



ИНГИБИТОРЫ
ГЛИН
ПРИ БУРЕНИИ
СКВАЖИН

БУРОВЫЕ
РАСТВОРЫ
ДЛЯ СКВАЖИН
С АНПД



РИГИНТЕЛ^{NS}

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

25 лет

4 [160] 2025

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

НЕЙРОННЫЕ СЕТИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН



Входит в перечень ВАК (К1)

Сибирская
Сервисная Компания
основана 1 февраля

2000
года

20

МЛН М
проходки — объем
поисково-разведочного
и эксплуатационного
бурения

25 ЛЕТ **ССК**

НАДЕЖНОСТЬ В ПАРТНЕРСТВЕ!
КАЧЕСТВО В РАБОТЕ!
УВЕРЕННОСТЬ В БУДУЩЕМ!

2

года
лучшие в телеметрии
и наклонно-направленном
бурении

1,7

МЛН М
проходки
Годовой
объем поисково-
разведочного
и эксплуатационного бурения
превышает



ПАРТНЕРЫ



ССК

АО «Сибирская Сервисная Компания»
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т,
д. 31а, стр. 1, эт. 9
e-mail: cck@sibserv.com

Тел./факс: +7 (495) 225-75-95

**Сибирская
Сервисная Компания:**
25 лет успешных решений
на благо энергетической
безопасности
России!

3

года
ССК лучшая
в эксплуатационном
и разведочном
бурении

www.sibserv.com

РЕКЛАМА

OCTOBER
GROUP

KING & SONS

КЛУБНЫЙ ДОМ
С ТЕРРАСАМИ
НА МГУ



ФИНАНСИРОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»

*НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ, ЖК «KING & SONS» КИНГ ЭНД САНС, ЗАСТРОЙЩИК ООО
«СЗ «ОКТЯБРЬ-ДЕВЕЛОПМЕНТ», ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ,
АО «БАНК ДОМ.РФ».

Роль ингибиторов глин при бурении нефтяных и газовых скважин

20

Интегрированный метод расчета и реорганизации асфальтеновых структур в нефтяных дисперсных системах под воздействием акустических волн

30

СОДЕРЖАНИЕ

О развитии требований правил безопасности и ведения работ при строительстве скважин в отношении выбора плотности бурового раствора

38

Нейронные сети для расчета параметров газовых и газоконденсатных скважин

56

Эпохи НГК

6

РОССИЯ *Главное*

США и Китай померялись тарифами

8

ОПЕК+ восстанавливает добычу

10

События

12

Первой строчкой

14

НЕФТЕСЕРВИС

Растворимые решения и равнопроходные системы в многостадийном гидроразрыве пласта

16

Роль ингибиторов глин при бурении нефтяных и газовых скважин

20

От небольшого предприятия – к многопрофильной компании. УК ООО «ТМС групп» отмечает 20-летие

26

Интегрированный метод расчета и реорганизации асфальтеновых структур в нефтяных дисперсных системах под воздействием акустических волн

30

НЕФТЕСЕРВИС

О развитии требований правил безопасности и ведения работ при строительстве скважин в отношении выбора плотности бурового раствора

38

НЕФТЕХИМИЯ

Без отрыва от внешнего мира

42

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Влияние асейсмичного скольжения и прерывистого пододвигания на формирование месторождений углеводородов в тылу зоны субдукции Макран

46

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ

65 лет ПАО «Газпром автоматизация»

54

Нейронные сети для расчета параметров газовых и газоконденсатных скважин

56

Отечественные системы автоматизации для нефтегазовой отрасли

62

Развитие систем генерации инженерной документации: цифровое будущее инжиниринга

66

Буровые растворы на основе прямой эмульсии. Применение в скважинах с аномально низким пластовым давлением на месторождениях Восточной Сибири

76

Структура корпоративной нефтегазовой науки на современном этапе

84

Нефтегазовая отрасль в 2023–2024 гг. Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний

92

Применение экспресс-метода по технико-экономической оценке рентабельности эксплуатационных скважин на нефтяных месторождениях

112

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Зарубежные и международные стандарты: вызовы и возможности

70

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Буровые растворы на основе прямой эмульсии. Применение в скважинах с аномально низким пластовым давлением на месторождениях Восточной Сибири

76

РЫНОК

Нефтегазовая отрасль Мексики

80

Структура корпоративной нефтегазовой науки на современном этапе

84

Нефтегазовая отрасль в 2023–2024 гг. Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний

92

Календарь событий

103

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Отечественная СУМП вместо зарубежной АМП

104

Новости науки

108

ЭКОЛОГИЯ

Томский филиал Сибирской Сервисной Компании вошел в список победителей конкурса «Эколидер»

110

ЭКОНОМИКА

Применение экспресс-метода по технико-экономической оценке рентабельности эксплуатационных скважин на нефтяных месторождениях

112

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Надежность и технологичность под ключ. «Систэм Электрик» обеспечила Иркутский завод полимеров российским оборудованием в области распределения электроэнергии и автоматизации

116

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Анализ техногенного риска на стационарной платформе на шельфе Охотского моря

118

Россия в заголовках

126

Хронограф

127

Нефтегаз Life

128

Классификатор

130

Цитаты

132

169 лет назад

В 1856 году А. Паркс запатентовал первый полимер, названный «паркезин», его основу составила древесная целлюлоза, обработанная этанолом и азотной кислотой.

147 лет назад

В 1878 году по проекту В. Шухова построен первый в России промысловый трубопровод, протянувшийся из Балаханы в Черный город.

110 лет назад

В 1915 году в Канаде на базе истощенного месторождения в провинции Онтарио построено первое в мире подземное хранилище газа.

109 лет назад

В 1916 году изобретателем Армаисом Арутюновым разработан первый центробежный насос для добычи нефти. В 1928 году он основал фирму «REDA Pump» (аббревиатура от Russian Electrical Dynamo of Arutunoff), которая многие годы была лидером рынка погружных насосов для нефтедобычи.

78 лет назад

В 1947 году американская компания Kerr-McGee провела первое морское бурение на шельфе в Мексиканском заливе в 10,5 мили от берега.

54 года назад

В 1971 году в 150 км от Шетландских островов было открыто месторождение Брент, где начали добывать одноименный сорт нефти, ставший эталонным. Название Brent образовано от первых букв пяти шельфовых залежей: Broom, Rannoch, Etieve, Ness, Tarbat.

43 года назад

В 1982 году из разведочной скважины Песчаноозерного месторождения на острове Колгуев в Баренцевом море с глубины 1972 метра забила первая нефть Арктики.

36 лет назад

В 1989 году открыто единственное разрабатываемое месторождение арктического шельфа России – Приразломное.

16 лет назад

В 2009 году в оффшорной зоне Порто Леванте был открыт Адриатический регазификационный СПГ-терминал. Это первый регазификационный терминал оффшорного типа с гравитационным основанием в Европе.

13 лет назад

В 2012 году началась разработка Новопортовского месторождения – самого северного из разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижовский

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., ФГБОУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

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, академик РАЕН



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко

account@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

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.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс Урал Пресс 013265

Переписка 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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004



АКРОС

НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

«Лучшая нефтесервисная компания в группе «Сопровождение буровых растворов» в 2015–2024 гг.*

* по результатам прямого опроса среди крупнейших нефтегазодобывающих компаний

ООО «АКРОС»
+7 (499) 941-09-04 | info@akros-llc.com
www.akros-llc.com



Правительство
прорабатывает механизм
возвращения
западных
компаний
на российский рынок

«Открывать двери»
на российский рынок
планируют только
в те сегменты, в которых
Россия готова поделиться
своим суверенитетом

Госдепартамент и Минфин
США составляют
СПИСОК
ограничений,
которые могут быть
смягчены

Главное
препятствие на пути
возвращения западных
компаний на российский
рынок –
санкции

ПРАВО ИЛИ ПРИВИЛЕГИЯ

Анна Павлихина

Недавно на страницах британского издания Financial Times появилась информация о том, что с российской стороны в адрес американского бизнеса поступило предложение вернуться на российский рынок. Спустя пару недель российские власти заговорили об инициативе иностранных компаний по возвращению в Россию. Казалось бы, какая разница, кто первый выступил с предложением, если преследуется общая цель. Но разница есть, инициатива в данном случае определяет степень заинтересованности, от которой зависят статус и условия возвращения на российский рынок, будет оно привилегией для иностранцев или одолжением с российской стороны. На съезде РСПП президент предупредил, что ушедшие три года назад иностранные производители не смогут рассчитывать на выкуп своих активов по той цене, по которой они их продали, а также о необходимости предусмотреть гарантии со стороны иностранного бизнеса для ответственного ведения дел в стране.

В ближайшее время правительство должно проработать механизм возвращения западных компаний, и, несмотря на отсутствие очереди из желающих вернуться, уже дается посыл к тому, что условия будут не самыми удобными для иностранцев. Общая позиция сводится к тому, что за доступ к емкому российскому потребительскому рынку надо хорошо заплатить. В частности, вице-премьер Д. Мантуров заявил, что впускать иностранные компании следует только в те сегменты, в которых Россия готова поделиться своим суверенитетом, а в важнейших для технологической независимости отраслях приоритет будет отдан отечественным производителям и компаниям из ЕАЭС. Но технологическая независимость важна в первую очередь в производственных процессах стратегических отраслей – нефтегазовой, машиностроении, металлургии, т.е. там, где как раз и наблюдается самая острая нехватка продукции западных компаний.

Кроме нежелания делиться рынком, на котором за последние годы успешно освоились российские компании, иностранцам придется столкнуться с новыми правилами законодательства и государственного



регулирования, не говоря уже о том, что ряд производств уже перешел под государственный контроль. Возможно, и совершенно необычное обстоятельство: конкуренция с собственной продукцией, ввезенной в рамках параллельного импорта. Условия возвращения, вероятно, не будут одинаковыми. Логично, что те, кто уходя не сжигал мосты, будет иметь преимущество. Некоторые компании продолжили работать под другим именем или передали управление российскому менеджменту, заключили опцион на обратный выкуп акций и т.д. Техническая готовность поможет вернуться относительно безболезненно. Но это преодоление препятствий с одной стороны. С другой – главным препятствием остаются санкции.

В нефтегазовой отрасли России не осталось сегмента, которого не коснулись бы запреты и ограничения, поэтому для работы в определенных проектах недостаточно будет просто приостановить действие какого-либо одного ограничения, разблокировать придется пакетами – и целые сектора, и конкретные направления, и отдельных лиц.

