}$
NH_4^+	$1{,}35 \cdot 10^{-37}$
Cl^-	$1{,}42 \cdot 10^{-37}$
TDS	$1{,}46 \cdot 10^{-37}$
Sr^{2+}	$8{,}46 \cdot 10^{-34}$
Na^+	$1{,}91 \cdot 10^{-22}$
HCO_3^-	$3{,}18 \cdot 10^{-19}$
Ba^{2+}	$2{,}08 \cdot 10^{-11}$
Ca^{2+}	$1{,}13 \cdot 10^{-10}$
pH	$5{,}41 \cdot 10^{-5}$
K^+	$6{,}15 \cdot 10^{-3}$
$Fe_{общ.}$	$5{,}77 \cdot 10^{-2}$

Содержание железа в попутно добываемых водах изменяется вследствие протекания процессов коррозии оборудования и не связано со смешиванием вод. Значение pH способно изменяться из-за множества процессов, протекающих в пласте. Хорошая корреляция с содержанием ионов аммония обусловлена их отсутствием в закачиваемой морской воде, их содержание имеет большое значение для качественного разделения воды на кластеры, тем не менее, для расчета соотношения вод в смеси данный параметр не подходит, так как способен изменяться вследствие микробиологической деятельности.

Таким образом, разработан способ обнаружения поступления и расчета количества закачиваемой воды в продукцию добывающих скважин на основе данных по физико-химическому составу попутно добываемых и закачиваемых вод методом кластерного анализа. Показано, что метод кластерного анализа является удобным и информативным инструментом для идентификации процессов, происходящих в пласте. Данный метод позволяет проводить мониторинг поступления закачиваемой воды в нефтесодержащий пласт, выявлять прорывы воды, а также производить расчет доли закачиваемой воды в технологических участках. Преимущество данного подхода заключается в том, что он позволяет отслеживать неочевидные процессы, не поддающиеся субъективной человеческой оценке, а также позволяет минимизировать влияние случайных или не связанных с прорывом закачиваемой воды факторов. Предложенным способом проведен мониторинг поступления закачиваемой воды в скважине одного из месторождений о. Сахалин. Доля закачиваемой воды в исследуемых образцах увеличилась от 1,1 % до 30,4 %.

Способ может быть реализован как в большинстве компьютерных программ для статистических расчетов, так и в системах искусственного интеллекта для контроля скважин.

На разработанный способ обнаружения поступления и расчета количества закачиваемой воды в продукцию добывающих скважин получен патент РФ № 2743783. ●

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки, номер государственного задания 0265-2019-0002 с использованием оборудования ЦКП ДВЦСИ ИХ ДВО РАН.

Литература

1. *Абукова Л.А. Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях / Абукова Л.А. / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 5. – С. 90–94.*
2. *Бейли Б. Диагностика и ограничение водопритоков / Бейли Б., Крабтри М., Тайри Д., Кучук Ф., Романо К., Рудхарт Л., Элфик Д. / Нефтегазовое обозрение. – 2001. – № 1. – С. 44–67.*
3. *Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода / Конев Д.А. / Современные науковмкие технологии. – 2014. – № 7. – С. 23–26.*
4. *Краснов И.И., Ваганов Е.В., Инякина Е.И., Катанова Р.К., Томская В.Ф. Диагностика источников водопритока и перспективы технологий ограничения прорыва воды в скважины / Краснов И.И., Ваганов Е.В., Инякина Е.И., Катанова Р.К., Томская В.Ф. / Нефть и газ: опыт и инновации. – 2019. – Т. 3, № 1. – С. 20–34.*
5. *Кудряшова Д.А. Использование вероятностно-статистических методов для определения источников обводнения скважин-кандидатов для водоизоляционных работ (на примере Визейского объекта месторождения Пермского края) / Кудряшова Д.А. / Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17, № 1. – С. 26–36.*

KEYWORDS: *cluster analysis, oil field waters, reservoir flooding.*

Страхование плана ЛАРН

Шишкин Дмитрий Сергеевич
начальник управления страхования ответственности Ингосстрах

УДК 368

ОДНИМ ИЗ ИНСТРУМЕНТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ РФ В ОБЛАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РФ ЯВЛЯЕТСЯ УСТАНОВЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ О НАЛИЧИИ У ПРЕДПРИЯТИЙ ДОСТАТОЧНОГО ФИНАНСОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПЛАНОМ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗМЕЩЕНИЕ В ПОЛНОМ ОБЪЕМЕ ВРЕДА, ПРИЧИНЕННОГО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ, ЖИЗНИ, ЗДОРОВЬЮ И ИМУЩЕСТВУ ГРАЖДАН, ИМУЩЕСТВУ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ЧТО НЕОБХОДИМО ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ РЕЗЕРВНОГО ФОНДА, КАКИЕ ДОКУМЕНТЫ МОГУТ ПОДТВЕРДИТЬ ФИНАНСОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ И ЧТО ВХОДИТ В ОБЪЕМ СТРАХОВОГО ПОКРЫТИЯ? РАССКАЗЫВАЮТ СПЕЦИАЛИСТЫ КОМПАНИИ «ИНГОССТРАХ»

ONE OF THE TOOLS FOR IMPLEMENTING THE STATE POLICY OF THE RUSSIAN FEDERATION IN THE FIELD OF ENSURING ENVIRONMENTAL SAFETY OF THE RUSSIAN FEDERATION IS THE ESTABLISHMENT OF REQUIREMENTS ON THE AVAILABILITY OF SUFFICIENT FINANCIAL SUPPORT FOR ENTERPRISES TO IMPLEMENT THE MEASURES PROVIDED FOR IN THE PLAN FOR THE PREVENTION AND ELIMINATION OF OIL AND PETROLEUM PRODUCT SPILLS, INCLUDING FULL COMPENSATION FOR DAMAGE CAUSED TO THE ENVIRONMENT, LIFE, HEALTH AND PROPERTY OF CITIZENS, PROPERTY OF LEGAL ENTITIES AS A RESULT OF OIL AND PETROLEUM PRODUCT SPILLS. WHAT IS REQUIRED TO FORM A RESERVE FUND, WHAT DOCUMENTS CAN CONFIRM FINANCIAL SECURITY AND WHAT IS INCLUDED IN THE SCOPE OF INSURANCE COVERAGE? THAT IS WHAT THE INGOSSTRAKH EXPERTS WOULD LIKE TO EXPLAIN

Ключевые слова: *план ликвидации аварийных разливов нефти, охрана окружающей среды, транспортировка и хранение нефти, углеводородное сырье, договор страхования.*

Федеральным законом от 13 июля 2020 года № 207-ФЗ «О внесении изменений в статью 46 Федерального закона № 7 «Об охране окружающей среды» (далее – Закон) на эксплуатирующие организации возложены обязанности по формированию такого финансового обеспечения для компенсации расходов и негативных последствий в результате разлива нефти и нефтепродуктов.

При этом эксплуатирующими организациями являются организации, осуществляющие деятельность в области геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, а также переработку (производство), транспортировку, хранение, реализацию углеводородного сырья и произведенной из него продукции.

Также Законом предписано всем эксплуатирующим организациям с 01.01.2024 г. иметь утвержденный по новым требованиям План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (далее – План ЛАРН) – документ, определяющий меры и действия, необходимые для своевременного выявления и ликвидации любых последствий возможных чрезвычайных ситуаций на объектах, связанных с аварийным разливом нефти. На основании данного документа производится расчет необходимого размера финансового обеспечения эксплуатирующей организации.

Эксплуатирующая организация обязана уведомить федеральные органы исполнительной власти о наличии и составе финансового обеспечения до дня начала эксплуатации объектов. Подтверждением финансового обеспечения будет являться наличие у эксплуатирующей организации одного из следующих документов:

- банковская гарантия уплаты денежных сумм, необходимых для осуществления мероприятий, предусмотренных планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, включая возмещение в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов;
- договор страхования, обеспечивающий финансирование мероприятий, предусмотренных планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, включая возмещение в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов;
- документ, подтверждающий создание эксплуатирующей организацией или несколькими эксплуатирующими организациями резервного фонда, содержащего денежные средства в объеме, необходимом для осуществления мероприятий, предусмотренных планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов или несколькими планами предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, включая возмещение в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов;
- гарантийное письмо федерального органа исполнительной власти, органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации или органа местного самоуправления, уполномоченных осуществлять функции и полномочия учредителя или собственника имущества эксплуатирующей организации по уплате денежных сумм, необходимых для осуществления мероприятий, предусмотренных планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, включая возмещение в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов.

Стоит отметить, что для формирования резервного фонда, содержащего денежные средства в объеме, необходимом для осуществления мероприятий, предусмотренных Планом ЛАРН, потребуется заморозка данной суммы средств; для получения банковской гарантии потребуется до 4–7% от требуемой суммы; для гарантийного письма федерального органа исполнительной власти, органа исполнительной власти субъекта РФ или органа местного самоуправления по уплате денежных сумм, необходимых для осуществления мероприятий, предусмотренных Планом ЛАРН, потребуется 100% расходов на осуществление Плана ЛАРН.

Расходы по заключению договора «Страхование Плана ЛАРН» в среднем составят 2–3% от страховой суммы, которая соответствует размеру необходимого финансового обеспечения, и являются наиболее выгодным по стоимости вариантом при создании резерва.

Договор страхования предусматривает компенсацию Страхователю расходов при осуществлении мероприятий, предусмотренных планом ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, а также возмещение причиненного в результате разлива вреда окружающей среде, жизни, здоровью и/или имуществу третьих лиц.

Лимит покрытия для каждого договора устанавливается в размере, определенном Методикой расчета финансового обеспечения осуществления мероприятий, предусмотренных планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (Приказ Минприроды России от 31.12.2020 № 1139).

По договору страхования Плана ЛАРН в объем страхового покрытия входит:

- возмещение вреда жизни и здоровью, вреда причиненному имуществу физических и юридических лиц, муниципальных образований, субъектов РФ, Российской Федерации, а также вреда окружающей среде, в размере фактических затрат на восстановление нарушенного состояния окружающей среды;
- компенсация Страхователю расходов по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, согласно плану предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, расходы на проведение неотложных аварийно-спасательных работ и расходов, связанных с привлечением сил и средств специализированных организаций для проведения экстренных мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Дополнительно «Ингосстрах» может предложить в рамках страхования Плана ЛАРН компенсацию расходов на защиту Страхователя и оказание юридической помощи при ведении дел в судебных и арбитражных органах, включая оплату услуг адвокатов и иных полномочных представителей, расходов на оплату услуг экспертов и расходов, произведенных с целью выяснения обстоятельств предполагаемых и произошедших страховых случаев, степени вины Страхователя, а также с целью устранения/уменьшения заявленных третьими лицами требований о возмещении вреда (убытков).

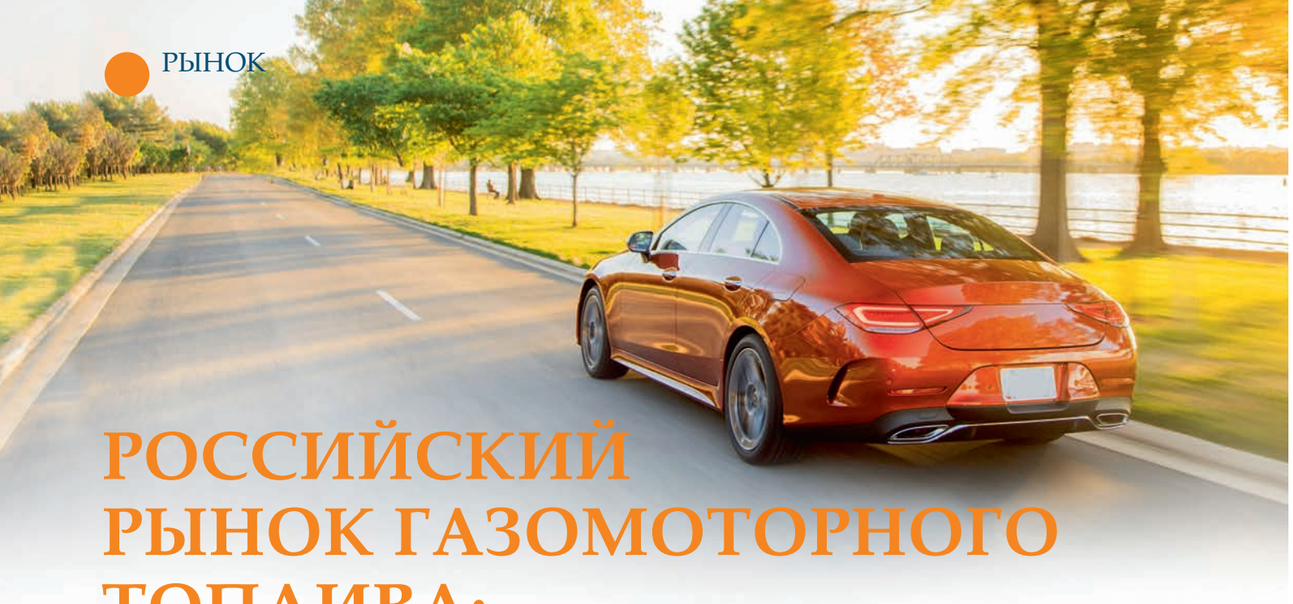
В современных реалиях сложно не обратить внимание на постоянно растущий тренд в области развития инструментов, направленных на защиту окружающей среды. В целях повышения экологической безопасности в РФ и в рамках проектов по охране окружающей среды «Ингосстрах» активно развивает Экологическое страхование и предлагает для своих клиентов разнообразные покрытия по экологическим рискам, что позволяет составить индивидуальный набор рисков для каждого клиента, основываясь на его потребностях и установленных нормах законодательства РФ.

Продукты по Экологическому страхованию «Ингосстраха» – универсальный инструмент, способный учесть потребности любого предприятия, включающий широкий спектр покрываемых рисков: от базового вреда, причиненного окружающей среде, до покрытия судебных издержек и работы сюрвейеров.

Благодаря детальному индивидуальному анализу потребностей каждого Клиента мы предлагаем комбинацию рисков, отвечающих запросу конкретной организации, сокращая расходы на защиту имущественных интересов наших партнеров.

«Ингосстрах» внимательно отслеживает потребности рынка, направленные на реализацию глобальных целей в области экологии, и предлагает современные решения в сфере страхования. ●

Keywords: *oil spill response plan, environmental protection, transportation and storage of oil, hydrocarbon raw materials, insurance contract.*



РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА:

достижимы ли амбициозные цели?