Наиболее крупными проектами были совместные предприятия, интересные российским компаниям в том случае, когда разведка или разработка месторождения требовала новых технологий, следовательно, это были в основном проекты на северном шельфе или связанные с ТРИЗ. Сегодня доли одних СП перешли российским компаниям, которые не обязательно согласятся продать их даже по рыночной цене, другие находятся под многослойными санкциями: здесь и запрет на поставку энергетического оборудования, и запрет на разработку шельфовых месторождений и ТРИЗов, и финансовый

сектор, и частные лица. Поэтому чтобы объективно ожидать возвращения иностранных компаний со своими технологиями в эти проекты, надо не только отменять длинный ряд ограничений, но и создавать максимально привлекательные условия для работы. Со своей стороны Белый дом поручил Госдепартаменту и Минфину составить список ограничений, которые могут быть смягчены. В стратегических отраслях случай каждой компании будет рассматриваться отдельно, как с американской, так и с российской стороны, согласование взаимных условий потребует торга и компромиссных решений, что сделает процесс возвращения компаний еще более длительным.

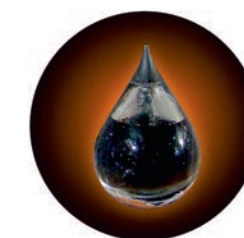
Но если все же возвращение компаний повлечет снятие санкций, что неизбежно, в выигрыше окажутся в первую очередь экспортеры нефти. Снижение логистических издержек и рыночные цены без дисконта существенно повысит доход компаний и поступления в бюджет (если, конечно, не придется пожертвовать объемами, ведь еще вопрос, захотят ли импортеры сохранить прежние объемы по изменившейся цене или предпочтут покупать у тех, кто готов предложить скидки).

Вероятно придется открыть и те ниши, где отечественные компании уже освоились и не пожелают тесниться. Возвращение иностранцев создаст конкурентную среду, вводя защитные барьеры для отечественного бизнеса стоит помнить, что здоровая конкуренция полезна, она создает стимул для развития, вопреки опасениям, что это «подорвет эффект импортозамещения и обесценит инвестиции в создание отечественных производств», которое выглядят детской неуверенностью.

Одной из тех, кто больше остальных ждет возвращения западных компаний (точнее, технологий) и освобождения от санкций, является газовая отрасль. Но если с проектами в нефтяной отрасли, хоть минимальный и долгий, но шанс есть, то в отношении газовых проектов надежда не зарождается. Европа сопротивляется американской инициативе по налаживанию отношений с Россией, а США сами планируют поставлять СПГ странам ЕС.

Сегодня у иностранных компаний есть серьезные поводы опасаться за свои инвестиции, и вряд ли они вернутся в том полном объеме, со всеми производственными мощностями, какой был до 2022 года. Начнут, скорее всего, с продажи товаров и услуг, но уже не путем параллельного импорта, что уже немало. И произойти это может в отраслях, ориентированных на широкое потребление. Это те отрасли, где импортозамещение идет достаточно успешно, а влияние на экономику минимально. В стратегических отраслях, которые наиболее остро нуждаются в западных продуктах и услугах и наиболее сильно пострадали от санкций, ситуация противоположная. Возвращение крупных игроков, прежде всего нефтесервисных компаний, осложнено многими факторами, и даже если санкции и другие препоны постепенно будут сняты, сложнее всего придется с тем, чтобы восстановить представление о российском рынке, как инвестиционно привлекательном и надежном в отношении отдаленной перспективы.

Обе стороны заинтересованы в сотрудничестве, российский рынок – премиальный с точки зрения сбыта для иностранных компаний, а американские и европейские производители для российского ТЭК крайне интересны как поставщики технологий. Но обе стороны считают, что находятся на правах того, кто может диктовать условия, в то время как нужно договариваться и идти на взаимные уступки. Затягивая процесс поисками компромиссов, важно понять, что принесет большую выгоду: разовые уступки на моменте входа на рынок или партнерство в будущем. ●



ОПЕК+ ВОССТАНАВЛИВАЕТ ДОБЫЧУ

Елена Алифирова

Страны ОПЕК+, добровольно сокращающие добычу сверх квот в рамках соглашения, подтвердили план по восстановлению части объема с 1 апреля 2025 г. Саудовская Аравия, Россия, Ирак, Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Казахстан, Алжир и Оман 3 марта 2025 г. провели онлайн-встречу, обсудив условия на мировом рынке и перспективы на будущее, по результатам которой нефтяной картель сообщил, что страны оценивают состояние нефтяного рынка как здоровое, а перспективы как позитивные и подтверждают решение о постепенном и гибком возврате на рынок сокращенных 2,2 млн барр. в сутки. Было отмечено, что постепенное увеличение может быть приостановлено или отменено в зависимости от рыночных условий, также страны подтвердили намерение полностью компенсировать любые объемы сверхдобычи с января 2024 г. в соответствии с планами компенсации, гарантируя, что они будут завершены к июню 2026 г. Страны, допустившие сверхдобычу, также согласились ускорить работу по ее компенсации.

Добровольные обязательства сверх квот в рамках ОПЕК+ ряд стран коалиции принимали на себя в две волны, и решения о дальнейших их корректировках также принимаются отдельно.

Возвращать на рынок сокращенные 2,2 млн барр. в сутки страны-добровольцы планировали еще с сентября 2024 г., но несколько раз откладывали с учетом сезонного снижения спроса в осенне-зимний период. Сначала восстановление отложили до 1 декабря 2024 г., потом до 1 января 2025 г., затем – до 1 апреля 2025 г. Параллельно был скорректирован формат в сторону более длительного и постепенного восстановления. Так, добыча будет наращиваться в течение полутора лет по 120 тыс. барр. в сутки при первоначальном годовом плане с увеличением добычи на 180 тыс. барр. в сутки.

В том числе Россия в период с апреля 2025 г. по август 2026 г. включительно сможет увеличить добычу на 26 тыс. барр. в сутки и в сентябре 2026 г. достичь целевого уровня – 9,449 млн барр. в сутки с учетом сохраняющегося добровольного сокращения добычи на 500 тыс. барр. в сутки.

С апреля 2025 г. добыча нефти странами-добровольцами ОПЕК+ будет увеличиваться на 137 тыс. барр. в сутки. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Страны-участницы ОПЕК+, ранее объявившие о добровольных сокращениях добычи нефти, с апреля начинают наращивать объемы нефтедобычи. За месяц до события нефть опустилась в цене, также сокращается и дисконт. Какие последствия будет иметь для рынка в целом и России в частности общемировое увеличение нефтедобычи?

Как повлияет увеличение нефтедобычи странами ОПЕК+ на ситуацию на рынке?

21 %

Предложение превысит спрос и цена на нефть значительно снизится

17 %

Дополнительные объемы нефти на рынке компенсируют постоянно растущий спрос, на цене увеличение добычи не скажется

19 %

Возврат к прежним объемам добычи будет постепенным и не окажет существенного влияния на рынок

18 %

Сократится дисконт для российской Urals

25 %

При переизбытке нефти на рынке и снижении цены возможно возобновление российских поставок на американский рынок

Китай в первые два месяца 2025 года сократил объем импорта российской нефти на 12,6 % в годовом сравнении, до 15,47 млн тонн. Россия все еще занимает первое место среди поставщиков, за ней идут Саудовская Аравия, Ирак, Малайзия и Оман, но с введением последних санкций ситуация может измениться

Почему Китай снизил закупки российской нефти?

41 %

Причина в новых санкциях, китайские компании отказались от закупок нефти у подсанкционных компаний

25 %

Китай диверсифицировал закупки и начал импортировать нефть из стран Ближнего Востока и Бразилии

19 %

Китайские компании ждут более выгодного предложения, которое могут сделать российские продавцы нефти в условиях санкций

15 %

В 2024 г. Китай резко нарастил импорт российской нефти, а в 2025 г. вернулся к прежнему объему закупок

V Технологический форум

РАСТВОРИМЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ИЗДЕЛИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

01.10-03.10 г. Иркутск



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

Связующее звено науки и производства

Госкорпорация Ростех инициировала создание Совета опорных научно-образовательных организаций, в который вошли представители ведущих университетов России, таких как МГУ им. М. Ломоносова, МГТУ им. Н. Баумана, МАИ и МФТИ. Основная цель – объединение усилий научных кругов и производственных секторов для разработки инновационных решений в ряде отраслей, в частности в авиастроении, микроэлектронике, энергетическом машиностроении и медицинском приборостроении. Одной из ключевых задач Совета является создание эффективных механизмов для улучшения кооперации между наукой и промышленностью. Участники будут совместно заниматься НИОКР и внедрением технологий

BW Energy разведала большие запасы нефти на месторождении Bourdon в пределах лицензионного участка недр Dussaфу у побережья Габона. Оценочная скважина была пробурена на глубину 4135 м. На сегодняшний день это самый крупный продуктивный пласт на Dussaфу

Sabah Shell Petroleum Company Ltd (SSPC, дочка Shell plc), приступила к добыче нефти в рамках четвертой фазы разработки глубоководного морского проекта GKGJE в Малайзии. Добыча осуществляется с помощью FPS GK-Semi, предполагаемый объем добычи на этом этапе – 21 тыс. бнз в сутки

в производственные процессы. Особое внимание уделили Хабаровскому краю как примеру консолидации университетов и промышленности. Здесь создается межвузовский кампус, который

объединит учебные заведения для развития таких отраслей, как самолето- и судостроение, биотехнологии, горнодобывающая и пищевая промышленность.

Петербургская биржа запустила торги фьючерсами на бензин

Петербургская биржа ввела в обращение расчетные фьючерсные контракты на бензин. Торги запущены на два расчетных фьючерса – на бензин марок Регуляр-92 и Премиум-95 на местах производства в европейской части РФ. Ранее на площадке торговались только поставочные фьючерсы на бензин. Контракты вводятся с глубиной обращения на три месяца вперед, при этом стоимость фьючерсов рассчитывается на основе сводных биржевых цен в секции «Нефтепродукты» с учетом вторичного рынка в реальном времени. Контракты предоставляют широкие возможности по хеджированию ценовых рисков и получению прибыли от изменения цен на спотовом нефтепродуктовом рынке.