Иван Тимонин
консультант
VYGON Consulting

РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ДИНАМИЧНО РАЗВИВАЕТСЯ НА ФОНЕ АКТИВНОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ И ВЫСОКОГО ИНТЕРЕСА АВТОМОБИЛИСТОВ И ЛОГИСТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ К СОКРАЩЕНИЮ ТОПЛИВНЫХ РАСХОДОВ: С 2018 Г. ОБЪЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КПГ И СПГ НА ТРАНСПОРТЕ ВЫРОС ПРАКТИЧЕСКИ ВДВОЕ. ПРИ ЭТОМ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОГРАММА РФ «РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ» СТАВИТ ВЕСЬМА АМБИЦИОЗНЫЕ ЦЕЛИ, В СООТВЕТСТВИИ С КОТОРЫМИ НА ГОРИЗОНТЕ ДО 2024 Г. ПОТРЕБЛЕНИЕ МЕТАНА ДОЛЖНО УВЕЛИЧИТЬСЯ С ТЕКУЩИХ 1,3 ДО 2,7 МЛРД М³. С УЧЕТОМ ДИНАМИКИ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ, А ТАКЖЕ РЯДА ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ФАКТОРОВ, СПОСОБСТВУЮЩИХ РОСТУ СПРОСА НА ГМТ, ВПОЛНЕ ВЕРОЯТНО, ЧТО ВЫЙТИ НА ДАННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ В УСТАНОВЛЕННЫЕ СРОКИ УДАСТСЯ, ОДНАКО ЭТО ПОТРЕБУЕТ ИНТЕНСИФИКАЦИИ УСИЛИЙ, ТЕСНОЙ КООПЕРАЦИИ УЧАСТНИКОВ РЫНКА И СУЩЕСТВЕННОГО РАСШИРЕНИЯ СЕТИ ГАЗОЗАПРАВОЧНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

THE RUSSIAN NGV FUEL MARKET HAS BEEN DYNAMICALLY DEVELOPING IN RECENT YEARS DUE TO ACTIVE STATE SUPPORT AND THE HIGH INTEREST OF MOTORISTS AND LOGISTICS COMPANIES IN REDUCING FUEL COSTS: SINCE 2018 THE USE OF CNG AND LNG IN TRANSPORT HAS ALMOST DOUBLED. AT THE SAME TIME, THE STATE PROGRAM ON ENERGY SECTOR DEVELOPMENT HAS SET QUITE AMBITIOUS GOALS, ACCORDING TO WHICH THE CONSUMPTION OF METHANE AS NGV FUEL MUST INCREASE FROM THE CURRENT 1.3 TO 2.7 BCM. GIVEN THE RECENT DYNAMICS, AS WELL AS A NUMBER OF FUNDAMENTAL FACTORS CONTRIBUTING TO THE GROWTH OF DEMAND FOR CNG AND LNG, IT IS LIKELY THAT IT WILL BE POSSIBLE TO ACHIEVE THIS TARGET WITHIN THE SET TIME FRAME, HOWEVER THIS WILL REQUIRE INTENSIFIED EFFORTS, CLOSE COOPERATION OF MARKET PARTICIPANTS, AS WELL AS SIGNIFICANT EXPANSION OF THE NGV INFRASTRUCTURE

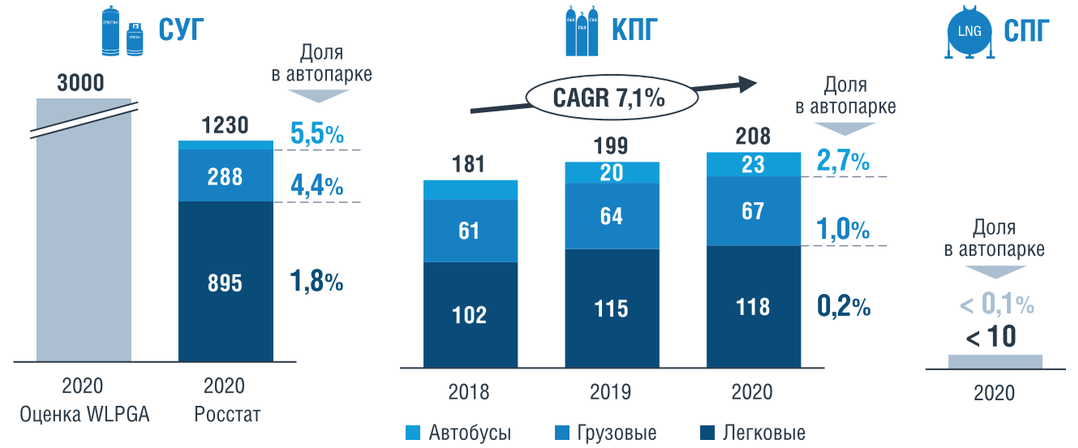
Ключевые слова: *газомоторное топливо (ГМТ), сжиженный углеводородный газ (СУГ), пропан-бутан, компримированный природный газ (КПГ), метан, сжиженный природный газ (СПГ), автомобильные газозаправочные станции (АГЗС), автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС), криоАЗС.*

УДК 339.132

Рост вопреки пандемии

Если посмотреть на структуру российского автопарка, общая численность которого на сегодняшний день превышает 56 млн транспортных средств, в разрезе видов потребляемого топлива, можно сказать, что доля газомоторной техники сравнительно невысока даже в сегменте тяжелого коммерческого транспорта, где топливная экономия является критически важным фактором. По различным оценкам, по состоянию на 2020 г. пропан-бутан (СУГ – сжиженный углеводородный газ) приводил в движение от 2,2% до более 5% всех машин в РФ, КПГ (компримированный природный газ) же существенно менее популярен – доля таких ТС составила лишь порядка 0,4%, а грузовики и автобусы на СПГ (сжиженном природном газе) и вовсе являются настоящей экзотикой (рисунок 1).

РИС. 1. Численность газомоторного автопарка в РФ, тыс. ед.



Источник: *Росстат, WLPGA, VYGON Consulting*

В то же время, когда мы говорим о развитии российского рынка ГМТ (газомоторного топлива), то речь, как правило, идет именно о метановом сегменте, и динамика численности парка это также отражает: в частности, количество автомобилей на КПГ с 2018 г. увеличивается более чем на 7% в год. Подобные темпы можно назвать опережающими, особенно на фоне стагнации автомобильного рынка в целом, но и потенциал для дальнейшего роста все еще крайне велик.

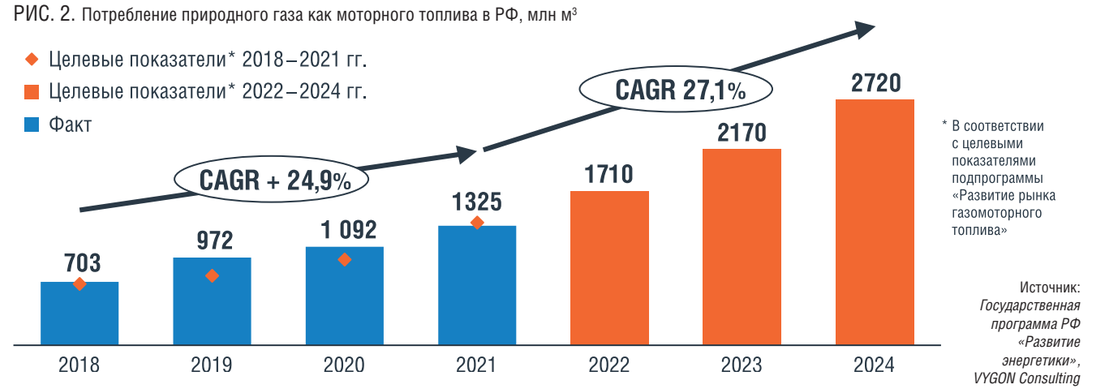
Что касается объемов потребления газомоторного топлива, положение дел на рынке СУГ и метана – КПГ и СПГ – кардинально различается.

Так, по данным Всемирной ассоциации СУГ, в 2018 г. в России в качестве моторного топлива было использовано 3,2 млн т продукта, в настоящее же время – после роста в 2019 г. и небольшого падения на фоне пандемии – он составляет порядка 3,3 млн т. В целом же динамика в последние годы достаточна сдержанная: с 2012 г. среднегодовые темпы составляют немногим более 3%, а период «бума», который наблюдался с конца 2000-х гг., уже завершился, что обусловлено как определенным насыщением рынка, так и ощутимым ростом цен в данный период.

Потребление КПГ и СПГ же, напротив, находится сегодня в фазе активного роста: с 2018 по 2021 гг. оно увеличилось практически вдвое, а положительная динамика наблюдалась, в том числе и в 2020 г., на фоне пандемии и повсеместного сокращения спроса на прочие моторные топлива. Если сопоставить фактически достигнутые результаты с целевыми показателями государственной программы РФ «Развитие энергетики», то можно отметить, что в 2019–2020 гг. плановые значения даже перевыполнялись, а фактический объем потребления в 2021 г. оказался крайне близок к целевому уровню, вопреки эпидемиологической обстановке (рисунок 2).

На горизонте ближайших лет – до 2024 гг. – в рамках программы установлена достаточно амбициозная цель – достижение объема потребления в 2,7 млрд м³ природного газа в качестве моторного топлива. И, с учетом текущей динамики, а также ряда фундаментальных факторов, способствующих росту потребления метана на транспорте, вполне вероятно, что выйти на данные показатели в установленные сроки удастся.

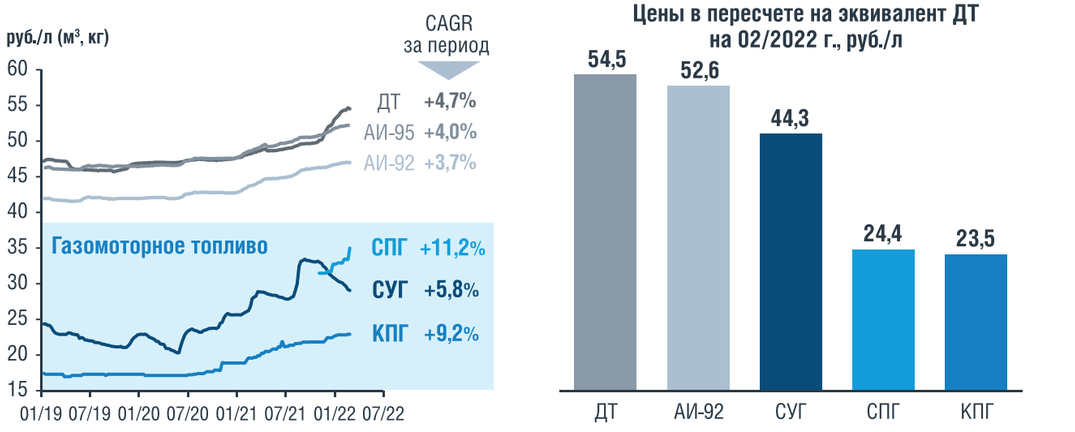
РИС. 2. Потребление природного газа как моторного топлива в РФ, млн м³



* В соответствии с целевыми показателями подпрограммы «Развитие рынка газомоторного топлива»

Источник: *Государственная программа РФ «Развитие энергетики», VYGON Consulting*

РИС. 3. Розничные цены на моторные топлива в Москве и Московской области



Источник: *Refinitiv*, *VYGON Consulting*

В первую очередь следует отметить экономию на топливных расходах, которую позволяет обеспечить ГМТ: несмотря на то, что розничные цены на СУГ, КПГ и СПГ с начала 2019 г. выросли более значительно, чем на «традиционные» жидкие моторные топлива, они все еще существенно доступнее последних. При пересчете в «дизельный эквивалент», т.е. с учетом корректировки на энергоемкость, метан на заправках на сегодняшний день обходится более чем вдвое дешевле дизеля и бензина, в то время как пропан-бутан позволяет снизить затраты на топливо примерно на 20 % относительно ДТ (рисунок 3).

В случае метана весомую роль играют также и предоставляемые меры государственной поддержки, носящие весьма комплексный характер. В их число входит:

- Стимулирование переоборудования транспортных средств на природный газ через предоставление субсидий, размер которых определяется классом автомобиля и варьируется от 27 тыс. руб. для легковых машин с максимальной разрешенной массой менее 1800 кг до 200 тыс. руб. в случае тяжелого коммерческого транспорта. Кроме того, в ряде регионов для физических лиц, а также субъектов малого и среднего бизнеса максимальный размер субсидии увеличивается в полтора раза, что позволяет покрыть до порядка 40–50 % затрат на приобретение и установку газобаллонного оборудования;
- Стимулирование продаж новой газомоторной техники через субсидирование производителей. Величина выплат определяется типом транспортного средства (ТС), а также видом потребляемого топлива: для грузовых автомобилей на КПГ, например, она варьируется от 115 до 750 тыс. руб. в зависимости от технически допустимой максимальной массы машины, для битопливных моделей предоставляется половина указанных сумм, а в случае техники на СПГ диапазон составляет уже от 300 тыс. до 2,5 млн руб.;
- Поддержка развития сети газозаправочных станций через предоставление субсидий в размере до 36 млн руб. предпринимателям и компаниям, реализующим соответствующие инвестиционные проекты;
- В отдельных регионах также предоставляются дополнительные стимулы, такие как, например, применение пониженной ставки при расчете транспортного налога для автомобилей на ГМТ.

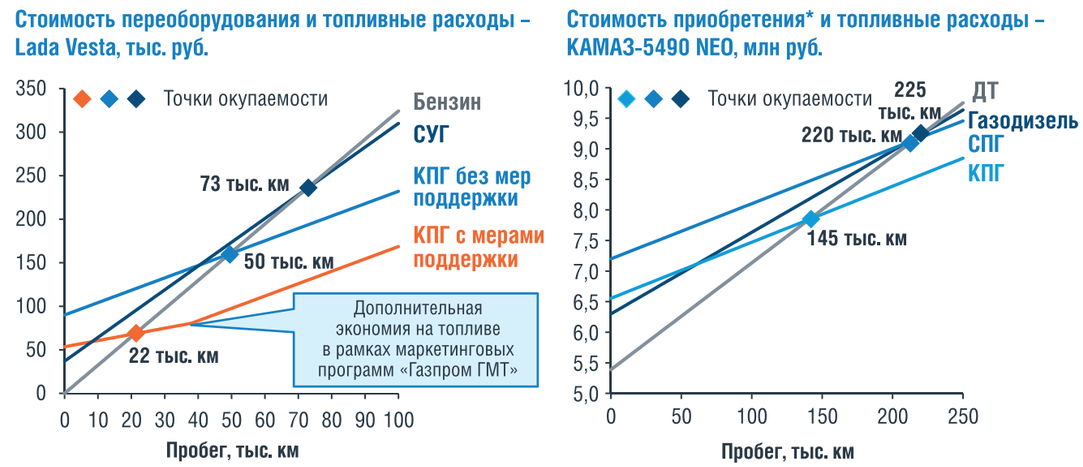
Таким образом, поддержка идет сразу по двум направлениям – и в части расширения газомоторного парка, и в части развития необходимой инфраструктуры, хотя важно отметить и одно существенное ограничение: перечень регионов России, в которых осуществляется субсидирование, на сегодняшний день ограничен 28 субъектами РФ.

Для успешного развития российского рынка газомоторного топлива, безусловно, необходима мотивация всех его участников, важнейшим критерием принятия решений для которых являются экономические соображения. В связи с этим необходимо ответить на вопрос: обеспечивают ли два вышеобозначенных фактора – цены на топливо и меры поддержки – необходимый уровень заинтересованности?

Экономика газомоторного топлива

Для конечных потребителей в первую очередь интересен вопрос экономической целесообразности перехода на ГМТ. Если оценить величину топливных расходов, а также стоимость переоборудования для легковых машин на примере Lada Vesta, можно заключить, что в наиболее оптимистичном сценарии, т.е. при получении субсидии в максимальном для рассматриваемого автомобиля объеме, а также с учетом прочих негосударственных мер поддержки, таких как маркетинговые программы компании «Газпром ГМТ», предполагающие получение «бонусов», которыми можно оплачивать топливо, за переоборудование ТС на метан, первоначальные вложения в установку метанового ГБО могут окупиться примерно за 22 тыс. км пробега, то есть для среднестатистического водителя приблизительно за 1,5 года. Без субсидий, – а эта цифра будет актуальна для регионов,

РИС. 4. Точки окупаемости газомоторного транспорта



* Стоимость приобретения по состоянию на конец 2021 г.

Источник: *VYGON Consulting*

где они не предоставляются, – переоборудование на метан окупится за 50 тыс. км пробега. Наконец оценка для СУГ в связи с большей стоимостью топлива – 73 тыс. км (рисунок 4).

Если же рассматривать сценарий приобретения нового грузового автомобиля, например из линейки тягачей КАМАЗ-5490 NEO, и проводить сопоставление между большей первоначальной стоимостью газодизельных и метановых версий относительно «традиционного» дизельного варианта и величиной расходов на топливо, газомоторные решения также выглядят привлекательно: за счет экономии на заправках переплата за модель на КПГ может окупиться уже за 145 тыс. км пробега, а версии на СПГ и газодизельный вариант – за 220 и 225 тыс. км соответственно (рисунок 4). С учетом больших пробегов коммерческого транспорта точка окупаемости потенциально также может быть достигнута менее чем за два года.

При этом следует отметить, что учитываемая в расчете стоимость приобретения тягача включает объем субсидий, предоставляемых производителям техники: для модели на СПГ это 2,5 млн руб., на КПГ – 750 тыс. руб., а для битопливной – 325 тыс. руб. Данная мера поддержки позволяет «сблизить» цену покупки газомоторных вариантов со стоимостью обычной дизельной версии.

Качественным преимуществом метана также является высокая экологическая эффективность. По некоторым оценкам, если рассматривать полный жизненный цикл транспортных средств, включая их производство и утилизацию, суммарный объем выбросов парниковых газов легковых автомобилей на КПГ близок к уровню, который обеспечивают электромобили. В результате развитие метанового сегмента рынка газомоторного топлива не только предполагает ощутимую экономию на топливных затратах, но и крайне актуально в контексте повестки декарбонизации экономики. Это, в свою очередь, является и одним из факторов, объясняющих целесообразность предоставляемых мер государственной поддержки.

Таким образом, газомоторное топливо все еще остается крайне привлекательной опцией с точки зрения экономической эффективности, а также обладает рядом качественных преимуществ. Однако для широкомасштабного распространения ГМТ все еще существуют барьеры, ключевым из которых является недостаточный уровень развития заправочной инфраструктуры.

По данным портала АГНКС.com, в России насчитывается порядка 600 газонаполнительных станций, количество же крио-АЗС, на которых осуществляется заправка техники на СПГ, исчисляется в десятках. Для сравнения: количество АГЗС, реализующих пропан-бутан, на сегодняшний день близко к отметке в 4 тыс., а «традиционных» бензиновых и дизельных заправок – более 25 тыс.

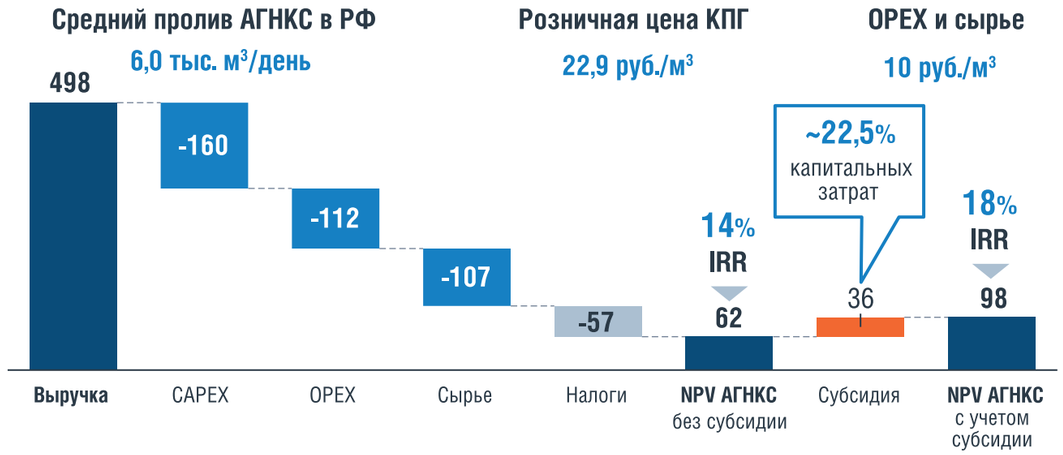
Динамика при этом в целом позитивная: количество АГНКС в последние годы растет со среднегодовым темпом, близким к 20 %, а их фактическое количество достаточно близко к целевым показателям, обозначенным в программе «Развитие энергетики».

Проблема дефицита инфраструктуры, таким образом, постепенно решается, в том числе и благодаря вышеупомянутым мерам поддержки, позволяющим инвесторам покрыть часть капитальных затрат на строительство метановых заправочных станций в объеме до 36 млн руб.

При текущем уровне цен в 23 руб./м³ и среднеотраслевом объеме пролива в 6 тыс. м³ в сутки с учетом субсидии открытие новой АГНКС может быть экономически эффективным проектом со сроком окупаемости в 9 лет. А цена безубыточности, также с учетом субсидии, оценивается в 17 руб./м³ газа (рисунок 5).

При этом увеличение численности газомоторного парка позволит повысить объем пролива, что, в свою очередь, улучшит экономику заправочных станций и сделает подобные проекты еще более привлекательными.

РИС. 5. Структура NPV «среднеотраслевой» АГНКС в России, млн руб.



Источник: *VYGON Consulting*

Настоящее и будущее российского рынка ГМТ

Если резюмировать все вышесказанное, то можно заключить, что метановый сегмент российского рынка ГМТ сегодня продолжает активно развиваться, однако все еще находится на этапе становления, и определенные барьеры для широкомасштабного распространения КПГ и СПГ в качестве моторного топлива сохраняются.

Известный вопрос «яйца и курицы», то есть того, что первично – появление на рынке новых газомоторных транспортных средств-потребителей или же создание необходимой газозаправочной инфраструктуры – остается актуальным. И в условиях рынка на этапе становления ответом на этот вопрос становится тесная кооперация и партнерство всех его участников. Например, для эффективного планирования строительства заправок и выбора маршрутов, вдоль которых они будут расположены, необходима координация операторов АГНКС и логистических компаний.

Примеры подобной кооперации уже существуют. В частности, можно вспомнить соглашения компании «Газпром ГМТ» с автопроизводителями, предполагающие совместное продвижение газомоторного топлива, а также предоставление взаимных гарантий: «Газпром ГМТ» обязуется развивать заправочную сеть, а автопроизводители – выпускать новые модели и насыщать рынок.

В заключение стоит отметить, что вполне вероятно, что на распространении применения метана в качестве моторного топлива история развития российского рынка ГМТ не остановится. Мы уже наблюдали, как период бума потребления в сегменте пропан-бутана сменился активным ростом спроса на КПГ и СПГ. В более же долгосрочной перспективе нельзя исключать и появления нового быстрорастущего сектора, такого как, например, водородный транспорт, в результате чего у традиционных жидких моторных топлив появится еще один потенциально экономически эффективный и экологически чистый конкурент.

Литература

1. *Государственная программа Российской Федерации «Развитие энергетики» (утв. постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 321) с изменениями и дополнениями от 24 декабря 2021 г. – Москва: Справочно-правовая система «Гарант», 2021 г.*
2. *Постановление Правительства РФ от 11 декабря 2019 г. № 1641 «О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации «Развитие энергетики» и об утверждении перечня субъектов Российской Федерации, в которых формирование заправочной инфраструктуры компримированного природного газа (метана) осуществляется в первоочередном порядке» (с изменениями на 26 февраля 2021 г.). – Москва: Информационная компания «Кодекс».*
3. *Постановление Правительства РФ от 13 мая 2020 года № 669 «Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета производителям техники, использующей природный газ в качестве моторного топлива» (с изменениями на 4 февраля 2021 г.). – Москва: Информационная компания «Кодекс».*
4. *Карта АГНКС России (метан) [Электронный ресурс] / Портал АГНКС.com. – Режим доступа: https://agnks.com/agnks_map/ – Дата обращения: 30.03.2022.*
5. *Количество автозаправочных станций (АЗС) по субъектам Российской Федерации на конец 2020 года [Электронный ресурс] / Федеральная служба государственной статистики. – Электрон. дан. – Москва: 2022. – Режим доступа: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/%D0%9A%D0%BE%D0%BB%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE%20%D0%90%D0%97%D0%A1(1).xls – Дата обращения: 30.03.2022.*
6. *Наличие зарегистрированных автотранспортных средств, имеющих возможность использования природного газа в качестве моторного топлива [Электронный ресурс] / Федеральная служба государственной статистики. – Электрон. дан. – Москва: 2022. – Режим доступа: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/%D0%9D%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D1%87%D0%B8%D0%B5%20(%D0%B3%D0%B0%D0%B7)%20%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D1%8F%20%D0%B8%20%D1%81%D1%83%D0%B1%D1%8A%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%8B(1).xls – Дата обращения: 28.03.2022.*
7. *Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas. Final Report [Электронный ресурс]. / Thinkstep on behalf of NGVA Europe. – Электрон. дан. – 2017 г. Режим доступа: https://gasnam.es/wp-content/uploads/2018/10/NGVA-thinkstep_GHG_Intensity_of_NG_Final_Report_v1.0.pdf – Дата обращения: 30.03.2022.*
8. *Statistical Review of Global LPG 2019 [Электронный ресурс]. / WLPGA-Argus. – Электрон. дан. – Neuilly-sur-Seine: 2019 г. Режим доступа: https://www.wlpga.org/publication/statistical-review-global-lpg-2018-2/ – Дата обращения: 28.03.2022.*

KEYWORDS: *natural gas vehicles (NGV), liquefied petroleum gas (LPG), propane-butane, compressed natural gas (CNG), liquefied natural gas (LNG), LPG filling station, CNG filling station, LNG filling station.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

СИБУР приступает к импорту полипропилена для сокращения дефицита на российском рынке

Компания будет временно импортировать поставки базовых марок полипропилена для сокращения сложившегося на российском рынке дефицита, возникшего в результате

вынужденной остановки «Ставролена» и «Лисичанского НПЗ», на фоне сезонного увеличения спроса со стороны переработчиков. В 2013 г. ожидается пуск крупнейшего в Европе комплекса по производству полипропилена «Тобольск-Полимер» мощностью 500 тыс. тонн в год.

• Комментарий Neftegaz.RU

В феврале 2020 г. началась тестовая отгрузка продукции с завода в Тобольске – «Запсибнефтехима», а в декабре «СИБУР» вывел завод полимеров на полную мощность. Сегодня это крупнейший в России производитель, способный выпускать 2,2 млн тонн продукта в год. Продукция завода позволяет практически полностью отказаться от импорта популярных полимеров (сегодня по некоторым позициям доля импорта достигает 100%). Завод производит более 30 марок ПП и ПЭ, а к 2025 г. планирует освоить около 100 марок полимеров.

Нефтегазовый просчет правительства

Высокий уровень нефтегазовых доходов российского бюджета – фактор не вечный. Минэкономразвития предупреждает о возможном снижении мировых цен на энергоносители. В результате в казне может образоваться дыра, которая сильно затруднит исполнение планов модернизации, так как бюджет более чем на 40% наполняется за счет экспорта углеводородов.

• Комментарий Neftegaz.RU

До 2019 г. продажа нефти и газа за рубеж продолжали составлять 40% бюджета. Максимально за счет нефтегазовых доходов – на 51,28% – бюджет пополнился в 2014 году, минимально – на 35,99% – в 2016 году. Начиная с 2019 г. все больше свой вклад в госказну начал вносить экспорт несырьевых товаров. Так, в 2021 г. неэнергетический экспорт РФ вырос на 36%, превысив предыдущий рекорд и составив 191 млрд долл. США.

Япония прощается с мирным атомом в энергетике

В мае 2012 г. Япония остановила последний действующий в стране атомный реактор. Это означает окончательное прощание с мирным атомом в энергетическом комплексе страны. Япония прощается с мирным атомом в энергетике.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня правящая партия Японии настаивает на возобновлении работы остановленных ядерных объектов страны для получения энергии на фоне опасений по поводу стабильных закупок энергоресурсов.

В настоящее время Япония имеет шесть действующих ядерных реакторов общей мощностью 6190 МВт – это около 3% от общего объема производства энергии. Но власти поставили цель увеличить эту цифру до 20–22% к 2030 году.

Бедная ресурсами страна сильно зависит от импорта и восприимчива к последствиям политических волнений за рубежом. На фоне серьезной инфляции японцы рассматривают множество вариантов.

Некоторые политики считают, что перезапуск ядерных реакторов, остановленных после аварии на АЭС Фукусима, может быть лучшим вариантом для Японии.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ МОНИТОРИНГ

утечек нефтепродуктов при эксплуатации магистральных и мобильных нефтепродуктотранспортных систем

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ НЕДОСТАТКИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ОРГАНИЗАЦИИ ОБНАРУЖЕНИЯ МЕСТ АВАРИЙ И ПОВРЕЖДЕНИЙ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО СБОРНО-РАЗБОРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ. ЧТОБЫ СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ ОБНАРУЖЕНИЯ МЕСТ УТЕЧЕК АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ НАРЯДУ С БОЛЕЕ ТОЧНЫМИ ДАННЫМИ ПО ИХ ПОЛОЖЕНИЮ НА ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДА

THE ARTICLE CONCIDERS THE SHORTCOMINGS OF THE EXISTING SYSTEM FOR THE DETECTION OF ACCIDENTS AND DAMAGE DURING THE PUMPING OF PETROLEUM PRODUCTS THROUGH COLLAPSIBLE PIPELINES. IN ORDER TO REDUCE THE TIME OF DETECTING LEAK POINTS, THE AUTHORS PROPOSE TO USE INTELLIGENT PRESSURE SENSORS, ALONG WITH MORE ACCURATE DATA ON THEIR POSITION ON THE PIPELINE ROUTE

Ключевые слова: *интеллектуальные датчики давления, методы обнаружения утечек, повреждение на нефтепроводе, мониторинг, эксплуатация магистрального трубопровода.*

УДК 622.692

Сеоев Лазарь Валерьевич
аспирант, младший научный сотрудник ФАУ «25 ГосНИИ Химмотологии Минобороны России»

Мельников Дмитрий Иванович
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», к.т.н.

Земенкова Мария Юрьевна
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», д.т.н.

Чижевская Елена Леонидовна
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», к.э.н.

Подорожников Сергей Юрьевич
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», к.т.н.

Нефть и нефтепродукты являются важным энергетическим продуктом для жизнедеятельности в производственной и коммунальных сферах. Это видно из статистических показателей на рис. 1.