В рамках программы доразведки месторождения Южный Парс введена в эксплуатацию первая скважина. Был применен метод уплотняющего бурения, необходимый для повышения газоотдачи пластов и выравнивания дебитов. Всего планируется пробурить 35 скважин. Ожидается, что после полного завершения проекта суточная производительность месторождения увеличится на 36 млн м³

Госкорпорация Росатом планирует в начале 2030-х гг. ввести в эксплуатацию Кольскую АЭС-2 в Мурманской области. В соответствии с генеральной схемой размещения объектов энергетики до 2042 г., сроки ввода энергоблоков сохраняются прежними: 2035 г., 2037 г. и 2042 г. Четвертый энергоблок войдет уже в следующую генеральную схему, его строительство запланировано на 2044 г. Перспективы станции растут в связи с активностью компании НОВАТЭК, которая в декабре 2023 г. зарегистрировала компанию Мурманск СПГ. Новый завод будет использовать электроэнергию с профицитной Кольской АЭС

Второй ветка ВСМО
Волжская ГЭС запущена
Южный поток
Продажа квот
Цены на газ
Долги руки до Арктики
Северный поток достроили

В ДФО построены три газопровода-отвода с ГРС

В Приморском и Хабаровском краях завершено сооружение трех газопроводов-отводов с газораспределительными станциями (ГРС). ГРС-2 Владивосток создала условия для газификации ряда объектов Приморского края. К настоящему времени завершено строительство распределительного газопровода протяженностью 6,6 км, ведется прокладка межпоселковых сетей протяженностью 8,6 км от ГРС для подключения потребителей в г. Владивостоке. В перспективе от ГРС-2 Владивосток будет построен газопровод-связка протяженностью 11 км до ГРС-1, что позволит повысить надежность газоснабжения потребителей. ГРС Вознесенское, расположенная в Хабаровском крае, вместе с построенным от нее межпоселковым

CNOOC Limited открыла нефтегазовое месторождение Weizhou 10-5 в заливе Бэйбу на шельфе Южно-Китайского моря. Средняя глубина воды на участке недр – около 37 м, суточный дебит скважины – 375,5 тыс. м³ природного газа и около 800 барр. сырой нефти

В Нидерландах и Бельгии отмечаются отрицательные цены на электричество, что связано с ростом выработки энергии на солнечных электростанциях. На бирже Erex Spot цена за 1 МВт·ч составила минус 17,73 евро. В Германии выработка достигла рекордных 39,9 ГВт, в Великобритании – 9 ГВт, во Франции – 15,6 ГВт

газопроводом протяженностью 1,6 км создала возможность для газификации меднорудного горно-обогатительного комбината ТОР Хабаровск, производительность 104 млн т продукции в год. ГРС Калинка также находится в Хабаровском крае и обеспечивает доступ к сетевому топливу 9,7 тыс. домовладений.

ЕК предложила продлить действие регламента ЕС о хранении газа до конца 2027 г. Регламент был принят в 2022 г. с целью обеспечения достаточных поставок газа. В документе в т.ч. была установлена цель по заполнению ПХГ в ЕС – не менее чем на 80 % к ОЗП 2022–2023 гг. и до 90 % – до следующих ОЗП. ЕК считает, что регламент сработал крайне эффективно, но из-за возможных рисков предлагает более гибко реагировать на ситуацию

China Petroleum & Chemical Corp разведала крупные запасы сланцевой нефти в провинции Шаньдун на востоке Китая. Доказанные геологические запасы сланцевой нефти превышают 140 млн т, что эквивалентно традиционным запасам нефти и природного газа, разведанным на том же месторождении за последние более чем 60 лет. Глубина залегающего составляет 3–5,5 тыс. м, толщина пласта от 300 м до 1,5 тыс. м

Янгпур запускает газоподготовку на Усть-Пурпейском участке

Нефтяная компания Янгпур (дочка Белоруснефти в России) завершила строительство комплекса объектов подготовки газа на Усть-Пурпейском лицензионном участке. В марте на Губкинском месторождении состоялся запуск установки подготовки газа. В эксплуатацию были введены скважины № 428, 798 и 819 из Присклонового месторождения, а также внедрена инновационная схема для подготовки попутного нефтяного газа со скважины № 516. На первом этапе планируется общий объем сдачи газа в пределах 250–300 тыс. м³ в сутки, а также дополнительная добыча 15–25 т газового конденсата. Комплекс включает систему сырьевых и товарных газопроводов протяженностью 9,6 км, установку подготовки газа мощностью 800 тыс. м³ в сутки, а также коммерческий узел учета газа, который будет сдаваться в систему Пургаз. ●

На **4** %, до **1,56** трлн руб., снизились нефтегазовые доходы российского бюджета за два месяца 2025 г.

29 млрд руб. потратили Россети на запуск новых сетевых мощностей на юге Якутии

100 тыс. тонн казахстанской нефти поставил КазТрансОйл в ФРГ в феврале 2025 г.

100- миллионную тонну нефти транспортировала Транснефть-Сибирь по нефтепроводу Заполярье – Пурпе

На **8,5** %, до **147,5** млрд руб., увеличилась прибыль Интер РАО по итогам 2024 г.

На **6,3** % выросла годовая чистая прибыль Татнефти по МСФО

На **160** % Оренбурганефть восполнила углеводородную добычу в 2024 г.

На **26** % Индия нарастила импорт СПГ в 2024 г.

327,1 млрд руб. инвестирует Юнипро в модернизацию энергоблоков до 2031 г.

На **12,4** % упала чистая прибыль Saudi Aramco в 2024 г.

До **1,03** млн барр./сутки МЭА понизило оценку роста спроса на нефть в мире в 2025 г.

На **0,6** % увеличился экспорт СПГ из США в 2024 г.

1,421 млн т составил среднесуточный импорт нефти Китаем в январе – феврале 2024 г.

3,6 млрд м³ газа поставлено по второй нитке МГП Турецкий поток в Европу с начала 2025 г.

До **20,8** млн т вырос общий объем импорта нефти в Индию в январе 2025 г.

61,16 млрд руб. составил убыток РусГидро по итогам 2024 г.

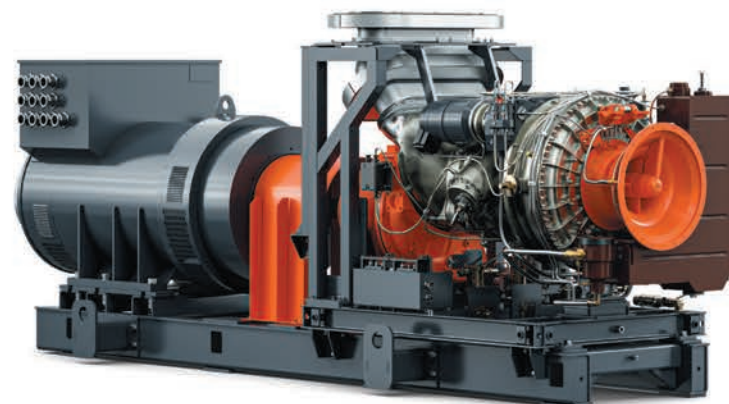
На **6,2** % Азербайджан сократил добычу нефти и газового конденсата в январе – феврале 2025 г.

На **9,3** % сократилась погрузка на сети РЖД в феврале 2025 г.

На **4,9** % снизился экспорт СПГ из Нигерии в феврале

На **1,1** % НОВАТЭК снизил реализацию природного газа в 2024 году

ГАЗОТУРБИННАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ UNITURBO МИГ-Т800ГТА



ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА



Низкий уровень шумов и вибраций



Малая токсичность выхлопных газов



Низкий уровень операционных расходов



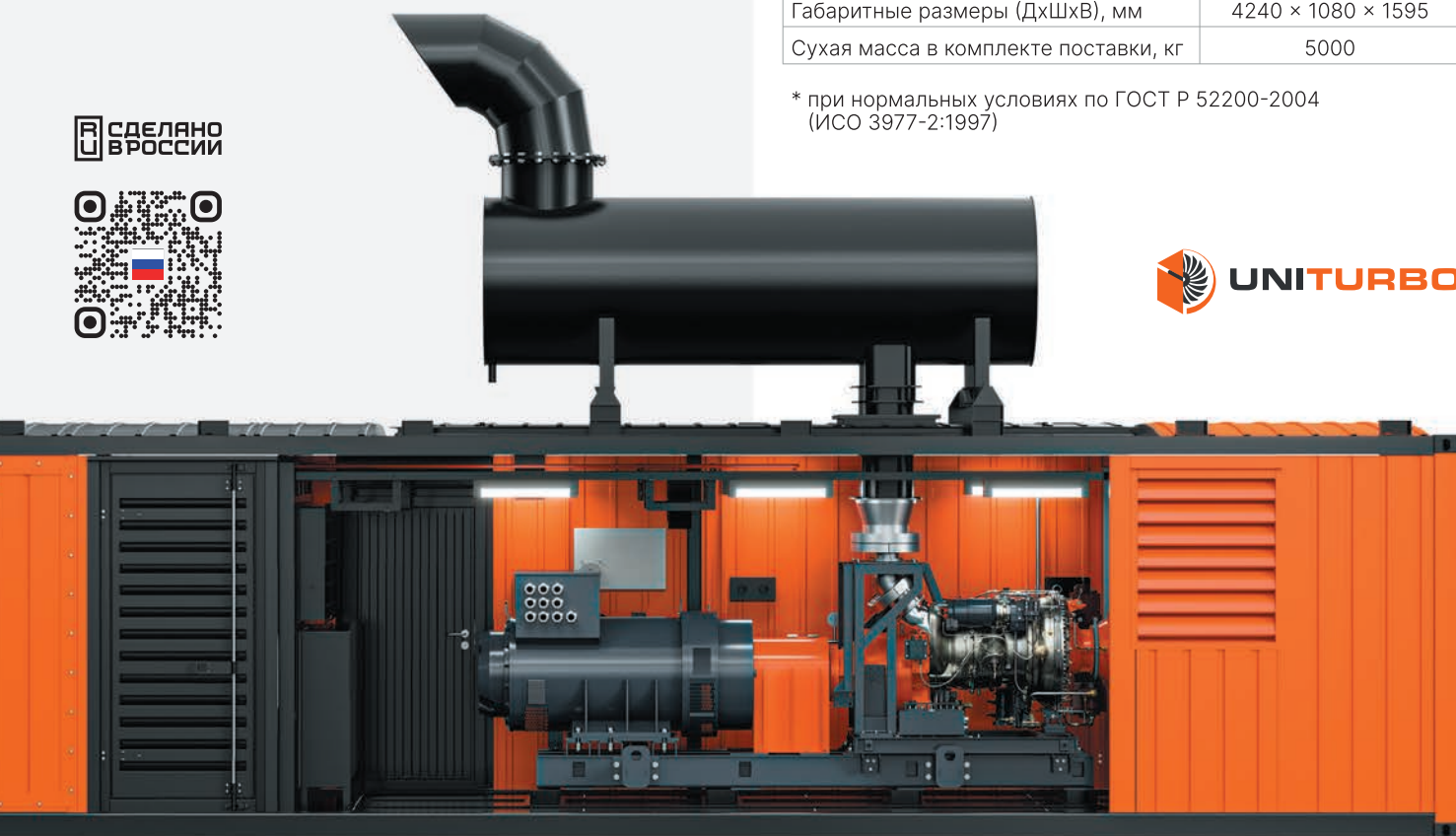
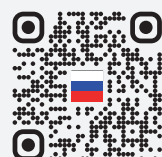
Полная локализация производства, исключающая нехватку запасных частей и расходных материалов