Транспорт нефти и нефтепродуктов осуществляется различными видами, однако 82 % приходится на трубопроводный. ПАО «Транснефть» эксплуатирует свыше 67 тыс. км. В процессе эксплуатации систем трубопроводного транспорта компании уделяют особое внимание обеспечению надежности и безопасности, реализуя приоритетную программу цифровой трансформации и интеллектуализации производства [2]. Тем не менее, многие вопросы оперативного предиктивного мониторинга и предупреждения инцидентов и аварий для объектов нефтегазового комплекса остаются открытыми [3–6]. Анализ групп аварий (рис. 2), опубликованных Ростехнадзором за последние 5 лет на объектах транспорта нефти и газа свидетельствует о том, что существуют системные аварийные ситуации, происходящие на идентичных объектах определенного типа.

Перечень наиболее частых предписаний государственных органов по итогам расследования событий представлен на рис. 3. Из опубликованного Ростехнадзором перечня предписаний [7], а также результатов расследований [8] следует, что многие аварии на объектах магистрального транспорта

РИС. 1. Экспорт нефти из России по годам за период 2000–2022 гг. [1]

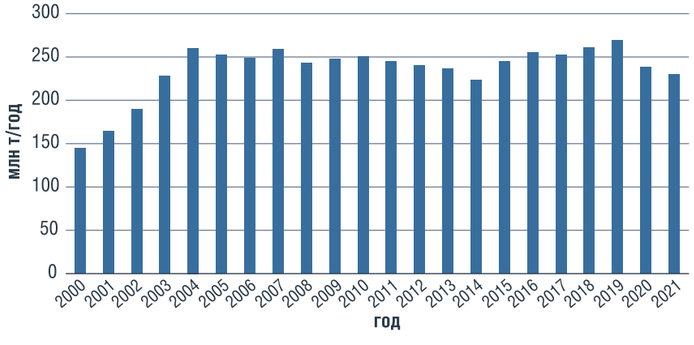
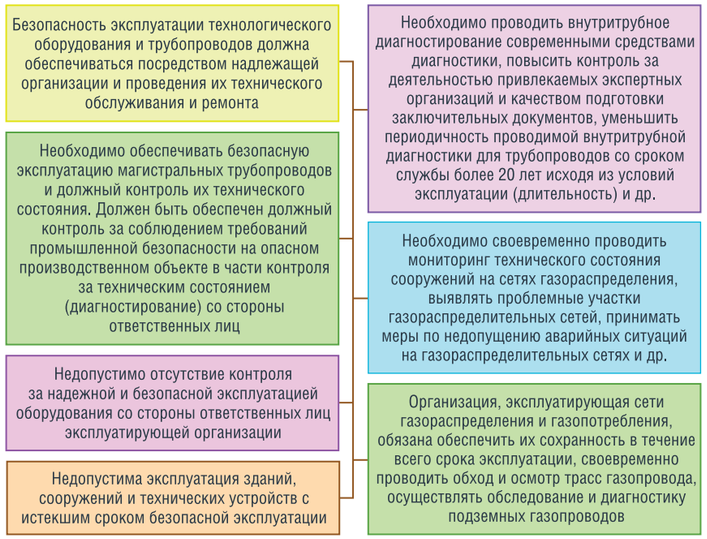


РИС. 2. Группы аварий («Уроки, извлеченные из аварий», Ростехнадзор) [7]

Взрыв	Разрушение	Пожар	Повреждение
Нарушение режима работы	Разлив	Выброс опасных веществ	Открытое фонтанирование

РИС. 3. Перечень наиболее частых предписаний Ростехнадзора (извлеченные уроки) [7]



были обнаружены средствами телеметрии и диспетчерским персоналом, что означает факт возможности предупреждения инцидентов и аварий с помощью критериев безопасности технологических процессов по их параметрам и динамике трендов.

Таким образом, возникает необходимость разработки инструментария для мониторинга безопасности процессов по технологическим параметрам и алгоритмов их предиктивного анализа, а не по фактическим аварийным отклонениям на стадии предпосылок к авариям и отклонениям.

Так, например, вопросу обнаружения утечек уделяется постоянное внимание с целью своевременной ликвидации аварий и снижения потерь перекачиваемого продукта в результате утечек. Утечки возникают по различным причинам – коррозия стенки трубы, механические повреждения, несанкционированные врезки, нанося серьезный ущерб экосистемам (рис. 4).

Предписания в области усиления контроля режимов, технического состояния, надежности, в особенности ресурсных показателей для объектов со значительным сроком службы требуют создания интеллектуальных систем мониторинга безопасности на основании контроля надежности технических систем, сооружений и оборудования как на объектах линейной части, так и на станциях со сложным силовым оборудованием [3–6].

РИС. 4. Нефтяные разливы в Республике Коми [10]. Во время арктической зимы нефть вытекает из подземных аварийных нефтепроводов. С талой водой нефть весной попадает в реки, 2013 г.

Одной из сложнейших задач разработки и внедрения таких систем мониторинга является создание инструментальной базы, т.е. датчиков, которые оперативно собирали бы информацию как с линейной части, так и со сложного технологического оборудования. На объектах магистральных нефтепроводов такие системы существуют, функционируют системы обнаружения утечек и управления процессами [9], однако для мобильных нефтепродуктотранспортных объектов такие системы пока только формируются.

Во время арктической зимы нефть вытекает из подземных аварийных нефтепроводов. С талой водой нефть весной попадает в реки, 2013 г.

РИС. 5. Утечка нефтепродукта из СРТ

Сборно-разборные трубопроводы (СРТ) применяются с целью обеспечения техники Вооруженных Сил Российской Федерации светлыми нефтепродуктами в различных условиях. Утечки возникают на таких трубопроводах вследствие повреждений различной тяжести при постоянной эксплуатации в условиях воздействия бандформирований, а также по техническим причинам (рис. 5).

Утечки из трубопроводов приводят к материальному ущербу из-за потерь перекачиваемого продукта и загрязнения прилегающих территорий. Для устранения аварии и ликвидации ее последствий требуется время. Во время устранения аварии перекачка продукта по трубопроводу остановлена. Аварийная остановка трубопровода ведет к недопоставкам необходимого количества продукта получателю. Исходя из вышесказанного, необходимо снизить время простоя трубопровода. Это возможно сделать своевременным обнаружением утечки.

РИС. 6. Определение места разрыва (повреждения) линии трубопровода с помощью гидравлического треугольника

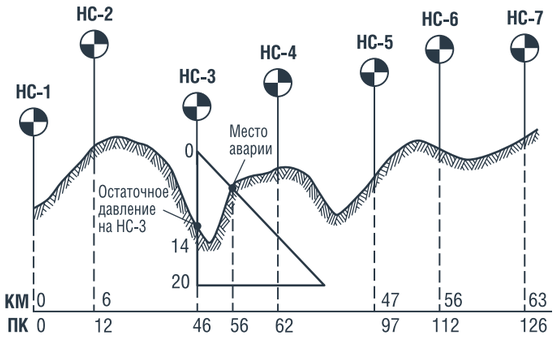
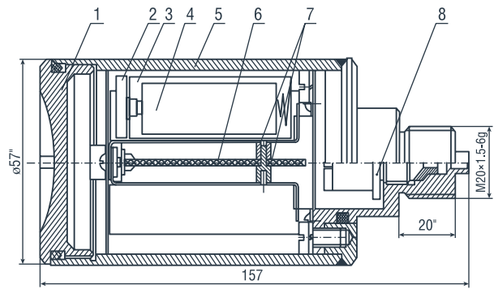


РИС. 7. Схема интеллектуального датчика давления



1 – герметичная крышка; 2, 3, 4 – кассеты с контактами и элементы питания; 5 – цилиндрический корпус; 6 – электронная плата; 7 – изолирующий вкладыш; 8 – датчик давления

Рассмотрим процесс эксплуатации на объектах СРТ. С вводом СРТ в эксплуатацию создается диспетчерская служба, на которую возлагается организация управления перекачкой и патрульно-аварийной службой [11].

Патрульно-аварийная служба предназначена для наблюдения за состоянием линейной части трубопровода, своевременного обнаружения и устранения течи нефтепродукта, сбора пролитого нефтепродукта. Однако применяемые в настоящее время методы обнаружения дислокации утечек (визуальный метод, определение места повреждения с помощью гидравлического треугольника и др.) не являются достаточно эффективными ввиду неточностей и больших временных затрат.

Алгоритм действий при возникновении аварии представляет собой последовательность ряда событий.

Диспетчер получает доклады мотористов насосных станций о нарушении установленного режима перекачки. Мотористы судят об этом по показаниям манометров, установленных на насосных установках.

При получении от мотористов докладов о резком изменении режимов работы насосных станций диспетчер отдает распоряжение о выезде на трассу патрульно-аварийных команд от «предаварийной» и «зааварийной» насосных станций во встречном направлении для обнаружения места повреждения СРТ и устранения неисправности. Затем он, используя гидравлический треугольник (рис. 6), определяет и передает по радио патрульно-аварийным командам данные о возможном месте произошедшего повреждения трубопровода.

Актуальное значение приобретает внедрение способов и средств, реагирующих на самые незначительные нарушения герметичности трубопровода и выдающих точные сведения о местоположении аварии (повреждения).

Узел контроля противоаварийной защиты СРТ предназначен для дистанционного контроля технического состояния трубопровода, при этом предусматривается использование первичных датчиков контроля утечек (ДКУ) и блоков индикации для обнаружения (регистрации) утечек и проливов [12]. В своих работах А.П. Белкин [13] предлагал устанавливать в линию СРТ регистрирующие приборы совместно с датчиками гидравлических импульсов, предназначенных для преобразования соответствующих электрических сигналов, характеризующих расстояние до места повреждения. В качестве ДКУ предлагается использование интеллектуальных датчиков давления (рис. 7), принцип действия которых основан на теории неустановившегося течения жидкости в напорных трубопроводах.

Таким образом ускоряется процесс получения данных о дислокации утечки наряду с повышением точности определения ее места. Проведенное исследование показало, что при использовании предлагаемых средств измерения с возможностью автоматического снятия и обработки информации данный метод можно рассматривать как возможный к использованию на СРТ. ●

Литература

1. *Экспорт нефти из России: 2000–2022. Режим доступа: http://global-finances.ru/eksport-nefti-iz-rossii-po-godam/ Дата обращения: 01.04.2022.*
2. *Н.П. Токарев. Обязательства по транспорту нефти и нефтепродуктов выполняются в полном объеме. ПАО «Транснефть» Режим доступа: https://www.transneft.ru/pressReleases/view/id/13711/. Дата обращения: 01.04.2022.*
3. *Аспекты надежности и диагностики нефтегазовых объектов / Б.В. Моисеев, Ю.Д. Земенков, М.Н. Чекардовский [и др.]. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 423 с. – ISBN 978-5-9961-1904-2.*
4. *Прогнозирование надежности силовых агрегатов дожимных компрессорных станций по динамике контролируемого параметра / Л.С. Файзуллина, А.Н. Бельский, Ю.Д. Земенков, С.Ю. Подорожников // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 3 (25). – С. 37–40.*
5. *Земенкова М.Ю. Методологическое обеспечение экспертных систем мониторинга показателей надежности объектов трубопроводного транспорта углеводородов / М.Ю. Земенкова. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. – 411 с. – ISBN 978-5-9961-1588-4.*
6. *Земенкова М.Ю. Интеллектуальное управление состоянием систем транспорта углеводородов с использованием нейросетевой идентификации / М.Ю. Земенкова, Е.Л. Чижевская, Ю.Д. Земенков // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – № 1 (77). – С. 50–55.*
7. *Уроки, извлеченные из аварий. https://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/ Дата обращения: 01.04.2022.*
8. *Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/.*
9. *Поляков В.А. К вопросу обеспечения точности измерений системы обнаружения утечек в нефтепроводе / В.А. Поляков, Р.А. Шестаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 4 (20). – С. 76–79.*
10. *Минприроды Коми держит на особом контроле вопрос последствий нефтеразлива в Усинском районе. Режим доступа: https://komiinform.ru/news/131120. Дата обращения: 01.04.2022.*
11. *Полевые магистральные трубопроводы повышенной производительности. Руководство по эксплуатации (РЭ). – М.: Военное издательство МО СССР. 1982. – 368 с.*
12. *Середа В.В., Елькин Ал.В., Калашник Г.Г., Своев Л.В. Автоматизированная система мониторинга процессов применения сборно-разборных трубопроводов. Наука и технологии. Том 2. Материалы XXXIX Всероссийской конференции. – М.: РАН, 2019. – 99 с.*
13. *Белкин А.П., Рощин А.П. Автоматизация обнаружения повреждений полевых трубопроводов. Учебное пособие. – Л.: ВАТТ. 1978. – 55 с.*

KEYWORDS: *intelligent pressure sensors, leak detection methods, oil pipeline damage, monitoring, operation of trunk pipelines.*

СПЕЦОПЕРАЦИЯ РОССИИ НА УКРАИНЕ УСИЛИЛА ЗАВИСИМОСТЬ МИРА ОТ УГЛЯ

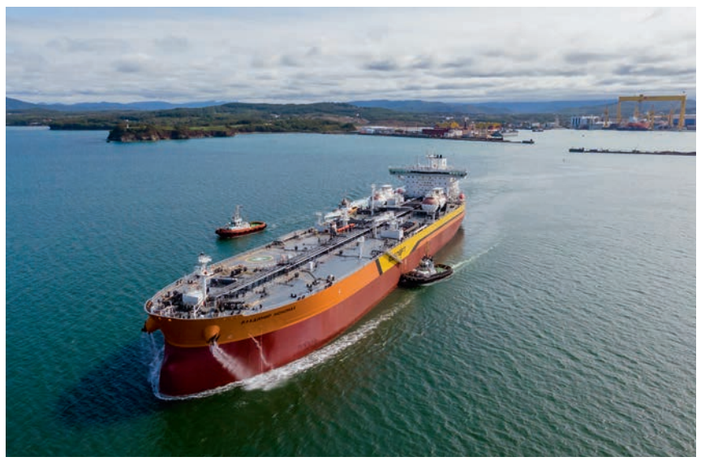
Bloomberg

Сегодня мир переживает скачок спроса на уголь. Причиной первой фазы глобального энергетического кризиса стал дефицит поставок природного газа, а теперь пришло время угольного кризиса. В Германии, Италии, США и Китае открывают ранее закрытые угольные электростанции. Спрос начал расти еще в прошлом году на фоне дефицита природного газа и всплеска потребления электроэнергии. Однако спецоперация России на Украине спровоцировала взрывной рост спроса на угольном рынке, что заставило производителей электроэнергии искать дополнительные поставки и вызвало рост цен, который будет подпитывать растущую инфляцию. Однако Европа намеревается запретить поставки российского угля, поскольку одновременно с этим она стремится уменьшить потребление российского природного газа. В 2021 году мир получил от сжигания угля на 9% больше электроэнергии, чем годом ранее. Ожидается, что в 2022 году общее потребление угля вырастет на 2% до рекордных 8 млрд тонн и на этом уровне оно останется минимум до 2024 г., когда объемы выбросов углекислого газа на 3 млрд тонн превысят показатели, которые могли бы реализоваться в рамках сценария перехода к углеродно-нейтральной экономике к 2050 г.

РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ СТОЛКНЕТСЯ С ТРУДНОСТЯМИ

ЕС осознает, что одно дело – ввести санкции против импорта российских энергоносителей, другое дело – найти реальный путь для полного эмбарго. Степень зависимости стран ЕС от российских энергоносителей неоднородна. Италия, на 40% зависящая от импорта российского газа, намеревается снизить зависимость за счет импорта из Египта и Алжира. Великобритания объявила о наличии у нее плана последовательного снижения объемов импорта российских энергоносителей и обязалась до конца 2022 года полностью прекратить импорт. Германия не в состоянии полностью заменить российский газ и, вероятно, будет максимально откладывать этот процесс, ведь это может поставить ее промышленное производство под угрозу остановки. С начала апреля три прибалтийских государства полностью прекратили импорт газа из России. Вопрос в том, как надолго им хватит запасов и какую они найдут альтернативу. США также полностью прекратили импорт российских нефти и газа, но его доля в США в общем объеме не столь уж велика. А вот Китай и Индия стали наращивать закупки из России. Но у России могут возникнуть проблемы при переориентации экспортных маршрутов. Первая – это отсутствие возможности закачки нефти марки «Urals» в танкеры, так как глубина у причалов в порту Приморск недостаточна. Потому сначала потребуется доставлять нефть в другие порты судами типа «Аффрамакс», чтобы обеспечить возможность перевалки на крупные танкеры. Этот процесс удлинит сроки поставок еще на недели, затем потребуется до двух месяцев пути непосредственно в Азию, а далее после разгрузки – еще два месяца на обратный путь! Таким образом, вся логистическая цепочка может занять до полугода.

Помимо этого, высокие фрахтовые ставки, отсутствие банковских гарантий, страховок, обязательства Китая по долгосрочным контрактам перед другими поставщиками из стран Ближнего Востока, а также не столь высокие, по сравнению с Европой, аппетиты Китая на нефть данной марки – все это свидетельствует в пользу того, что азиатские клиенты не смогут послужить оперативной заменой европейским. ●



КОНВЕРСИЯ ПНГ

в электрическую и тепловую энергию на энергоцентрах собственных нужд месторождений

УДК 620.9

В КОНЦЕ 2021 ГОДА СВОЕ ПЕРВОЕ ПЯТИЛЕТИЕ ОТМЕТИЛ ЭНЕРГОЦЕНТР СОБСТВЕННЫХ НУЖД «УСА» – КРУПНЕЙШИЙ ЭСН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ КОМИ. РАБОТА АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОЦЕНТРА – ЭТО ЕЩЕ ОДИН УБЕДИТЕЛЬНЫЙ ПРИМЕР ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ КОГЕНЕРАЦИОННОГО ЦИКЛА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

AT THE END OF 2021, USA, THE LARGEST AUXILIARIES POWER SUPPLY COMPLEX IN THE FIELDS OF THE KOMI REPUBLIC, CELEBRATED ITS FIRST FIVE-YEAR ANNIVERSARY. THE WORK OF AN AUTONOMOUS POWER SUPPLY COMPLEX IS ANOTHER CONVINCING EXAMPLE OF THE EFFECTIVE USE OF THE COGENERATION CYCLE FOR THE ENERGY CONVERSION OF OIL-ASSOCIATED GAS

Ключевые слова: *конверсия, попутный нефтяной газ, энергоцентр, месторождение, генерация электроэнергии.*

25 ноября 2016 года компания ЛУКОЙЛ-Коми ввела ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном месторождении (фото 1). Строительство провело ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг». Применение основного оборудования отечественного производства и использование инновационных технологий на всех этапах строительства позволили завершить проект за 14 месяцев. Основное и резервное топливо для ЭСН – попутный нефтяной газ. Мощности энергообъекта рассчитаны на потребление 170 млн м^3 ПНГ в год.

Проект осуществлен в целях развития производственной деятельности на Денисовском лицензионном участке. Энергоцентр «Уса» решает несколько задач:

- покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений;
- выработка тепловой мощности для собственных нужд;
- обеспечение технологических потребностей в паре для закачки в пласты;
- сокращение затрат на потребляемые энергоресурсы;
- уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на рынке электроэнергии;
- снижение нагрузки на окружающую среду и улучшение экологической обстановки на промыслах.

Так, возможности ЭСН, наряду с увеличением объемов полезного использования ПНГ, обеспечивают рост добычи углеводородов и энергетическую автономность Усинского, Баяндыского и Восточно-Ламбейшорского месторождений.

Установленная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 100 МВт, тепловая мощность – 120 Гкал/ч.

ФОТО 1. Энергоцентр «Уса» – ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 120 Гкал/ч

Генерация электроэнергии

Энергоцентр состоит из четырех когенерационных энергоблоков, каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭ-25ПА с редуктором и турбогенератором мощностью 25 МВт. Количество одновременно работающих ГТУ зависит от текущей потребности объектов месторождений в электроэнергии.

Газотурбинная установка ГТЭ-25ПА разработана АО «ОДК-Авиадвигатель» (Пермь). С 2013 года агрегат серийно выпускается предприятием «ОДК-Пермские моторы». Основа конструкции ГТУ – турбина ПС-90ГП-25А. Это самый эффективный энергетический привод российского производства, созданный на базе авиационного двигателя ПС-90А2

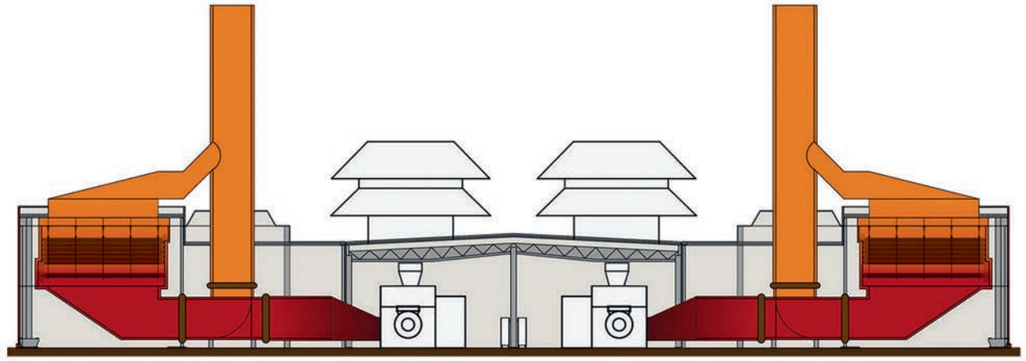


РИС. 1. Компоновка энергоблоков с попарным размещением в машинном зале и горизонтально направленным выхлопом турбин

В качестве привода синхронного турбогенератора в составе ГТУ применен газотурбинный трехвальный двигатель ПС-90ГП-25А (фото 2). Его конструкция позволяет проводить визуально-оптический и специальные виды контроля деталей газовоздушного тракта, что дает возможность эксплуатировать привод по его техническому состоянию. При этом предусмотрена возможность замены всех комплектующих агрегатов, отдельных деталей и сборочных единиц двигателя.

Генерирующее оборудование размещено попарно в двух корпусных зданиях (машинных залах), соединенных общим переходом с операторной, что соответствует компоновочным решениям, ранее принятым и зарекомендовавшим себя на объектах ПАО «ЛУКОЙЛ».

Каждый энергоблок оснащен системами автоматизированного управления и контроля, обеспечивающими централизованное управление на всех этапах эксплуатации.

Отличительная особенность проекта – горизонтальное направление выхлопа турбин (рис. 1). Наряду с блочно-модульным исполнением энергоагрегатов это позволило существенно сократить сроки строительства ЭСН и снизить расходы на монтаж оборудования.

Генерация тепла

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения характеризуется аномально высокой вязкостью нефти, поэтому ее добыча ведется с применением тепловых методов воздействия.

Генерируемая на энергоцентре тепловая энергия служит для увеличения нефтеотдачи пластов. В качестве рабочего агента, вытесняющего нефть, здесь используется водяной пар.

На энергоблоках установлены четыре котла-утилизатора (КУП) тепловой мощностью по 30 Гкал/ч. Эти КУП сопряжены с ГТУ, нагрев воды и выработка технологического пара происходит за счет высокой температуры выхлопных газов турбин (порядка 600 °С). Производительность каждого КУП составляет 40 т/ч.

Полученный в котлах-утилизаторах рабочий агент по системе трубопроводов распределяется по специальным паронагнетательным скважинам и закачивается в пласты под давлением ≈2 МПа при температуре ≈200 °С.

Когенерационный цикл обеспечивает комбинированную выработку энергии, высокую топливную эффективность, экологичность и экономичность объекта

Помимо энергоблоков в структуру ЭСН входит котельная собственных нужд, которая также работает на попутном газе. Она обеспечивает отопление ГТУ-ТЭЦ и предварительный подогрев воды, подаваемой в котлы-утилизаторы.

Подготовка ПНГ в качестве топлива

Для максимально эффективной конверсии ПНГ и надежной эксплуатации генерирующего оборудования энергоцентра необходима качественная

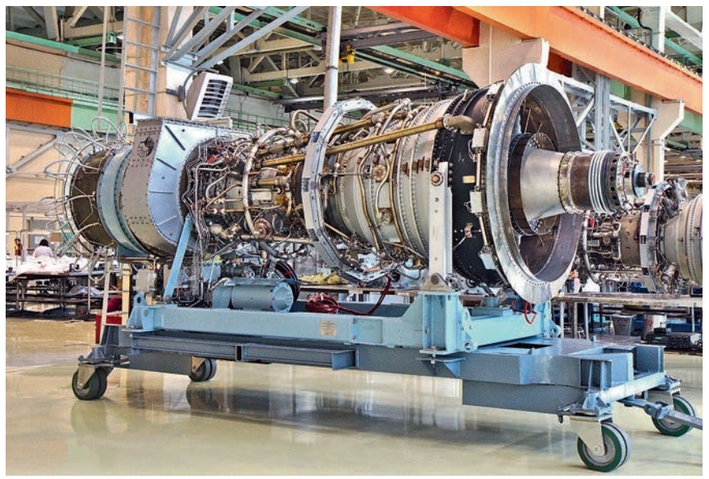


ФОТО 2. Газотурбинный двигатель ПС-90ГП-25А – эффективный привод для энергетических установок

подготовка газа перед его подачей на турбины и котельную. Требуемые параметры топлива по чистоте, температуре, давлению и расходу гарантирует многофункциональная технологическая система «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят блок подготовки попутного газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС).

БППГ (фото 3) осуществляет сепарацию и фильтрацию общего потока ПНГ, подогрев и редуцирование газа для котельной энергоцентра, а также измерение объема топлива, раздельно идущего на ГТУ и котельную.

Технологическая установка располагается на открытой площадке (внутри легкосборного укрытия) и оборудована необходимыми инженерными системами. Режим эксплуатации – автоматический. Пропускная способность БППГ – 24 059 м³/ч. После предварительной подготовки газ, предназначенный для энергоблоков, направляется в ДКС, которая компримирует его и подает в турбины под давлением 4,5…5 МПа.

ДКС состоит из трех компрессорных установок, выполненных на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. Максимальная производительность каждой КУ составляет 21 447 кг/час, что соответствует общему номинальному расходу топлива на все 4 работающие турбины. Фактическая производительность зависит от динамики нагрузки сопряженных ГТУ и контролируется в диапазоне от 0 до 100 %.

ФОТО 3. Блок подготовки попутного газа «ЭНЕРГАЗ»

Для контроля используется специальная двухуровневая система регулирования.

КУ размещаются в отдельных блок-модулях арктического типа (фото 4), снабженных системами жизнеобеспечения и безопасности. Установки дополнительно оснащены потоковыми анализаторами температуры точки росы газа по воде и углеводородам с устройствами для отбора проб.

Процесс газоподготовки осложнен высоким содержанием жидких фракций в исходном ПНГ, поэтому требуемые значения топлива по влажности достигаются в несколько этапов. Сначала попутный газ поступает в сепаратор-пробкоуловитель БППГ, где идет первичная сепарация и нейтрализуются залповые вбросы жидкости. Затем газ проходит через коалесцирующие фильтры БППГ и фильтры-скрубберы ДКС.

На заключительной стадии применяется метод рекуперативного теплообмена – каждая компрессорная установка оснащена узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры. Для этого в линию нагнетания интегрированы охладитель и подогреватель, которые образуют промежуточный контур и последовательно осуществляют охлаждение газа, отбой и удаление конденсата, подогрев газа. Осушенное таким образом топливо подается в турбины с температурой на 20 °С выше точки росы. ●

ФОТО 4. Газокомпрессорное оборудование в составе системы газоподготовки

Комплексная подготовка попутного газа в качестве топлива имеет важное практическое значение для эффективной и надежной эксплуатации энергоцентров месторождений

Пресс-служба
Группы компаний ЭНЕРГАЗ

KEYWORDS: *conversion, associated petroleum gas, power center, field, electricity generation.*

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

4-7 ИЮЛЯ 2022 / ЕКАТЕРИНБУРГ, РОССИЯ
JULY 4-7 2022 / EKATERINBURG, RUSSIA

INNOPROM

ГЛАВНАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ВЫСТАВКА РОССИИ
MAIN RUSSIA'S INDUSTRIAL TRADE FAIR

600 компаний-участников exhibitors
43 000 посетителей visitors
50 000 м² выставочных площадей expo area

СТРАНА-ПАРТНЕР – РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН
PARTNER COUNTRY – QAZAQSTAN

expo.innoprom.com

РЕКЛАМА

Едем в Крым: возможности делового туризма

КРЫМ С КАЖДЫМ ГОДОМ ЗАВОЕВЫВАЕТ ПОПУЛЯРНОСТЬ КАК ОДНА ИЗ ВЕДУЩИХ БИЗНЕС-ПЛОЩАДОК В РОССИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОРПОРАТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, ДЕЛОВЫХ ВСТРЕЧ И ПОЕЗДОК. РАЗВИТАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ПОЛУОСТРОВА И ОПЫТ КРЫМСКИХ TRAVEL- И MICE-СПЕЦИАЛИСТОВ ПОЗВОЛЯЮТ КРЫМУ СОПЕРНИЧАТЬ С КЛЮЧЕВЫМИ ЦЕНТРАМИ ДЕЛОВОГО ТУРИЗМА – МОСКВОЙ, САНКТ-ПЕТЕРБУРГОМ, КАЗАНЬЮ, КАЛИНИНГРАДОМ И СОЧИ

УДК 379.85

Крым привлекает культурным и историческим наследием, уникальными природными условиями и возможностью совместить деловую программу и досуг. В регионе проводятся исторические, спортивные и эногастрономические фестивали, которые прекрасно интегрируются в программу бизнес-мероприятий.

MRIYA TRAVEL – организатор корпоративных выездов и VIP-отдыха в Крыму с опытом проведения масштабных международных мероприятий и премиальным уровнем сервиса. Логистический центр с меню готовых маршрутов и индивидуальными предложениями, созданными под запросы гостей, современный автопарк с автомобилями премиум-класса и собственная флотилия с возможностью аренды яхт и катеров с организацией банкетов. Компания 6 лет успешно работает в сфере внутреннего туризма и предоставляет транспортное и экскурсионное обслуживание на высшем уровне как для частных клиентов, так и для больших организаций и крупных заказчиков.