ХАРАКТЕРИСТИКИ

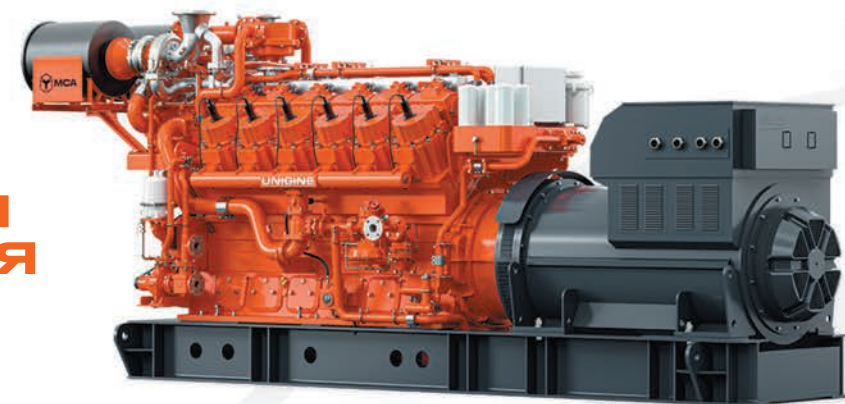
Модель газотурбинного генераторного агрегата		МИГ Т800
Номинальное напряжение, кВ		0,4 (опции — 6,3 и 10)
Род тока		~3ф, 50 Гц
Номинальная* электрическая мощность, кВА		1000
Номинальная* тепловая мощность, кВт		1856
Расход природного газа (НТС 50 МДж/кг и плотностью 0,68 кг/м³), нм³/час*, в зависимости от нагрузки	100 %	≤ 345,6
	75 %	≤ 294
	50 %	≤ 228
Назначенный ресурс, час		100 000
Назначенный ресурс до капитального ремонта, час		25 000
Межсервисный интервал, час		4 000
Степень автоматизации по ГОСТ 33105 - 2014		4 (четвёртая)
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм		4240 × 1080 × 1595
Сухая масса в комплекте поставки, кг		5000

* при нормальных условиях по ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997)

СДЕЛАНО
В РОССИИ



ГАЗОПОРШНЕВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ MCA UNIGINE TGW12V240



ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА



Высокое качество электроэнергии



Высокий крутящий момент, одномоментный приём нагрузки до 100%



Возможность использования «грязного» газа с высоким содержанием серы

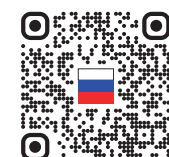


Полная локализация производства, исключающая нехватку запасных частей и расходных материалов

ХАРАКТЕРИСТИКИ

Модель газопоршневого генераторного агрегата		TGW12V240
Номинальное напряжение, кВ		0,4 (опции — 6,3 и 10,5)
Род тока		~3ф, 50 Гц
Номинальная электрическая мощность, кВА		1250
Отвод тепла водяной рубашкой двигателя, кВт		950
Отвод тепла выхлопными газами, кВт		875
Расход топлива, кВт (МДж/кВт•час) в зависимости от нагрузки	100 %	3 232 (11,1)
	75 %	2 561 (11,6)
	50 %	1 848 (12,5)
Назначенный ресурс установки, час		240 000
Назначенный ресурс до капитального ремонта, час		60 000
Межсервисный интервал, час		3 000
Степень автоматизации по ГОСТ 33105 - 2014		4 (четвёртая)
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм		5680 × 1760 × 2635
Сухая масса в комплекте поставки, кг		17500

СДЕЛАНО
В РОССИИ



РАСТВОРИМЫЕ РЕШЕНИЯ И РАВНОПРОХОДНЫЕ СИСТЕМЫ в многостадийном гидроразрыве пласта

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МНОГОСТАДИЙНОМУ ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТА ТРЕБУЮТ ВЫСОКОЙ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ, СНИЖЕНИЯ ВРЕМЕНИ ПРОСТОЯ И МИНИМИЗАЦИИ ВМЕШАТЕЛЬСТВА В СКВАЖИНУ. ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЯВЛЯЮТСЯ ПОЛНОСТЬЮ РАСТВОРИМЫЕ ИЗДЕЛИЯ, УПРОЩАЮЩИЕ КОМПОНОВКУ И ИСКЛЮЧАЮЩИЕ НЕОБХОДИМОСТЬ МЕХАНИЧЕСКОГО УДАЛЕНИЯ

MODERN APPROACHES TO MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING REQUIRE HIGH RELIABILITY OF EQUIPMENT, REDUCED DOWNTIME AND MINIMAL INTERVENTION IN THE WELL. ONE OF THE PROMISING AREAS IS FULLY SOLUBLE PRODUCTS, SIMPLIFYING THE ASSEMBLY AND ELIMINATING THE NEED FOR MECHANICAL REMOVAL

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, растворимое седло, равнопроходные системы, триггер растворения, пакер-пробка.



Дмитрий Ощепков
лидер команды
продаж и развития
бизнеса,
ООО «Ойл Энерджи»



Пётр Лазарев
менеджер
по развитию бизнеса,
владелец продукта
«Растворимые пробки»
и «Растворимые
заглушки»,
ООО «Ойл Энерджи»



Александр Левин
менеджер
по развитию бизнеса,
владелец продукта
«Шаровые системы»,
ООО «Ойл Энерджи»



Вилена Егуова
менеджер
по развитию бизнеса,
ООО «Ойл Энерджи»

Растворимое седло МГРП с триггером растворения – решение для повышения экономичности многостадийного ГРП с последующей возможностью свободного проведения рефрактов

Одним из важных элементов систем МГРП являются седла муфт ГРП, обеспечивающие селективность вскрытия пластов. Традиционные конструкции – в частности, металлические (чугунные или стальные) седла – для проведения каких-либо технологических операций зачастую требуют последующего их разрушения, что влечет за собой увеличение затрат, риски осложнений и потери времени. По данным практиков, на одну скважину такие операции могут стоить от 3 до 20 млн рублей.

Альтернативой стали саморастворимые седла, чувствительные к стандартным скважинным жидкостям. Однако и они сопряжены с рисками преждевременного растворения, особенно при внеплановых остановках или увеличении времени спуска хвостовика, что может привести к невозможности

проведения ГРП целевых интервалов. Также известны решения с принудительным растворением в специальных жидкостях, но они требуют дополнительных рейсов ГНКТ и прокачки агрессивных реагентов, что может повлиять на различные элементы систем заканчивания.

Ответом на эти вызовы стала технология растворимых седел с триггером процесса растворения, разработанная в компании «Ойл Энерджи» в рамках системы **GIN FRAC**. Ключевая особенность данной конструкции – активация процесса растворения только после достижения седла целевым шаром и открытия фрак-порта. До этого момента седло устойчиво к абразивному износу пропантаном, кислотным обработкам и термобарическим условиям скважины. Такая избирательная активируемость достигнута за счет использования многослойной защитной оболочки и специализированного состава сплава, подобранного под параметры конкретной скважины (температура, давление, состав флюида).

Промышленные и стендовые испытания подтвердили эффективность технологии. Так, на этапе ОПИ было зафиксировано планомерное увеличение проходного диаметра седла после активации – от 0 до 100 % в течение 94 суток.

РИСУНОК 1. Растворимое седло



После растворения в скважине остается только фрагмент защитного покрытия, легко разрушаемого в ходе проведения СПО. Это исключает необходимость разбуривания, закачки спецжидкостей или дополнительных технологических операций, обеспечивая непрерывность и безопасность процесса.

Преимущества технологии

- сохранение стабильных гидравлических и механических характеристик до момента активации;
- исключение риска преждевременного растворения;
- отсутствие необходимости в дорогостоящем сервисе по нормализации седел;
- полная адаптация под геолого-технические условия скважины.

РИСУНОК 4. Состояние седла до активации и после активации



Нерастворимое состояние



Растворимое состояние
после активации



Полное растворение

РИСУНОК 2. Проведение серии гидровоздействий

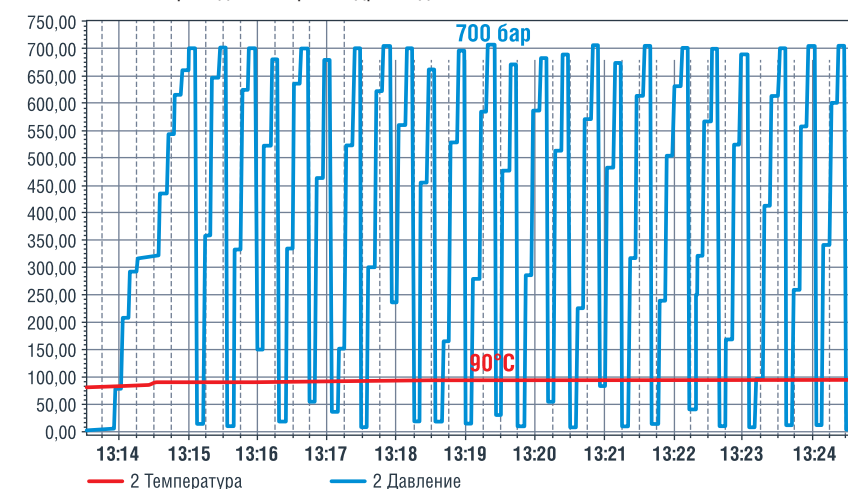
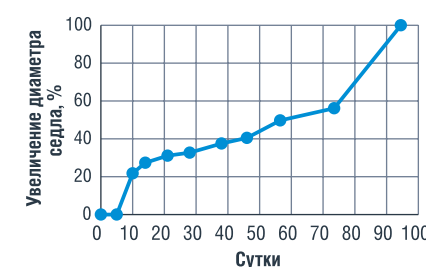


РИСУНОК 3. Динамика увеличения
проходного диаметра седла



Данная разработка открывает новые возможности для внедрения повторной стимуляции продуктивного пласта и интеллектуальных компонентов в конструкции МГРП, соответствующих вызовам отрасли. Растворимые седла с триггером растворения могут стать основой для перехода к полностью управляемым системам многостадийного ГРП, минимизирующим вмешательство персонала и повышающим общую надежность.

Растворимая пакер-пробка MEDUSA: развитие технологии Plug&Perf в обсаженном стволе

Технология Plug&Perf с применением растворимых пакер-пробок серии MEDUSA предлагает эффективное решение для проведения операций МГРП в обсаженном и зацементированном стволе с использованием равнопроходной колонны.

Технологическая концепция

Технология заключается в спуске растворимой пакер-пробки MEDUSA на геофизическом кабеле или ГНКТ, ее установка в заданном интервале, а далее проведение кластерной перфорации. Посадка пакер-пробки в зависимости от метода спуска осуществляется системой многостадийного ГРП, минимизирующим вмешательство персонала и повышающим общую надежность.

РИСУНОК 5. MEDUSA. Растворимая пакер-пробка для технологии Plug&Perf



РИСУНОК 6. График замещения

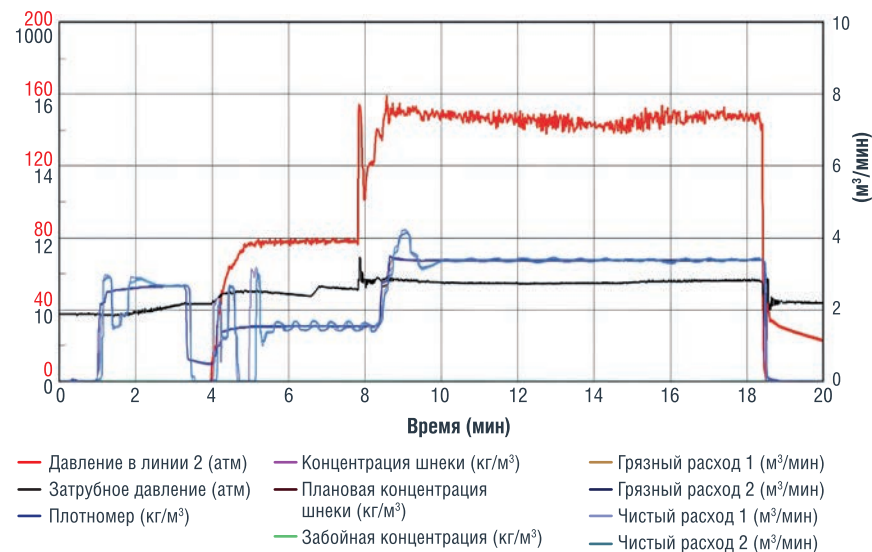
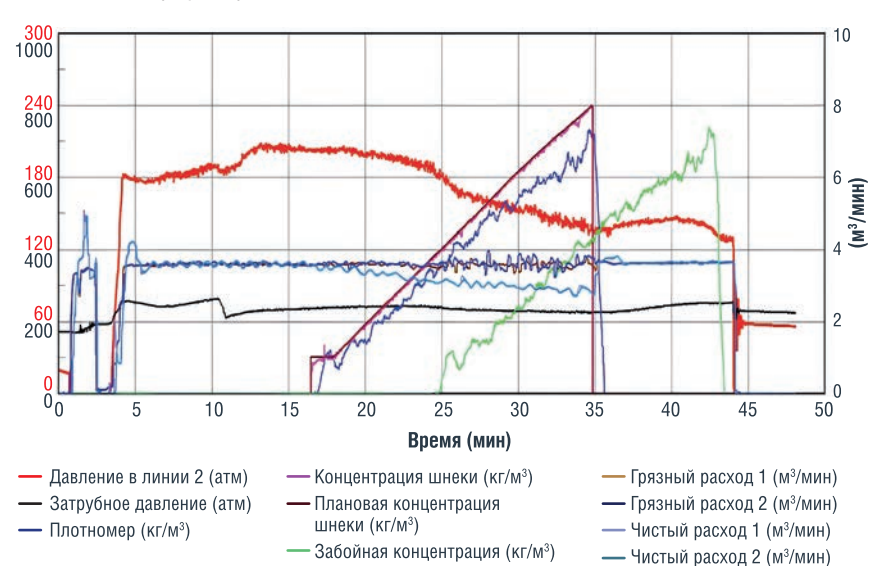


РИСУНОК 7. График проведения МГРП



колонне сбрасывается шар, производится ГРП, а пробка со временем растворяется, исключая необходимость проведения нормализации.

Конструктивные особенности

Пробка MEDUSA выполнена из полностью растворимых материалов (включая алюминиевые сплавы и полимеры), обеспечивающих полную потерю массы в пределах 168–320 часов при температурах 60–120 °С. Максимальное выдерживаемое дифференциальное давление – до 100 МПа. Диаметр проходного сечения – 35–43 мм в зависимости от модели.

Преимущества решения

Растворимая пакер-пробка MEDUSA разработана опираясь на геолого-технические данные отечественных месторождений поэтому обладает рядом преимуществ в сравнении с импортными аналогами:

- **Надежное отсечение интервалов** без риска механического повреждения обсадной колонны;
- **Быстрая нормализация** скважины за счет стремительного растворения по окончании выполнения ГРП;
- **Относительно небольшая длина пробки**, что способствует более легкой доставке до целевого интервала с минимальной вероятностью осложнений;
- **Универсальность применения** на любых месторождениях даже в условиях низкой минерализации пластовой среды.

Практический опыт

Использование пакер-пробки MEDUSA при выполнении работ по ГРП по технологии Plug&Perf на скважинах Западной Сибири и зарубежных объектах подтвердили надежность изделия – ни одной нештатной ситуации.

Подводя небольшой итог, стоит отметить, что растворимая пакер-пробка MEDUSA – это перспективный элемент технологии отечественного Plug&Perf, сочетающий в себе надежность и адаптацию к современным все более жестким требованиям ГРП. Дальнейшее развитие изделия возможно за счет повышения унификации и расширения линейки типоразмеров.

Растворимая прокачиваемая ключ-пробка M4 SPRUT: инновационная система многостадийного ГРП

В рамках перспективных разработок растворимых полнопроходных систем для ГРП с использованием НКТ-114 является технология с использованием отечественной прокачиваемой растворимой ключ-пробки M4 SPRUT. В основе решения лежит работа пары «ключ-пробка/муфта ГРП», способная обеспечивать таргетированную активацию без необходимости выполнения в последующем нормализации ключ-пробок для выполнения каких-либо технологических операций.

Конструкция и принцип действия

Система M4 SPRUT функционально аналогична традиционным шаровым системам, но вместо пары «шар/седло» используется пара «ключ-пробка/муфта ГРП». Каждая ключ-пробка имеет селективный механизм активации, взаимодействующий исключительно с целевой муфтой. После срабатывания обеспечивается надежное разобщение интервалов, открытие портов и выполнение стадии ГРП. Все элементы изготовлены из растворимых сплавов, подбор которых осуществляется с учетом пластовой температуры, минерализации и давления. Приток флюида из пласта можно осуществить сразу по окончании процесса ГРП.

Преимущества системы

- **Полнопроходной диаметр:** сохраняется внутрискважинный диаметр 99 мм до завершения всех стадий. По окончании проведения ГРП происходит активный процесс растворения всех ключ-пробок и восстановление полнопроходного сечения хвостовика.
- **Полная растворимость:** исключается необходимость фрезерования.
- **Гибкая архитектура МГРП:** число стадий не ограничено конструктивно.
- **Применимость в цементируемых хвостовиках.**

РИСУНОК 8. M4 SPRUT. Растворимая ключ-пробка



РИСУНОК 9. Посадка ключа-пробки



- **Низкий порог активации приточного клапана:** открытие происходит при депрессии всего 0,5±0,2 МПа.
- **Возможность проведения рефрактов:** в случае необходимости муфты можно закрыть специальным ключом и провести повторные ГРП применяя идентичные ключ-пробки, не прибегая к какому-то дополнительному техническому решению.

Испытания и полевые внедрения

Перед полевым применением технология M4 SPRUT прошла комплекс стендовых испытаний: термобарические, проверки на селективность зацепления при загрязненном стволе, тесты на мехразрушения узлов при приложении высоких точечных нагрузок и испытания на растворение. Полевые опытно-промышленные работы были успешно проведены на объектах Восточной и Западной Сибири.

Технологические аспекты применения

Для успешной работы требуется применение НКТ-114 и обвязка устья с задвижкой типа ЗМС 100×700. После завершения всех стадий открытия приточных клапанов, ключ-пробки начинают активно растворяться, быстро обеспечивая полнопроходное сечение хвостовика и беспрепятственный доступ пластового флюида в ствол скважины.

Таким образом, растворимая ключ-пробка M4 SPRUT демонстрирует высокую технологичность, надежность и адаптивность к различным условиям эксплуатации. Ее внедрение способствует снижению временных и экономических затрат на период проведения не только текущих операций ГРП, но и последующих возможных геолого-технических мероприятий. ●

KEYWORDS: multi-stage hydraulic fracturing, soluble saddle, equal passage systems, dissolution trigger, packer plug.

РОЛЬ ИНГИБИТОРОВ ГЛИН при бурении нефтяных и газовых скважин

ПО МЕРЕ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫМ ВОПРОС ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НОВЫХ ИНГИБИТОРОВ. НЕОБХОДИМО ПРИНИМАТЬ ВО ВНИМАНИЕ ЗАТРАТЫ НА ПРОИЗВОДСТВО И ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ, А ТАКЖЕ ИХ ВЛИЯНИЕ НА ОБЩУЮ СТОИМОСТЬ БУРОВЫХ РАБОТ. В РАЗНЫХ РЕГИОНАХ СО СПЕЦИФИЧЕСКИМИ ТИПАМИ ГРУНТОВ И ОСАДОЧНЫХ ПОРОД МОГУТ ПОНАДОБИТЬСЯ ОСОБЫЕ ПОДХОДЫ. В ТАКИХ СЛУЧАЯХ ХОРОШИМ РЕШЕНИЕМ СТАНУТ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ И УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ИНГИБИТОРЫ, КОТОРЫЕ ГАРАНТИРУЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И СТАБИЛЬНОСТЬ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ. НАУЧНАЯ НОВИЗНА ПОДНЯТОЙ В СТАТЬЕ ТЕМЫ, СВЯЗАННОЙ С РОЛЬЮ ИНГИБИТОРОВ ГЛИН ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В УГЛУБЛЕННОМ ПОНИМАНИИ МЕХАНИЗМА ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР И ДАВЛЕНИЙ

AS TECHNOLOGY ADVANCES, THE ISSUE OF ASSESSING THE COST-EFFECTIVENESS OF NEW INHIBITORS BECOMES INCREASINGLY IMPORTANT. IT IS NECESSARY TO TAKE INTO ACCOUNT THE COSTS OF PRODUCTION AND USE OF INHIBITORS, AS WELL AS THEIR IMPACT ON THE OVERALL COST OF DRILLING OPERATIONS. DIFFERENT REGIONS WITH SPECIFIC TYPES OF SOILS AND SEDIMENTS MAY REQUIRE SPECIAL APPROACHES. IN SUCH CASES, MULTIFUNCTIONAL AND UNIVERSAL INHIBITORS THAT GUARANTEE EFFICIENCY AND STABILITY IN VARIOUS OPERATING CONDITIONS WOULD BE A GOOD SOLUTION. THE SCIENTIFIC NOVELTY OF THE TOPIC RAISED IN THE ARTICLE, RELATED TO THE ROLE OF CLAY INHIBITORS IN DRILLING OIL AND GAS WELLS, LIES IN AN IN-DEPTH UNDERSTANDING OF THE MECHANISM OF THEIR INTERACTION WITH VARIOUS TYPES OF CLAY MINERALS UNDER HIGH TEMPERATURES AND PRESSURES

Ключевые слова: ингибиторы, глины, бурение, нефтяные скважины, газовые скважины.