Широкие возможности позволяют реализовать практически любые потребности заказчиков и создавать мероприятия и корпоративные поездки «под ключ»: банкетное сопровождение и кейтеринг, организация праздников в любой точке Крыма, логистическое сопровождение, трансфер, консьерж-сервис, экскурсионная и развлекательная программы.

MRIYA TRAVEL специализируется на экскурсионном обслуживании. В арсенале компании более 200 экскурсионных маршрутов – от бестселлеров до эксклюзивных предложений. Все туры проходят в сопровождении экскурсоводов и краеведов Крыма с богатым опытом работы с важными клиентами.

Для больших групп отлично подойдут джипинг, гастрономические, винные и конные туры. Любителям эксклюзива понравятся выезды на багги, мотоциклах, автопутешествия на кабриолетах, яхтинг и индивидуальные маршруты путешествий с элементами командообразования. Логистика полностью продумана, так что каждая поездка становится красивым и незабываемым путешествием.

По прогнозам экспертов, уже в ближайшее время Крым может войти в пятерку лидеров бизнес-туризма. Количество корпоративных выездных мероприятий, саммитов, форумов и переговоров, проведенных в Крыму, постоянно растет. Впрочем, на полуострове всегда организовывали встречи на высшем уровне – это уже традиция.

Mriya Travel
Организация мероприятий и путешествий в Крыму
Телефон: +7 918 641 15 57
travel@mriyaresort.com
mriyatravel.com

РЕКЛАМА

Как вы проведете свой отпуск?

Есть идея!

УДК 379.85

ОТПУСК В РОССИИ – АКТУАЛЬНАЯ ТЕНДЕНЦИЯ ЛЕТА-2022, НО КАК СОРИЕНТИРОВАТЬСЯ В ОГРОМНОМ РАЗНООБРАЗИИ ВАРИАНТОВ И КАК УГОДИТЬ ВСЕМ ЧЛЕНАМ СЕМЬИ И ПРЕЖДЕ ВСЕГО – САМОМУ СЕБЕ?

Крупнейший оператор речных круизов России компания «ВодоходЪ», имея в своем расписании более 700 различных круизов, 26 теплоходов и почти 20-летний опыт работы на туристическом рынке, подскажет, как построить отдых «под себя» и сделать его оригинальным.

Издревле реки были жизненными артериями, а города, основанные по их берегам, – драйверами цивилизации. Во время круиза каждый день вы будете **наслаждаться новыми видами**, за каждым поворотом реки вас будет ждать открытие и еще одна удачная фотография. **Посещение любого прибрежного города будет интересным и увлекательным**, в каждом из них есть что посмотреть: архитектура, государственные и частные музеи.

Возможность **гибко планировать свой отдых** позволяет пойти в круиз на выходные или пуститься в недельное путешествие. Маршруты круизов от ВодоходЪ начинаются не только из Москвы и Санкт-Петербурга, но и из других городов: Казань, Нижний Новгород, Самара, Саратов, Ростов-на-Дону, Астрахань, Волгоград.

Для смелых экспериментаторов – «Енисейская экспедиция», путешествие по реке через тундру и тайгу, с пересечением трех климатических зон и полярного круга или два берега Байкала в «Байкальской экспедиции» с потрясающими природными красотами и тайнами шаманов.

Круизы вобрали в себя **все преимущества отдыха по системе «все включено»**: в стоимость входит размещение, питание, экскурсионная и развлекательная программы. На борту есть развлечения для детей и взрослых.

Теплоход – это ваш плавучий отель с уютными номерами, барами, ресторанами с разнообразным меню, лаунж-зонами, с кабинетами массажа, сауной, детскими комнатами. Вы один раз распакуете вещи и дальше будете только наслаждаться путешествием. Вы сможете выбрать подходящий именно вам класс теплохода. **Водоход Люкс** – пятизвездочный «Мустай Карим», с фитнес- или спа-центром, с панорамными окнами и двумя игровыми комнатами, для малышей и подростков. В классе **Водоход Премиум** – комфорт по разумной цене. Выбор теплохода класса **Водоход** позволит оптимизировать расходы на отдых.

В ресторанах вам предложат блюда, приготовленные по принципам гастрономической концепции «Родные берега», сочетающей в себе лучшие кулинарные традиции побережья Волги, Дона, Черного моря, Енисея, Русского Севера и Сибири. Один день путешествия будет плавно перетекать в другой, а новая география переходить в новую гастрономию.

Выбрать, забронировать и оплатить круиз можно на сайте vodohod.com. Если ваши планы изменятся, вы сможете перенести путешествие на другие даты, выбрать другой маршрут или полностью аннулировать бронирование.

Из своего круиза вы привезете массу позитивных эмоций и отличные фотографии. И, самое главное, – яркие впечатления!

vodohod.com **8 800 555 05 05**

Офисы продаж: Москва – Санкт-Петербург – Казань – Самара – Нижний Новгород – Красноярск

SUN SIYAM
IRU FUSHI
MALDIVES

Мир спа в Sun Siyam Iru Fushi Maldives

Отель Sun Siyam Iru Fushi – это остров, утопающий в зелени, имеющий 11 категорий вилл, 15 ресторанов и баров, а также разнообразие развлечений для гостей любого возраста. Одно из самых ярких – The Spa by Thalgo – самое большое спа на Мальдивах. Это невероятный мир в центре острова. Разнообразное меню лечений и индивидуальная программа, которую специально для вас определят врачи-аюрведы, сделали The Spa by Thalgo «Лучшим спа в Азии» и одним из пяти лучших спа в мире по мнению Luxury Travel Awards.

Sun Siyam Iru Fushi Maldives – это еще и настоящий рай для гурмана! Ресторан Iru пригласит на тематические вечера, где блюда приготовлены согласно традиционным культурам: Мальдивская ночь, мексиканский, средиземноморский или испанский ужин.

В ресторане The Trio вам подадут отличную пиццу и потрясающие спагетти с лобстером.

Разнообразие свежайших морепродуктов в Islander's Grill, невероятные ароматы блюд которых основаны на местных мальдивских ингредиентах, шоу японской кухни в Teppanyaki, жемчужина острова – ресторан изысканной французской кухни Flavours с собственным винным погребом из коллекционных вин, а также вечернее меню бара бассейна Reflections, увлекут вас в незабываемое гастрономическое путешествие.

Устройте себе неповторимый романтический ужин, только для вас двоих на террасе вашей виллы, который останется в вашей памяти на всю жизнь!

МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

Итоги и прогнозы

УДК 061

ВЕСНОЙ ЭТОГО ГОДА СОСТОЯЛАСЬ 19-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ-2022», ОРГАНИЗОВАННАЯ ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТРОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ КОМИТЕТА ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ И РАЗВИТИЮ ТЭК ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РФ. 75 СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ, УНИВЕРСИТЕТОВ, ЗАВОДОВ-ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ, СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ ОБСУДИЛИ АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ И ПРОВЕЛИ КРУГЛЫЙ СТОЛ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ТЕКУЩИЕ РЕАЛЬНОСТИ»

THIS SPRING, THE 19TH INTERNATIONAL PRACTICAL CONFERENCE "MECHANIZED OIL PRODUCTION-2022" WAS ORGANIZED BY THE EXPERT COUNCIL ON MECHANIZED OIL PRODUCTION AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT, SPONSORED BY THE COMMITTEE ON ENERGY STRATEGY AND DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF THE CHAMBER OF COMMERCE AND INDUSTRY OF THE RUSSIAN FEDERATION. 75 EXPERTS FROM OIL COMPANIES, UNIVERSITIES, MANUFACTURING PLANTS AND SERVICE COMPANIES DISCUSSED TOPICAL ISSUES OF MECHANIZED PRODUCTION AND HELD A ROUND TABLE CALLED "INTELLECTUALIZATION OF OIL PRODUCTION. THE CURRENT SITUATION"

Ключевые слова: *механизированная добыча нефти, фонд скважин, цифровые технологии, машинное обучение, импортозамещение.*

Камалетдинов Рустам Сагорярович

председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н.

Нефтяная отрасль в 2021 году

Добыча нефти в России (без газового конденсата) за 2021 г. составила 476,137 млн тонн нефти, увеличение за год на 5,320 млн тонн, или 1,1%.

За последние тринадцать лет средний дебит жидкости увеличился на 5,46 т/сут, средний дебит нефти снизился 0,29 т/сут, обводнение выросло на 1,6%.

К основным тенденциям, охватившим нефтяную отрасль, можно отнести:

- Ухудшение качества запасов и снижение добычи в традиционных регионах.
- Трансформация нефтегазовых компаний в энергетические. Декарбонизация и изменение мирового энергетического баланса в пользу возобновляемых источников энергии.
- Изменение стратегий нефтяных компаний – увеличение доли газовых проектов, диверсификация портфеля проектов.
- Рост экологичности добычи и переработки нефти и газа.
- Нефтесервисная отрасль – неустойчивость к негативным изменениям на рынке; медленные темпы восстановления финансирования; развитие собственных сервисов нефтяными компаниями; санкции на покупку зарубежного оборудования; высокая конкуренция и высокая вероятность банкротств в определенных нефтесервисных сегментах.

Фонд скважин, дающих продукцию по России, после снижения в 2020 г. на 1.01.2022 составил 155 587 скв., дающий фонд УЭЛН увеличился до 107 565 скв. (+12%), фонд ШГН увеличился до 41 992 скв. (+19%).

По нефтяным компаниям дающий фонд скважин на начало 2022 г. распределился следующим образом: «Роснефть» – 47 941 скв. (31%); «ЛУКОЙЛ» – 28 882 (19%); «Сургутнефтегаз» – 24 525 (16%), «Татнефть» – 19 490 (13%); «Газпром нефть» – 8082 (5%); «Независимая нефтегазовая компания» – 6543 (4%), «Славнефть» – 3178 (2%), «РуссНефть» – 1825 (1%).

Неработающий фонд скважин по России на 1.01.2020 составил 25 484 скв. (14,1% от эксплуатационного фонда, ЭФ), на 1.01.2021 – 42 220 скв. (23,6% от ЭФ), на 1.01.2022 – 27 578 скв. (15% от ЭФ). За 2021 г. неработающий фонд сократился в полтора раза, бездействующий фонд – с 16 745 до 14 338 скв.

Неработающий фонд по нефтяным компаниям на 1.01.2022: «Сургутнефтегаз» – 1400 скв. (5,4% от ЭФ); «Газпром нефть» – 719 скв. (8,2%); «ЛУКОЙЛ» – 3676 скв. (11,3%); «Независимая нефтегазовая компания» – 1095 скв. (14,3%); «Роснефть» – 11 912 скв. (19,9%); «Татнефть» – 5281 скв. (21,3%); «РуссНефть» – 579 скв. (24,1%).

МРП нефтяного фонда скважин за последние 11 лет увеличился по России с 653 до 906 суток – на 39% (при этом за последний год снижение с 911 до 906), МРП УЭЦН увеличился с 646 до 896 – на 39%; МРП ШГН увеличился с 657 до 945 суток – на 44%. За 2021 г. допущено снижение МРП в компаниях «Газпром нефть», «Славнефть», «РуссНефть», «ННК».

РИС. 1. Добыча нефти в России за 2019, 2020 и 2021 год, тыс. тонн

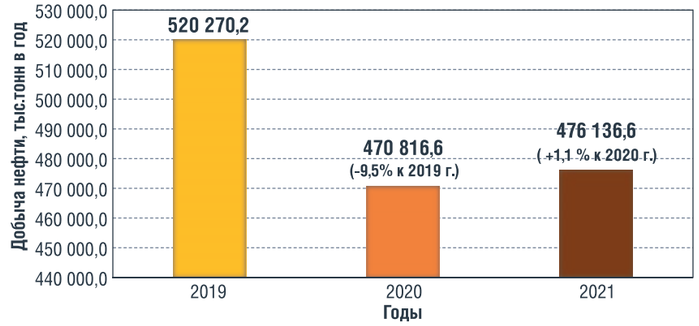


РИС. 2. Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию по России

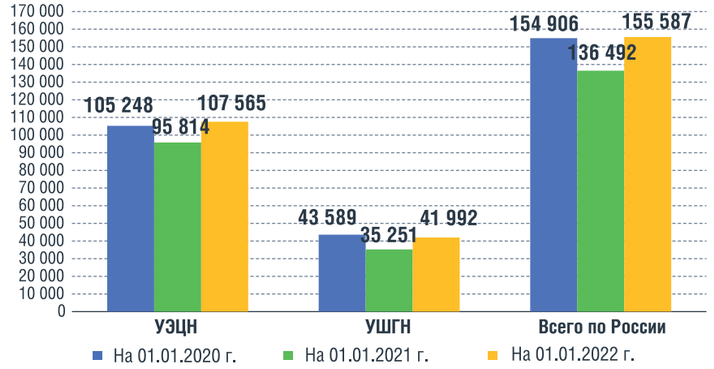
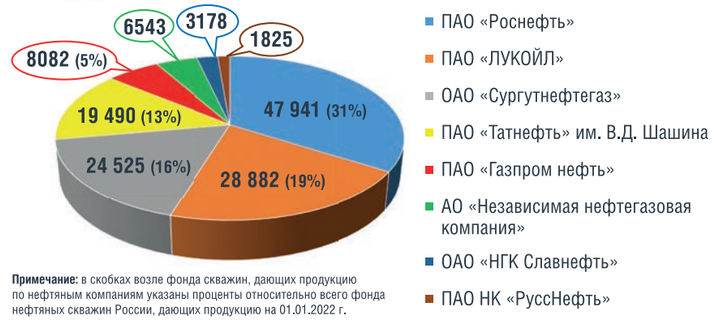
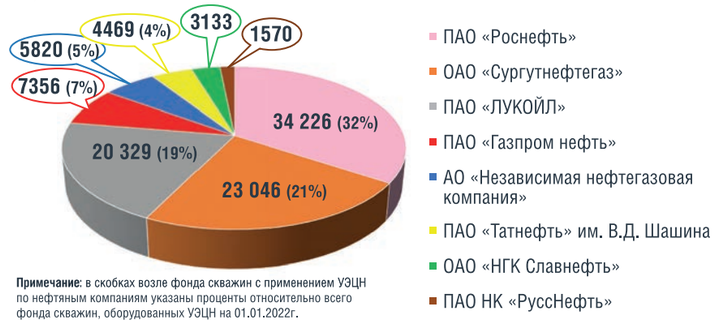


РИС. 3. Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию по крупным нефтяным компаниям на 1.01.2022 г.



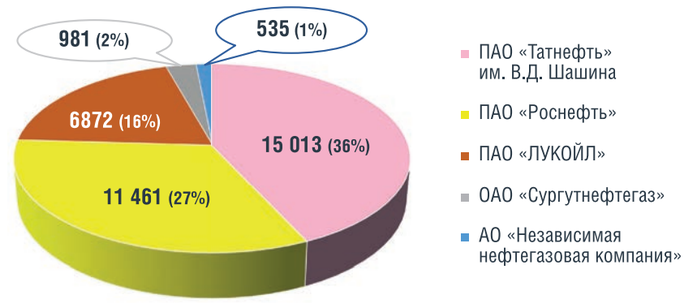
Примечание: в скобках возле фонда скважин, дающих продукцию по нефтяным компаниям указаны проценты относительно всего фонда нефтяных скважин России, дающих продукцию на 01.01.2022 г.