Сафаров
Мехриддин Хасан угли

Инженерная школа природных ресурсов ТПУ,
аспирант ОНД

Минаев
Константин Мадестович

Инженерная школа природных ресурсов ТПУ,
к.х.н., доцент ОНД

УДК 622.24

ТАБЛИЦА 1. Комплексный ингибитор гидратации глин для буровых растворов

№ п	Углеводородная фаза	Эмульгатор прямых эмульсий	Гидрофобный микрокольматант	Насыщенный водный раствор соли калия (в пересчете на сухое вещество)	Ультрафрак
Предлагаемый комплексный ингибитор, об. %					
1	69,6	2,3	9,3	18,8	–
2	69,8	3,0	12,0	15,2	–
3	62,9	3,3	12,6	21,2	–
4	78,1	2,3	7,8	11,7	–
5	74,6	2,7	8,5	13,2	3,0
6	72,8	–	12,0	15,2	–
7	84,1	3,3	12,6	–	–
8	76,3	2,5	–	21,2	–
9	Известная композиция по прототипу, масс. %: смазочная добавка ФК-2000 Плюс – 6; Дипроксамин 157 – 15; смесь растительных и минеральных масел – 79				

Сегодня в бурении нефтяных и газовых скважин появляются все новые технологии, способствующие повышению экологичности, безопасности и продуктивности добычи. В ходе бурения скважины необходимо достичь высокой устойчивости колодезных стенок. В данном случае могут пригодиться ингибиторы. Замедление бурового процесса необходимо для сохранения технологических качеств бурового раствора при воздействии экстремальных температур, минерализованной пластовой жидкости, пропускающих горных пород. Также может потребоваться обеспечить устойчивость скважинной стенки в условиях наличия ила, чувствительного к воде [1].

Научная новизна темы, связанной с ролью ингибиторов глин при бурении нефтяных и газовых скважин, заключается в углубленном понимании механизма их взаимодействия с различными типами глинистых минералов в условиях высоких температур и давлений. Ингибиторы глин представляют собой химические соединения, способные значительно изменить реологические характеристики буровых растворов и предотвратить неблагоприятные эффекты, такие как набухание и дисперсия глин. Их эффективность определяется рядом факторов, включая концентрацию, химическую структуру и взаимодействие с другими компонентами бурового раствора.

Во время рабочего процесса растворы могут утрачивать первичные свойства из-за влияния глин, в результате инструменты снизят свою эффективность, а в работу придется вкладывать дополнительные средства. По данной причине применение ингибиторов становится наиболее актуальным в таких направлениях, как грунтовая деятельность, газовая и нефтедобыча. Ингибиторы подразделяются на несколько категорий, основными являются органические и неорганические. Зачастую ингибиторами представлена совокупность полимеров, формирующих защитный слой на поверхности компонентов из глины. Таким образом, на них не смогут повлиять другие частицы. Специфические соли, относимые к неорганическим элементам, способны корректировать содержание раствора, способствуя минимизации глиняной адгезии в скважинных стенках. Детальный подбор, учет ключевых характеристик местности и рабочих обстоятельств обязательны для достижения высокой эффективности использования ингибиторов. Совершенствование рабочих операций, повышение их качества во многом зависят от грамотного выбора ингибиторов. Кроме того, они позволяют сэкономить значительное количество ресурсов.

Согласно стандартизированной процедуре, в ходе покорения буровой головки вымывание породы осуществляется специальными растворами на основе воды,

в результате скорость операции повышается. Однако при взаимодействии с глинами происходит обратный эффект – вместо вымывания породы утолщаются. В конечном счете буровое прохождение замедляется, что способствует увеличению затрат на рабочие операции. Далее перечислены последствия добавления глинистых ингибиторов в раствор для бурения:

- 1) Вещества на основе порошка превращаются в гель в условиях взаимодействия с водой. Скважинные стенки становятся более прочными. Значительно сокращается осыпание и разрушение.
- 2) Недопущение соприкосновения глины с водой осуществляется с помощью гелиевого раствора. В результате предотвращается гидратация и набухание.
- 3) Вязкость геля увеличивается в ходе бурения. Из-за этого породе взаимодействие с водой, что провоцирует ее уплотнение. По данной причине возможно осыпание и повышение давления внутри скважины.

Довольно часто до того, как раствор попадет в скважину, в него добавляются ингибиторы. Допускается вариант добавления и в процессе бурения. Ингибиторы способствуют замедлению контакта воды и глины, а также сокращению турбулентности рабочей жидкости. В процессе облагораживания глубинных газовых и нефтяных скважин применяются различные типы ингибиторов. Классификация

происходит по критерию назначения на определенные породы. Если говорить о взаимодействии с глиняными горизонтами, порошки с алюмосиликатной основой являются наиболее эффективными, что обусловлено обеспечением устойчивости скважины в ходе облагораживания. Также существуют компоненты, тормозящие химические реакции для обеспечения диспергирования шлама. Содержимое реагентов является ключевым критерием отличия глиняных ингибиторов. Таким образом, компоненты делятся на:

- **Неорганические соли.** Предусматривают натриевые, магниевые, кальциевые гидроксиды – CaCl_2 , NaCl , Ca_2SO_4 , MgCl_2 $\text{KAl}(\text{SO}_4)$ и так далее. В растворе затрудняется процесс введения таких компонентов, так как они исполняют функцию мощных коагулянтов. По данной причине можно наблюдать негативное взаимодействие с коллоидной глиной. Это обуславливает отказ от использования глиняных ингибиторов на скважинных поверхностях в условиях глубины до 2 тысяч метров. При этом в глубоком бурении ингибиторы являются незаменимым помощником.
- **Органические соли.** Представлены кислотами с единой основой (металлические ацетаты или формиаты). Данные компоненты не провоцируют коагулянтный эффект. Поэтому глинистая жидкость уменьшает вязкость, сохраняя устойчивость. Ключевой недостаток органических солей заключается в высокой цене. Данная категория ингибиторов наиболее оптимальна для поверхностного бурения.
- **Высокомолекулярные полимеры.** В категорию входят гидролизованные полиакрилы. В отличие от предыдущих групп, эти ингибиторы неуниверсальны, что обусловлено загустением бурового раствора. При этом указанные компоненты обеспечивают устойчивость глинистых остатков, повышая скорость бурения.

Перечисленные категории ингибиторов используются в процессе бурения вертикального, горизонтального, наклонного типа.

РИСУНОК 1. Процесс тестирования ингибиторов в лаборатории



Содержание раствора определяется на основании характеристик той или иной местности, технологической базы, поставленных задач. Для оптимального подбора глиняных ингибиторов, недопущения гидратации и осыпания глинистых пород необходимо прогнозирование процесса гидратации. Глиняная гидратация влечет за собой расщепление горных пород, что провоцирует дальнейшее диспергирование. Дисперсионная среда, внутри которой происходит взаимодействие горных пород с другими компонентами, влияет на темпы и объемы разрушений. Кроме того, следует учитывать содержание средовых ингибиторов.

Необходимо брать в расчет тот факт, что глинистые сланцы, аргиллиты, породы на основе цемента из глины – песчаник, мергель, алевролит – также входят в категорию глинистых компонентов. Высокая степень дисперсии, коллоидные и аналогичные параметры частиц, гидрофильность (постоянный контакт с водой), адсорбционная функция, способность к обмену ионами, подверженность набуханию, демонстрация тиксотропных свойств в суспензиях малой и большой концентрации являются ключевыми признаками глин. Содержательные характеристики глинистых горных пород оказывают воздействие на уровень их гидратации: разновидность структуры, структурные взаимодействия, толщина и назначение. Глинистые горные породы могут значительно

повышать свою плотность в условиях дестабилизации природных структурных связей. Взаимодействие глины с водной фазой буровой жидкости для промывания влечет за собой гидратацию горных пород. Увеличение влажности, нарастание параметров частиц, повышение давления с дальнейшим расщеплением глиняной основы провоцируют набухание глинистых пород [3].

Расщепление глинистых горных пород – двухфазный процесс:

- Глина набухает из-за всасывания воды (иными словами, первая фаза представлена гидратацией).
- Вторая фаза предполагает диспергирование набухших глиняных компонентов [4].

Процесс гидратации глинистых горных пород включает две стадии: адсорбционное набухание и осмотическое набухание. Адсорбционное набухание обусловлено поглощением влаги под влиянием сил притяжения между молекулами воды и поверхностью глины. Осмотическое набухание глинистых пород происходит из-за впитывания влаги под влиянием осмотических сил, которые образуются возле глинистых частиц [5]. Набухание глинистых горных пород определяется сложным взаимодействием адсорбционных, осмотических и капиллярных сил.

Глинистые горные породы впитывают воду и увеличиваются в объеме из-за минералов с высокой поглощающей способностью. На втором этапе разрушения глинистых горных пород происходит диспергирование гидратированных частиц глины, что способствует их переходу в состав буровой промывочной жидкости. В этот момент в породах со слабыми связями и трещинами увеличивается вероятность обвала горных пород и формирования пустот [6].

Гидратация глин происходит из-за воздействия таких аспектов, как:

- Если в буровой промывочной жидкости недостаточно детергентов и ингибиторов глины, это может серьезно снизить эффективность бурения и стабильность системы. Детергенты отвечают за удаление грязи и восстановление пластичности и текучести

бурового раствора. Их дефицит может привести к образованию осадков, которые способны закупорить систему и создать проблемы во время бурения. Ингибиторы глин, в свою очередь, защищают от образования глины и ее набухания, что способствует сохранению структуры горных пород. Если детергентов недостаточно, пласт может повредиться, что ухудшит качество добычи. Расходы на ремонт оборудования и устранение проблем возрастут. Тщательный контроль над составом промывочной жидкости имеет решающее значение для оптимального функционирования буровой системы. Регулярное отслеживание концентраций детергентов и ингибиторов предотвращает возможные осложнения и поддерживает высокую продуктивность процесса бурения.

- Некачественные глинистые вещества могут привести к проблемам в добыче нефти и других отраслях, где нужно контролировать образование глины и коллоидов. Использование этих химикатов может привести к снижению эффективности, что влечет за собой увеличение расходов и ухудшение показателей работы. Негативный эффект может быть связан с различными причинами, такими как неверный подбор ингибитора в соответствии с типом глины или условиями процесса. В результате применения недостаточно эффективных ингибиторов наблюдается рост содержания глины в буровых растворах. Это может привести к ускоренному старению оборудования и усложнить процесс бурения, что, в свою очередь, снижает экономическую эффективность проекта. Высокоэффективные ингибиторы обеспечивают надежную защиту активных элементов, однако использование дешевых аналогов может снизить их функциональность. Использование некачественных ингибиторов может привести к быстрому износу оборудования, трудностям в бурении и снижению прибыли от проекта. Чтобы избежать этих проблем, нужно выбирать эффективные ингибиторы и тестировать их перед использованием.
- Использование неподходящих для конкретных горно-геологических и технологических условий ингибиторов глин без предварительного подтверждения их эффективности в лабораторных условиях может привести к отрицательным результатам после проведения опытно-промышленных испытаний. Неконтролируемые добавки способны спровоцировать разбухание и деградацию горных пород, увеличивая вероятность обрушения стенок скважины. Таким образом, проведение предварительных лабораторных анализов является ключевым фактором для определения оптимального реагента, адаптированного к особенностям месторождения. Тщательный выбор ингибиторов глины требует глубокого изучения свойств буровых растворов и характеристик горных пород. Без проведения предварительных испытаний применение несоответствующих реагентов может снизить качество бурения и вызвать экономические потери из-за необходимости дополнительных операций для исправления ошибок, допущенных при неудовлетворительном бурении. Проведение практических экспериментов на реальных объектах подтверждает результативность выбранных ингибиторов и позволяет избежать потенциальных проблем. Следует подчеркнуть роль научного подхода к определению химически активных веществ. Объединение итогов лабораторных анализов и практических экспериментов дает более надежные и стабильные результаты в бурении. Это помогает улучшить процессы и значительно уменьшить отрицательное влияние на природу.
- Несовместимость применяемых ингибиторов глины с определенным компонентом в составе буровой жидкости может вызвать нежелательные реакции, такие как высаливание, коагуляция и флокуляция реагентов. Это также может привести к тому, что реагенты не смогут равномерно распределиться в буровой жидкости из-за несовместимости внутри рецептуры.

Полимерные вещества в составе буровых жидкостей могут связываться с жесткими частицами воды, что уменьшает их активность. Это вызывает слипание и оседание частиц, ухудшает подвижность бурового раствора и снижает его эффективность. Помимо этого, некоторые вещества, используемые для стабилизации суспензий, могут вступать во взаимодействие с микроскопическими частицами, что вызывает образование осадков и уменьшение общего объема жидкости. Когда применяются различные виды поверхностно-активных веществ (ПАВ), их несовместимость может вызвать изменение цвета буровых растворов, снижая качество визуального контроля и управляемость процесса бурения. Во избежание таких последствий необходимо проводить детальный анализ химического состава буровой жидкости и проверять уровень совместимости всех компонентов. Это способствует поддержанию стабильности состава и увеличению общей продуктивности бурового процесса.

- Несовместимость свойств буровых жидкостей требованиям проекта, технического задания и программы промывки, особенно в том, что касается высокой водоотдачи, может вызвать серьезные трудности в процессе бурения и эксплуатации скважин. Из-за плохой жидкости для бурения породы становятся слишком влажными и стенки скважины могут разрушиться. В результате все рухнет или искривится. А еще это дорого и долго, к тому же еще исправлять последствия. Разумный подход к выбору и управлению характеристиками буровых растворов дает возможность предотвратить подобные угрозы и обеспечить стабильное функционирование системы. Важным аспектом является постоянное тестирование свойств промывочных жидкостей в лаборатории, чтобы минимизировать потенциальные риски в процессе бурения. Для поддержания оптимальных характеристик буровой жидкости необходимо регулярно анализировать геологические данные. Это обеспечивает

стабильность и успешность буровых операций, а также соответствие всем установленным стандартам и нормам.

- Некачественная глинистая корка на стенке ствола скважины создает трудности. Она имеет неравномерную толщину, рыхлость, низкую эластичность, что затрудняет доступ к полезным ископаемым и ухудшает работу скважины, особенно в случаях сбоев. Неэластичность глинистого слоя способна спровоцировать появление трещин и разрушение породы, что нарушает равномерность распределения давления внутри ствола скважины. В результате возрастает риск обрушений и возникает потребность в дополнительных затратах на восстановительные работы. Неравномерно распределенная фильтрационная корка может вызвать местные прорывы, которые загрязняют пресную воду и вредят природе. Чтобы справиться с этой проблемой, нужны современные технологии, например, контроль свойств бурового раствора и улучшение способов цементирования. Инженеры и геологи должны тесно взаимодействовать на всех стадиях разработки, чтобы снизить вероятность проблем и добиться максимальной продуктивности работы скважин.
- Значительные периоды бездействия вызывают рост времени контакта водной фазы бурового раствора с глинистыми породами, образующими стенки скважины в ее не обсаженном створе. В результате происходит набухание глин. Ухудшение состояния стенок скважины может вызвать частые обрушения, что замедляет процесс восстановления скважины и приводит к лишним тратам. Непроизводительное время может возникать из-за разных причин, и его сокращение важно для геолого-разведочных компаний. Решение этой проблемы требует новаторского подхода, объединяющего технические усовершенствования в бурении и тщательное планирование, чтобы избегать ненужных задержек. Нужно найти гармонию между скоростью бурения и свойствами буровых растворов, чтобы снизить риск нежелательных последствий.

РИСУНОК 2. Фотографии шлама под автоматическим тензиометром IFT-820-р: а – без добавления ингибитора (капля смачивает шлам); б – с обработкой ингибитора (глина инкапсулирована)



Ингибирующие вещества не дают глине разбухать при контакте с водой, что повышает ее плотность и давление на буровое оборудование. Они также выполняют вспомогательные функции:

- Применение ингибиторов в буровом растворе, который постоянно циркулирует, приводит к образованию защитной пленки на поверхности глины. Эта пленка предотвращает контакт породы с водой, укрепляя стенки скважины и снижая риск обвалов.
- Снижение трения: разбухание глины вызывает повышенное трение между буровой колонной и стенками скважины. Ингибиторы минимизируют этот эффект, повышая эффективность, скорость прохождения и уменьшая износ оборудования.
- Применение стабилизационных порошков для глины способствует повышению качества крена, предотвращает деформацию и разрушение.
- Применение ингибиторов для глины обеспечивает ускоренное преодоление сложных участков, сокращая время и усилия, затрачиваемые на бурение.
- Присадки для бурового раствора помогают экономить деньги, потому что уменьшают риск обвалов и продлевают срок службы оборудования. Это защищает от больших трат на устранение проблем, которые возникают из-за нестабильных скважин и высоких нагрузок на инструменты.
- Ингибиторы способствуют улучшению качества буровой жидкости, оптимизируя ее реологические свойства и повышая эффективность выноса обломков породы на поверхность.

Ингибирующая способность буровой промывочной жидкости выражается в ее способности предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, такие как кавернообразование и сужение ствола, связанные с легко гидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми горными породами. Устойчивость глинистых горных пород снижается из-за взаимодействия с буровыми растворами. Это вызывает нарушение естественного влажностного равновесия и увеличение внутренних напряжений в порах породы. Глинистая порода впитывает дисперсную среду буровых жидкостей благодаря адсорбционно-осмотическим процессам. Чтобы предотвратить набухание глины, ее обменный комплекс заменяют на менее гидратируемые катионы [7].

Из этого следует, что при добыче нефти и газа ключевую роль в сокращении времени простоя и стоимости аварийных работ играет обеспечение устойчивости ствола скважины. Экологические нормы требуют применения буровых растворов на водной основе. Эти факторы, в свою очередь, порождают множество сложностей, связанных со стабильностью бурения. На протяжении многих лет данная проблема является одной из ключевых. Разнообразные химические свойства глин, определяющие их поведение при контакте с водой, затрудняют подбор оптимального универсального ингибированного водного раствора на разных месторождениях [8].

Использование ингибиторов в буровом растворе играет ключевую роль в обеспечении стабильности и безопасности бурения.

Эти специальные вещества, вступая в реакцию с частицами глины, создают защитный барьер, который предотвращает негативное воздействие внешних факторов на горные породы. Когда ингибиторы добавляют в буровой раствор, глина становится менее влажной и пластичной. Это укрепляет стенки скважины. Правильный выбор компонентов раствора тоже важен для стабильности скважины. Согласно исследованиям, комбинация различных ингибиторов может значительно увеличить продуктивность процесса. Например, применение полимерных материалов совместно с солевыми ингибиторами обеспечивает более надежный барьер, образуя устойчивую пленку на поверхности.

Постоянный контроль характеристик бурового раствора имеет огромное значение для предотвращения обвалов. Современные технологии позволяют измерять вязкость, плотность и другие ключевые параметры раствора в режиме реального времени. Это дает возможность быстро менять состав и предотвращает возможные риски обвала стенок скважины. Таким образом, использование ингибиторов в буровых растворах не только повышает безопасность бурения, но и улучшает освоение труднодоступных ресурсов, сокращая затраты и время на проведение работ.

Новейшие и прогрессивные ингибиторы глинистых отложений представляют собой один из краеугольных камней нефтегазового сектора. Эти вещества играют решающую роль в поддержании стабильности буровых жидкостей и минимизации утечек пластовых флюидов, что существенно сказывается на эффективности бурения. В наше время, когда холодные и глубокие месторождения становятся все популярнее, требования к веществам, замедляющим коррозию, выросли. Современные ингибиторы разрабатывают с учетом свойств горных пород и химического состава буровых растворов. Современные ингибиторы разрабатываются с целью минимизировать негативное влияние на горные породы и предотвратить образование пробок при бурении. Инновационные подходы, такие как нанотехнологии

и полимерные соединения, способствуют созданию более действенных и экологичных ингибиторов.

Нужно учитывать цену. Разработка и применение новых веществ должны стоить денег, но они должны быть эффективными и качественными. Испытания в лаборатории и на практике помогут найти лучшие способы использования новых технологий, что снизит затраты на бурение и повысит продуктивность процессов. Для успешного внедрения новых ингибиторов необходимо сотрудничество разработчиков с геологами и инженерами. Это поможет убедиться, что новые технологии совместимы с уже существующими методами бурения. Эффективное взаимодействие между группами специалистов способствует оптимизации процесса создания и интеграции новых технологий, а также укреплению общей стабильности в сфере бурения.

Экологические нормы требуют, чтобы современные ингибиторы были не только действенными, но и безвредными для окружающей среды. Это особенно актуально из-за растущего внимания государственных контролирующих органов и общества к снижению отрицательного влияния на экосистемы. Создание экологически безопасных ингибиторов, которые могут разлагаться биологическими агентами и не содержат токсичных веществ, становится одной из ключевых задач. В будущем глобальные тенденции в сфере перехода к возобновляемым источникам энергии могут изменить представление о важности традиционных ингибиторов. Фокус на устойчивом развитии и экологических технологиях поможет найти новые варианты, способные заменить или улучшить существующие подходы. Поэтому будущее разработки ингибиторов глин определяется научными достижениями и изменением парадигмы в нефтегазовой индустрии.