РИС. 4. Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, оборудованных УЭЦН по крупным нефтяным компаниям на 1.01.2022 г.



Примечание: в скобках возле фонда скважин с применением УЭЦН по нефтяным компаниям указаны проценты относительно всего фонда скважин, оборудованных УЭЦН на 01.01.2022г.

РИС. 5. Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, оборудованных УШГН по нефтяным российским компаниям на 1.01.2022 г.



Примечание: в скобках возле фонда скважин с применением УШГН по нефтяным компаниям указаны проценты относительно всего фонда скважин, оборудованных УШГН на 01.01.2022г.

МРП фонда УЭЛН на 1 января 2022 г. по нефтяным компаниям: «Сургутнефтегаз» – 1424 суток, «Башнефть» – 1006, «Роснефть» – 903, «Славнефть» – 859, «Татнефть» – 777, «ЛУКОЙЛ» – 724, «ГН» – 716, «ННК» – 698, «РуссНефть» – 660.

МРП фонда ШГН на 1 января 2022 г. по нефтяным компаниям: «Роснефть» – 1319 суток, «Башнефть» – 1135 суток, «Татнефть» – 1018, «ЛУКОЙЛ» – 788, «РуссНефть» – 656, «Сургутнефтегаз» – 570, «Газпром нефть» – 363.

Мировой рынок сервисных услуг в 2021 г. составил $201,7 млрд – увеличение на 5% относительно 2020 г. (максимальный $475 млрд в 2014 г.). Основные позиции (млрд $): гидроразрыв пласта – 15,7, бурение на суше – 11,6, морские строительные услуги – 20,6, бурение на море – 19,8, трубная продукция – 13,1, специальные химические вещества – 7,3, подводное оборудование – 11,5, исследования – 7,4.

Artificial Lift (механизированная добыча) за 2021 г. составил $9,545 млрд (5% от всего рынка) против $9,549 млрд в 2020 г.

Топ-3 сервисных компаний: Schlumberger – $21,5 млрд (-1.4% к 2020 г.), Halliburton – $14,5 млрд (+6,9% к 2020 г.); Baker Hughes – $11,6 млрд (-7% к 2020 г.), сумма – $47,6 млрд (24%).

Сервис УЭЛН (работающий фонд) по России за последние 11 лет вырос с 76 083 скв. до 107 565 скв., внешний сервис на начало текущего года составил 61 950 скв. (58%) против 57 900 скв. (60%) на 1.01.2021. Собственный сервис на начало текущего года составил 45 615 скв. (42%) против 37 914 скв. (40%) на 1.01.2021. За последний год снизился обслуживаемый фонд скважин в компаниях «Римера», «Алмаз», вырос в компаниях «Борец», «Новомет-Сервис», «Система Сервис», Schlumberger, Baker Hughes, «Новые технологии», остался на прежнем уровне в компании «Крафтпамп».

Ситуация на сегодняшний день в области механизированной добычи нефти – повышение цен на материалы и комплектующие, в том числе увеличение стоимости никеля и меди, применяемых при производстве рабочих органов ЭЛН и погружного кабеля; трудности обслуживания парка импортных станков и другого оборудования на заводах-изготовителях; необходимость поиска замены европейских импортных поставок и переориентирование на другие рынки; срыв сроков поставок из-за нарушения логистических цепочек и др. Проблема импортозамещения на заводах по производству УЭЛН, сервисных базах остро не стоит, гораздо больше вопросов по объектам транспорта и подготовки нефти и газа нефтяных компаний.

В прошлом году ситуация после массовой остановки фонда скважин в 2020 г. и последующего снижения закупок нового оборудования улучшилась, однако при этом нефтяные компании сокращают программы опытно-промышленных испытаний (ОПИ) новых видов оборудования и технологий, переносят оплату на последующие годы, увеличивают сроки ОПИ, повсеместной становится практика проведения испытаний новинок без оплаты. Все это приводит к сокращению новых стартапов нефтегазовой тематики, с учетом существующих сложностей системы финансирования в инновационной сфере и слабым развитием

ТАБЛИЦА 1. Межремонтный период работы скважин всего нефтяного фонда по крупным российским компаниям, сутки

Компании	2010	2015	2019	2020	2021
ПАО «ЛУКОЙЛ»	595	606	698	691	736
ПАО «Роснефть»	533	726	832	875	940
ПАО «Газпром нефть»	526	791	1187	1353	718
ПАО «Сургутнефтегаз»	806	1008	1072	1132	1336
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	801	0	0	0	0
ПАО «Татнефть»	1041	1074	1012	904	925
ПАО АНК «Башнефть»	634	880	1071	1080	1100
ПАО «НГК «Славнефть»	517	629	854	884	867
ПАО НК «РуссНефть»	436	348	639	702	685
АО «ННК»				758	699

открытых инноваций в крупных производственных компаниях при их потребности в несколько сотен проектов.

О том, с какими показателями прошли этот период ключевые компании отрасли, рассказали их представители. С докладами выступили Ю.В. Алексеев («Газпром нефть»); А.Л. Тистол, И.П. Саломов (АО «Зарубежнефть»); А.Н. Дроздов (РУДН); М.А. Троянуца (ПАО «Сургутнефтегаз»); Е.В. Игнатьева (ООО «РН-БашНИПИнефть»); В.В. Береснев (ООО «ТОТА Системс»); Ю.А. Донской (РГУ им. Губкина); А.В. Радлевич (ООО «РЕАМ-РТИ»); Н.И. Смирнов (ИМАШ им. А.А. Благонравова РАН); С.В. Медведев (ПАО «Сургутнефтегаз»); Н.П. Кузьмичев (ООО «Нефть XXI век»); А.И. Шарипов (ООО «РН-БашНИПИнефть»); А.В. Турецков (ООО «ННК-Оренбургнефтегаз»); А.В. Шляпчинский (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «КогалымНИПИнефть»); В.Н. Ивановский (РГУ им. Губкина); А.Т. Гафиатуллин (СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»); Д.А. Тамков (ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис»); А.С. Топольников (ООО «РН-БашНИПИнефть»); Р.М. Еникеев (ПАО «АНК«Башнефть»).

Добыча и Индустрия 4.0

В рамках конференции состоялся круглый стол «Интеллектуализация добычи нефти. Текущие реальности».

Модератор – М.И. Кузьмин, руководитель программ по цифровым проектам Центра компетенций по технологиям добычи нефти ООО «Газпромнефть НТЦ».

Спикеры:

- Е.А. Кибирев, директор по качеству на зарубежных проектах компании Borets;
- П.С. Музычук, руководитель направления центра компетенций по технологиям добычи ООО «Газпромнефть НТЦ»;
- А.А. Сабуров, руководитель направления по автоматизации управления перспективных технологий ООО «Газпромнефть-Автоматизация»;
- А.Е. Горлов, эксперт по технологиям добычи Shell Russia;
- Р.М. Еникеев, директор по проектам инжиниринга и цифровой трансформации департамента добычи нефти и газа ПАО «АНК«Башнефть»;
- Л.Ф. Никурова, исполнительный директор ЗАО «Электон».

Обсуждаемые вопросы:

1. Адаптивное управление: миф или реальность.
2. Переход в единое информационное пространство с подрядными организациями: выстраивание экосреды.
3. Импортонезависимость: обеспечение непрерывности производства компаний в текущей ситуации.

Максим Кузьмин во вступительном слове обозначил проблематику круглого стола, представил спикеров, дал вводную информацию по первому вопросу.

Павел Музычук проинформировал о текущей ситуации в компании «Газпром нефть»: есть опыт применения предиктивной аналитики для мониторинга текущей ситуации и моделирования цифрового двойника «пласт – скважина – насос», что позволяет выдать рекомендации для стабилизации работы оборудования; следующий шаг – создание инфраструктуры, позволяющей онлайн изменять режим работы оборудования для реализации полученных рекомендаций. На данный момент в компании реализован 1 этап (предиктивная аналитика), второй и третий этапы в работе. При этом данные задачи реализуются в целях изменения бизнес-процессов, в комплексе с другими направлениями – развитием IT-инструментов, автоматизации, минимизации человеческого участия и др.

Александр Горлов поделился опытом реализуемого проекта компании Shell: на первом этапе было проанализировано 300 отказов, выделено четыре основных отказа, построена модель машинного обучения для предсказания каждого отказа (данные за 5 лет, по 69 параметрам станции управления), созданы несколько физических моделей. В результате удалось добиться точности предсказания отказов, которые произошли – 84%, при этом необходимо иметь высокий экспертный уровень членов команды проекта.

На втором этапе модель машинного обучения была применена на 120 скважинах, после четырех месяцев отказало 6 скважин, по 5 отказам спрогнозированный отказ подтвердился. Вывод: адаптивное управление – это не миф, но нужно пройти огромный путь с проведением фундаментальных исследований, созданием интегрированных моделей, цифровых двойников, оснащением датчиками, организацией передачи информации на удаленный пункт и др.

Алексей Сабуров отметил тенденцию перехода от классической схемы АСУТП к элементам Индустрии 4.0, необходимость предоставления заказчику инфраструктуры, которая позволит организовать адаптивное управление за счет скоростного получения данных, дооснащения более дешевыми средствами измерения и других мероприятий.

Руслан Еникеев обозначил несколько вопросов: определение термина «адаптивное управление» (в данном случае «машина–машина»); необходимость рассмотрения как объекта управления месторождения в целом; оснащение датчиками с учетом возможности использования предиктивной аналитики; проведение расчета экономики проекта и в некоторых случаях отнесение затрат на общие затраты по обеспечению инфраструктуры; «безлюдные технологии» должны полностью исключать участие человека и др.

По второму вопросу Максим Кузьмин обозначил существующие проблемы при работе с подрядными организациями на добывающих активах: низкий уровень взаимодействия, приводящий к длительному времени получению информации; большое количество продуктов и их разрозненность; наличие отдельных платформ хранения информации; необходимость создания единого информационного окна для взаимодействия с подрядными организациями и другие организационные мероприятия, нацеленные на сокращение затрат.

Руслан Еникеев отметил, что подрядные организации должны работать в информационной системе заказчика, в частности компании «Башнефть», и что

информационная безопасность при этом может быть обеспечена.

Павел Музычук обратил внимание на дублирование информации в базах данных подрядных организаций; необходимость оптимизации системы подачи заявок в случае адаптивного управления для сокращения времени на выполнение заявок (как пример – изменение частоты работы УЭЛН); разные цели и задачи, решаемые информационными системами заказчика и подрядчика и др.

Александр Горлов указал на создание в нефтяных компаниях собственных цифровых платформ и требований к подрядчикам по адаптации используемых ими программных продуктов; наличие в подрядных компаниях собственных информационных систем для анализа работы оборудования и собственной экспертизы механизированного фонда.

Лариса Никурова отметила необходимость перехода в единое информационное пространство; недостаток информации от нефтяных компаний как по погружному, так и по наземному оборудованию.

Николай Кузьмичев высказал мнение по излишней «секретности» информации по работе оборудования и наличию в некоторых случаях проблем по корректности информации на нижнем уровне.

По третьему вопросу Максим Кузьмин обозначил существующие проблемы: ограниченные финансовые возможности и недостаточные производственные мощности,

ограниченная элементная база на отечественном рынке и др.

Лариса Никурова описала текущие проблемы в области замещения поставок европейских деталей и комплектующих (электроника, микросхемы); прокомментировала переориентацию на поставщиков российского рынка и рынков Азии. В ходе дальнейшей дискуссии были высказаны мнения по поводу начатой в 2015 г. работы по импортозамещению, которая по мнению представителей завода-изготовителя станций управления УЭЛН не была завершена полностью из-за высокой цены и низкого качества китайской продукции и сложной логистики.

Алексей Сабуров проинформировал о проведенной начиная с 2016 г. работе по импортозамещению, основной задачей которой было обеспечение непрерывности производства, был проведен консалтинг отечественного рынка программного обеспечения и оборудования в области промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, подготовлен каталог российского и импортного оборудования, рекомендованного к применению. На сегодняшний день существуют трудности по некоторым позициям комплектующих, заводы-изготовители увеличивают сроки поставки оборудования (в частности АГЗУ до полутора лет), идет перестройка логистических цепочек, происходит перераспределение рынка после ухода некоторых компаний и др.

В ходе дальнейшей дискуссии были высказаны следующие мнения (Камалетдинов, Троянуца, Кузьмин, Музычук, Скорик):

Выживут заводы-изготовители станций управления УЭЛН, УШГН, которые имеют запас комплектующих, оборотные средства; намного хуже ситуация в области автоматизации по объектам системы транспорта, сбора и подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающих заводов, с учетом наличия импортного софта; степень риска по промышленной автоматизации объектов добычи нефти оценивается в один год; существует необходимость закупки новых станций управления при бурении новых скважин (около 2 тыс. скважин в год), модернизацию существующего парка СУ можно отложить, при этом современные базы по ремонту и обслуживанию УЭЛН сами проводят капремонт СУ, сокращая количество новых закупаемых станций; сегодняшняя ситуация показала необходимость создании интеллектуального месторождении полностью на отечественном оборудовании и программном обеспечении, что приведет к корректировке проектов нефтяных компаний; есть предложение для заводов-изготовителей по повторному использованию деталей наземного оборудования, в частности СУ, в связи с тем, что фактический срок службы станций превышает нормативный с использованием системы обратного выкупа; наличие собственных АСУ-подразделений в нефтяных компаний позволяет им оперативно решать вопросы по созданию собственных программных продуктов; есть необходимость проведения круглых столов по конкретным техническим вопросам.

По итогам работы конференции был сформирован Протокол конференции:

После обсуждения программы конференция постановила:

1. Считать достигнутыми основные цели конференции – обмен опытом эксплуатации механизированного фонда скважин, снижения затрат на добычу нефти, обучение современным подходам испытаний новых видов оборудования и технологий, обсуждение новых направлений повышения эффективности эксплуатации и ремонта оборудования для добычи нефти.

2. Принять к сведению доклад Ю.В. Алексеева, руководителя программ блока технологического развития ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» с обозначенными вопросами развития и создания промышленных полигонов:

- искусственно ограниченный и экономически необоснованный перечень трудноизвлекаемых полезных ископаемых (согласно Постановлению Правительства РФ № 1499 от 19.09.2020 трудноизвлекаемыми считаются баженовские, абалакские, хадумские и доманиковые продуктивные отложения, сверхвязкая нефть);
- отсутствие нормативно-правовой базы, определяющей статус Технологических полигонов на действующем месторождении и регламентирующей их хозяйственную деятельность (в связи с существующими административными барьерами и юридическими рисками для недропользователей и операторов добычи при проведении испытаний);
- отсутствие российской системы признания результатов испытаний нефтепромыслового оборудования;
- отсутствие действующих механизмов экономического стимулирования деятельности Технологических полигонов на месторождениях (проведение полнофункциональных испытаний нефтегазового оборудования и технологий на реальных месторождениях с полноценным метрологическим обеспечением, привлечением квалифицированного персонала, задействованием спецтехники, расходных материалов и полного соблюдения правил промышленной безопасности требует значительных инвестиций).

3. Экспертному совету по механизированной добыче нефти продолжить взаимодействие с ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» и АНО «Агентство технологического развития» в части организации опытно-промышленных испытаний установок для добычи нефти на полигоне «Пальяновский». Ответственный Р.С. Камалетдинов.

4. По результатам проведения круглого стола «Интеллектуализация добычи нефти. Текущие реальности» считать актуальными направлениями развития:

- Оптимизацию наземного электрооборудования в части перехода на блочно-модульную конструкцию, включая упрощение конструкции станции управления УЭЛН и вывода основной интеллектуальной составляющей на верхний уровень при использовании в условиях развитой инфраструктуры приема-передачи данных нефтяного промысла.
- Сертификацию цифровых средств контроля и измерений параметров.
- Создание национальных и отраслевых регламентирующих документов в области цифровизации нефтяной промышленности.
- Применение системы обратного выкупа станций управления УЭЛН, УШГН в условиях складывающегося дефицита элементной базы полупроводниковых приборов и комплектующих европейского производства.
- Разработку и внедрение системы адаптивного управления динамическими режимами работы скважин (технология автоматизированного управления режимами добывающих и нагнетательных скважин на основе гибридной модели в периметре куста скважин с целью организации оперативного контроля и предупреждения аварийных ситуаций фонда скважин за счет использования автономного удаленного управления оборудованием).

5. Считать необходимым проведение ежеквартального круглого стола по наиболее актуальным вопросам в области механизированной добычи нефти. Членам Экспертного совета по механизированной добыче нефти в срок до 1.05.2022 подать предложения по тематике круглых столов, планируемых к проведению во 2–4 кв. 2022 г.

6. Подготовить обзорную статью по результатам работы конференции, опубликовать в журнале Neftegaz.RU. Ответственный Р.С. Камалетдинов. Срок – апрель 2022 г.

7. Проработать вопрос создания в журнале Neftegaz.RU постоянной рубрики «Механизированная добыча нефти» с освещением текущей проблематики эксплуатации, производства и сервисного обслуживания оборудования для добычи нефти. Ответственный Р.С. Камалетдинов. Срок – апрель 2022 г.

Keywords: *mechanized oil production, well stock, digital technologies, machine learning, import substitution.*

План работ Экспертного совета по механизированной добыче нефти на 2022 г.

- Провести 24 совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти в марте месяце 2022 г.
  Ответственный Р.С. Камалетдинов.
- Организовать проведение конференций «Механизированная добыча нефти-2022», «Энергоэффективная добыча нефти», «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2022».
  Ответственный Р.С. Камалетдинов.
- Продолжить взаимодействие с АНО «Агентство технологического развития», АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» в части создания полигонов на базе реальных месторождений углеводородов и полигонов, имитирующих реальное месторождение в рамках федерального проекта «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов».
- Продолжить взаимодействие с АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» в части разработки стандартов по нефтегазовой тематике.
- Подготовить глоссарий «Механизированная добыча нефти. Технические термины. Определения. Аббревиатура».
  Ответственные Р.С. Камалетдинов, В.Н. Ивановский. Срок 1 кв. 2022 г.

ЭКСПОНЕНТЫ И ЭКСПОНАТЫ
НЕФТЕГАЗ-2022

УДК 061

В КОНЦЕ АПРЕЛЯ НА ВЫСТАВОЧНЫХ ПЛОЩАДЯХ ЭКСПОЦЕНТРА КОМПАНИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ ДЕМОНСТРИРОВАЛИ СВОИ ДОСТИЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ ОБОРУДОВАНИЯ, КОМПЛЕКТУЮЩИХ, ПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ И ДРУГИХ ТОВАРОВ И УСЛУГ, БЕЗ КОТОРЫХ НЕВОЗМОЖНО ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ. ФОТООТЧЕТ И ВПЕЧАТЛЕНИЯ УЧАСТНИКОВ – В РЕПОРТАЖЕ NEFTEGAZ.RU

AT THE END OF APRIL, ON THE EXHIBITION AREAS OF THE EXPOCENTER, COMPANIES OF THE OIL AND GAS AND RELATED INDUSTRIES DEMONSTRATED THEIR ACHIEVEMENTS IN THE PRODUCTION OF EQUIPMENT, COMPONENTS, FIELD CHEMICALS AND OTHER GOODS AND SERVICES, WITHOUT WHICH FURTHER DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF RUSSIA IS IMPOSSIBLE. PHOTO REPORT AND IMPRESSIONS OF THE PARTICIPANTS IN THE REPORT NEFTEGAZ.RU

Ключевые слова: *выставка, компании нефтегазовой отрасли, оборудование, топливно-энергетический комплекс, импортозамещение.*

Вопреки ожиданиям, сложившимся под влиянием новостей о международной ситуации, деловая активность отрасли по-прежнему остается на высоком уровне. За два последних года нефтегазовое сообщество успело соскучиться по живому общению, по возможности, в прямом смысле слова, прикоснуться к высоким технологиям, производственным новинкам и просто необычным вещам, которые, кроме как на выставке, нигде больше и не встретишь.

Выставка Нефтегаз-2022 в полной мере ответила на эти запросы.

Как и предполагалось, подавляющее большинство экспозиций представляли российские компании. По понятным причинам, к сожалению, не было традиционной национальной экспозиции Германии, не были представлены компании из Австрии и Нидерландов, которые в предыдущие годы собирали на своих обширных стендах множество посетителей. Это, безусловно, не обогатило выставку, но не изменило ее статус международной.

Среди иностранных компаний-участниц свою продукцию, в частности, представляла иранская нефтехимическая компания NPC и китайская Sinopec. К слову, о китайских компаниях: они в этом году не приехали большой дружной кампанией, что с удовольствием делали в предыдущие годы, национальная экспозиция не сложилась.

В числе российских крупных компаний выделялись масштабные стенды ТМК, Газпрома и Транснефти.

В этом году выставка проходила в трех павильонах, а крупногабаритные экспонаты демонстрировались на площадке под открытым небом. Все, кто посещал мероприятие в выставочном центре на Краснопресненской набережной, хорошо представляют масштабы площадей. Учитывая, что посетителям, гуляющим между стендами, зачастую приходилось уступать дорогу идущим навстречу, это говорит о нарастающем интересе к мероприятию.

Это подтверждают и участники выставки, которые поделились своими впечатлениями с журналистами Neftegaz.RU и рассказали об экспонируемой продукции, состоянии отрасли и своих ожиданиях.

Мартынов Михаил Сергеевич,
вице-президент по стратегическому развитию и инновациям компании Электрощит Самара

«Впечатление от выставки очень хорошее. Мы видим много заинтересованных людей, даже больше, чем в прошлые годы. Сейчас, очевидно, из-за сокращения количества мероприятий, выставка Нефтегаз привлекает не только нефтегазовый сегмент, но и другие отрасли промышленности.

Сегодня мы экспонируем импортозамещающие продукты. В частности, нашу ячейку среднего напряжения КРУ-СЭЩ-80-MR Light, которая соответствует всем современным международным стандартам по безопасности электроснабжения и оснащена выключателями собственного производства. Это в определенной степени новинка, но она уже успела пройти первые испытания на предприятиях различных сегментов промышленности, в том числе в нефтегазовой и атомной. Также на стенде можно видеть современное низковольтное распределительное устройство НКУ-СЭЩ-М с нашими выключателями. Кроме того, мы развиваем цифровые технологии: беспроводной термомониторинг, системы удаленного управления оборудованием, видеоконтроль. Все это выполнено либо на базе нашей компании, либо на компонентной базе российского производства.

Говоря о состоянии отрасли, отмечу, наметился очевидный тренд на импортозамещение. В целом мы видим как возможности, так и риски и угрозы. С одной стороны, мы отлично импортозащищены – наше оборудование соответствует всем международным нормам, что дает возможность участвовать в тех проектах, где предполагалось участие иностранных производителей. С другой стороны, мы наблюдаем ограничения на рынке и изменение спроса из-за неопределенности. Мы мониторим ситуацию и смотрим в будущее с оптимизмом.»

Онгемах Эдмунд Гарриевич,
генеральный директор
АО «ГЕОСВИП»

Наш завод производит сейсмические виброисточники для полевой сейсморазведки. Сегодня мы привезли нашу новинку – опытный образец виброисточника СВ-30Б-М3. Предприятию больше четверти века, и за это время было произведено более 200 единиц разных модификаций. Экспонат на сегодняшней выставке – это обновленная модель колесного виброисточника шарнирно-сочлененного типа СВ-30Б-М1, в которой усовершенствован ряд параметров: качество и характеристики излучаемого сигнала, возможность поменять гусеницы на колеса в полевых условиях, цифровая панель управления. Основная функция виброисточника – излучение продольного сейсмического сигнала в толщи земли во время полевых сейсморазведочных работ в целях поиска залежей нефти и газа. Полученный отраженный сигнал регистрируется сейсмостанцией и в дальнейшем строится сейсмический профиль.

Также на стенде холдинга «Росгеология» представлены подводные аппараты для сканирования дня моря, изготовленные нашими коллегами из «Южморгеологии», а также беспилотник для аэрогеофизических работ и планшет геолога, созданные в партнерстве с российскими компаниями.

Подобная техника экспонируется на выставке Нефтегаз впервые. Мы чувствуем живой интерес посетителей и заказчиков к нашей продукции. В целом, в новых реалиях, впечатление о выставке выше ожидания.

Кургузов Илья Михайлович,
главный специалист по связям со СМИ и общественностью, внутренними коммуникациями и корпоративной культуре
ООО «РН-Драгмет»

Основными видами деятельности нашего предприятия являются: организация поставок катализаторной продукции, произведенной в периметре «Роснефти», для нужд нефтеперерабатывающих заводов, реализация отработанных катализаторов, лома и отходов, содержащих драгоценные, цветные, редкие металлы, в том числе заключение сделок по их обороту, а также организация поставок новых компонентов для производства катализаторов. Вместе с тем, мы заинтересованы в дальнейшем продвижении корпоративной продукции на внутренний рынок, а в перспективе – на рынки ближнего и дальнего зарубежья.

На нашей экспозиции представлены образцы катализаторов трех производственных площадок «Роснефти» – «РН-Кат», «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза» и «Новокуйбышевский завод катализаторов».

В такого рода выставках «РН-Драгмет» принимает участие впервые. Это новые перспективы, новые рынки сбыта, новые потенциальные партнеры. Российские катализаторы конкурентоспособны, и мы видим интерес к корпоративной продукции «Роснефти».

Сухнев Александр,
начальник сектора приводов
ООО «Уралмаш НГО Холдинг»

Наша компания занимается производством тяжелых буровых установок, грузоподъемность от 160 до 450 тонн. Еще семь лет назад возник вопрос о необходимости переходить на отечественное производство, сегодня, когда импортозамещение вступило в активную фазу, мы расширяем линейку выпускаемой продукции, в частности системы верхнего привода сейчас выпускаются грузоподъемностью от 250 до 500 тонн. Конечно, полностью от импорта пока не удается уйти, но это вопрос времени.

На нашем стенде представлен макет системы верхнего привода, грузоподъемность 320 тонн, электрический с частотным регулированием. Не все компоненты здесь российского производства, в частности, подшипники. Есть риски остаться без импортных комплектующих, поэтому мы сейчас прорабатываем аналоги с российскими производителями.

На выставке представлено много нефтегазового оборудования, посетители и участники проявляют довольно высокий интерес к нашей продукции.

Андрей Дацков,
команда Внешние коммуникации, компания Ойл Энерджи (Oil Energy)

Наша компания разрабатывает и производит химические добавки, материалы и оборудование для строительства нефтяных и газовых скважин. Основной акцент делаем на инновационные и полезные решения для цементирования, бурения, заканчивания скважин и проведения гидроразрыва пласта.

На стенде команда «Ойл Энерджи», в частности, демонстрирует изделия из растворимых сплавов. Например, растворимые шары для проведения МГРП. В их основе сплав магния и алюминия. У нас более ста лабораторно подобранных сплавов под разные условия, однако в нефтяной отрасли прижились около 16 наших базовых сплавов, в зависимости от требуемой прочности и скорости растворения. Процесс растворения, или правильнее назвать – корродирование, начинается в электролите. Преимуществом применения растворимых шаров в технологиях заканчивания – это снижение времени строительства скважины, так как нет необходимости проводить дополнительные спуско-подъемные операции (СПО) для разбуривания шаров.

В России мы одни из первых, кто начал разрабатывать растворимые сплавы, проводить стендовые испытания в условиях, приближенных к скважинным. На текущий момент наша экспертиза позволяет создавать и развивать изделия и оборудование из сплавов: растворимые шары, растворимые заглушки для скважинных фильтров, растворимые цементировочные пробки, растворимые пробки «Plug&Perf» и наша запатентованная система «М4» ключ-пробка, относящаяся к равнопроходным муфтовым системам.

Выставка Нефтегаз-2022 как отраслевое мероприятие нам нравится, люди знакомятся с нашей продукцией, мы делимся своим опытом и знаниями и уверены, что через взаимодействие с клиентами делаем нашу нефтегазовую отрасль лучше.

Keywords: *exhibition, oil and gas industry companies, equipment, fuel and energy complex, import substitution.*

ЦИТАТЫ

А. Хюитфельдт

Зависимость
от ископаемого топлива
может привести
к уязвимости на фоне
поставок энергоносителей

Э. Макрон

Последствий санкций мы
не увидим весной и летом 2022 г.,
но следующей зимой мы их
ощутим, если больше не будет
российского газа

Х. Пури

Что касается поставок
нефти из России, то
в противоположность тому,
что транслируется в прессе,
они мизерные

Б. Джонсон

Процесс отвыкания
от российской нефти и газа,
да и вообще углеводородов,
будет непростым

М. Драги

Рыночная власть Евросоюза
над Москвой – это
оружие, которое можно
использовать

М. Моравецкий

Россия передвинула
границы газового
империализма на очередной
шаг дальше

Р. Хабек

Эмбарго на российскую
нефть стало легким
в использовании

М. Фредериксен

Стать независимыми
от российского газа
будет стоить денег

Й. Стёре

Норвегия поставляет
газ на максимуме своих
возможностей

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

ПЕТРОВСКАЯ ДОМИНАНТА

ВЫБРАТЬ КВАРТИРУ

КВАРТИРЫ БИЗНЕС-КЛАССА

СКОРО ЗАСЕЛЕНИЕ!

ПРЕСТИЖ И СТАТУС НА БЕРЕГУ НЕВЫ

ЭТАЛОН

г. Санкт-Петербург, Петровская коса 6

+7 (812) **445-88-55**

Застройщик АО «Эталон ЛенСпецСМУ». ЖК «Петровская Доминанта». Санкт-Петербург, Петровская коса, д. 6, к. 1, стр. 1. Комплекс сдан. РЕКЛАМА