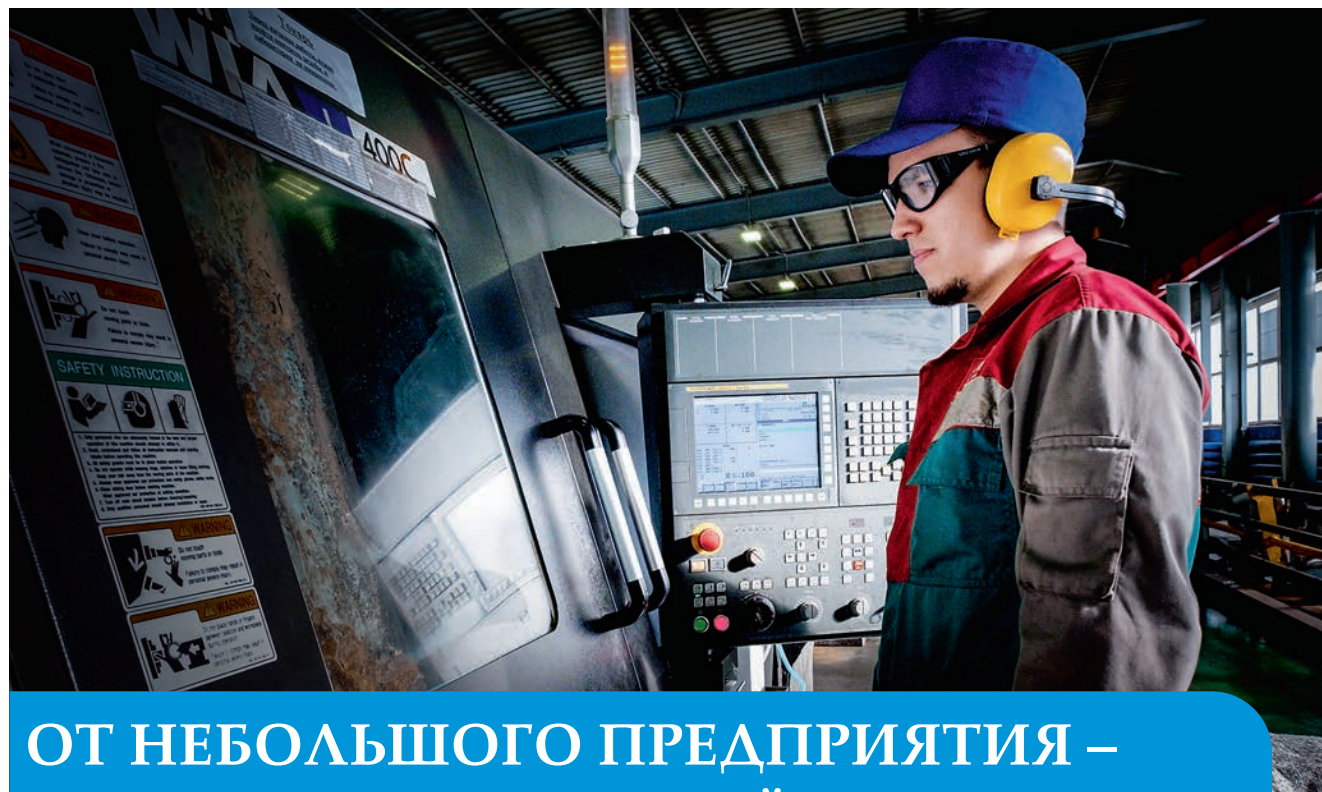
По мере развития технологий становится все более актуальным вопрос оценки экономической эффективности новых ингибиторов. Необходимо принимать во внимание затраты на производство и применение ингибиторов, а также

их влияние на общую стоимость буровых работ. В условиях обостряющейся конкуренции на рынке преимущество получают те решения, которые демонстрируют рентабельность и позволяют снизить затраты без ухудшения качества. Важным условием для эффективного использования современных ингибиторов является проверка их работы в реальных условиях бурения, так как лабораторные эксперименты не всегда точно показывают особенности поведения веществ в сложных подземных условиях. Совместная деятельность с полевыми командами способствует быстрому выявлению и устранению потенциальных проблем, обеспечивая более пластичный и адаптивный подход к разработке. Кроме того, необходимо брать во внимание многообразие геологических сред, в которых новые ингибиторы будут применяться. В разных регионах со специфическими типами грунтов и осадочных пород могут потребоваться особые подходы. В таких случаях хорошим решением станут многофункциональные и универсальные ингибиторы, которые гарантируют эффективность и стабильность в различных условиях эксплуатации. ●

Литература

1. Самадов А.Х., Мирзаев Э.С. Применение ингибированный буровых смесей для поддержания прочности скважины // Экономика и социум. 2021. № 4–2 (83). С. 1328–1331.
2. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика. СПб.: Профессионал, 2007. 416 с.
3. Иносаридзе Е.М. и др. Инженерно-геологическая классификация глинистых горных пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них // Нефтегазовое дело. 2010. № 2. С. 1–55.
4. Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Соровский образовательный журнал. 2000. Т. 6. № 9. С. 59–65.
5. Уляшева Н.М. и др. Задачи управления адгезионными свойствами буровых растворов при углублении скважины в глинистых породах // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 103–119.
6. Кузьмин В.Н. Предотвращение гидратации и обвала глин // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 1 (74). С. 20–23.
7. Нестерев М.Л., Нуцкова М.В. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на шельфе. Применение ингибирующих буровых растворов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2021. Т. 1. С. 349–354.

KEYWORDS: *inhibitors, clays, drilling, oil wells, gas wells.*



ОТ НЕБОЛЬШОГО ПРЕДПРИЯТИЯ – К МНОГОПРОФИЛЬНОЙ КОМПАНИИ

УК ООО «ТМС групп» отмечает 20-летие

ЛЮБУЮ КРУГЛУЮ ДАТУ ПРИНЯТО НАЗЫВАТЬ ЮБИЛЕЕМ И В СВЯЗИ С ЭТИМ ОЦЕНИВАТЬ ПРОДЕЛАННУЮ РАБОТУ ЗА ПРОЙДЕННЫЙ ВРЕМЕННОЙ ОТРЕЗОК. ДВАДЦАТИЛЕТИЕ ЕДВА ЛИ ПОДХОДИТ ПОД ЭТО ОПРЕДЕЛЕНИЕ В ОБЩЕПРИНЯТОМ СМЫСЛЕ, НО ПОДВЕСТИ ИТОГИ И ЗАФИКСИРОВАТЬ ВЕХУ В СВОЕМ РАЗВИТИИ ОНО ВПОЛНЕ ПОЗВОЛЯЕТ. УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ ООО «ТМС ГРУПП», ОДИН ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ДИВИЗИОНОВ НЕФТЕСЕРВИСНОГО ХОЛДИНГА «ТАГРАС», ЗА ОТНОСИТЕЛЬНО КОРОТКИЙ ПЕРИОД ВРЕМЕНИ СУМЕЛА УВЕРЕННО ЗАЯВИТЬ О СЕБЕ КАК О СОВРЕМЕННОЙ, ПРОГРЕССИВНОЙ КОМПАНИИ С ДИВЕРСИФИЦИРОВАННЫМ БИЗНЕСОМ. СЕГОДНЯ ЭТО ВЕДУЩИЙ МНОГОПРОФИЛЬНЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО И ТРУБНОГО КОМПЛЕКСОВ

WE USUALLY CALL ANY ROUND DATE AN ANNIVERSARY AND, IN THIS REGARD, WE NEED TO ASSESS THE WORK DONE OVER THE PERIOD OF TIME. TWENTY YEARS HARDLY FITS THIS DEFINITION IN THE ORDINARY WAY, BUT IT ALLOWS US TO SUM UP THE RESULTS AND RECORD A MILESTONE IN OUR DEVELOPMENT. ONE OF THE KEY DIVISIONS OF THE TAGRAS OIL AND GAS HOLDING, THE MANAGEMENT COMPANY TMS GROUP LLC, HAS MANAGED TO CONFIDENTLY DECLARE ITSELF AS A MODERN, PROGRESSIVE COMPANY WITH A DIVERSIFIED BUSINESS IN A RELATIVELY SHORT PERIOD OF TIME. TODAY, IT IS A LEADING MULTI-PROFILE MANUFACTURER OF PRODUCTS AND SERVICES FOR ENTERPRISES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, MECHANICAL ENGINEERING AND PIPE COMPLEXES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: юбилей компании, нефтепромысловое оборудование, машиностроение, трубопроводная продукция, трубный сервис.

Елена Федорова
журналист

Централизовать, упорядочить, повысить эффективность

Своим созданием компания «ТМС групп» обязана стремлению повысить эффективность работы цехов по обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования, которые существовали в составе

нефтегазодобывающих управлений крупной нефтяной компании. Поскольку в каждом НГДУ было свое видение и свой подход к выполнению цехами задач, то и конечный результат мог отличаться в разы по задействованным ресурсам, срокам, объемам, качеству.

Логичным решением унифицировать работу ремонтных служб стало объединение цехов по обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования в одну централизованную структуру.

«Задача была не только централизовать и не только упорядочить, но и за счет оптимизации бизнес-процессов и выравнивания подходов повысить производительность, то есть существующим ресурсом делать больше и эффективней», — поясняет принятое решение директором УК ООО «ТМС групп» Анвар Яруллин.



Таким образом, в 2005 году была образована управляющая компания ООО «ТМС групп» как база обслуживания наземного нефтепромыслового оборудования, а через год она вошла в состав нефтесервисного Холдинга «ТАГРАС», оказывающего услуги для компаний нефтегазовой отрасли.

Первым директором созданного предприятия стал Ренат Нугайбеков, ныне заместитель генерального директора ПАО «Татнефть» по логистике и техническому развитию. Фактически он был первопроходцем — ему предстояло связать отдельные цеха в единый организм, создать работоспособный коллектив, выстроить систему управления, задать единые стандарты работы. Перестраиваться приходилось на ходу, не останавливая производства, что усложняло и без того непростую задачу. Но именно тогда была задана высокая планка, которой «ТМС групп» придерживается все эти годы.

Рынок требует развиваться

На этапе становления «ТМС групп» занималась комплексным техническим обслуживанием и ремонтом нефтепромыслового оборудования, производством нестандартных деталей, узлов и ремонтом оборудования на объектах внутрипромысловой перекачки нефти. Основным заказчиком в то время была компания «Татнефть».

Но требования рынка, стремление к развитию и росту подтолкнули «ТМС групп» к освоению новых направлений деятельности и, как следствие, к поиску новых заказчиков. Расширился перечень услуг, активы компании пополнились — сервисом и арендой глубинно-насосного оборудования, ремонтом и обслуживанием бурового оборудования, его капитальным ремонтом и диагностикой, разработкой и изготовлением металлоконструкций, производством трубной продукции, антикоррозионной и теплоизолированной защитой трубопроводов и многим другим.

Расширялась и структура управляющей компании, в ее состав вошло несколько специализированных предприятий («МехСервис-НПО», «НКТ-Сервис», «НКТ-Логистика», «ТМС-БуровойСервис», «ТМС-ТрубопроводСервис», «ТМС-НТ»), для выполнения стратегических задач и эффективного управления было создано подразделение «ТМС-Бизнес-Сервис». Внедрены в производственные цепочки программы и методики бережливого производства, процессное управление, позволившие существенно снизить затраты и повысить производительность труда. Для быстрого и эффективного освоения новых направлений деятельности в практику была введена система проектного управления.

Быстрее, выше, сильнее

Если в первое десятилетие своего существования «ТМС групп» выстраивала структуру, внедряла управленческие инструменты, налаживала контакты и взаимодействие между подразделениями внутри компании, осваивала новые направления деятельности — словом, формировала оптимальную и эффективную модель организации труда, то во втором десятилетии расширяла географию и наращивала поставки продукции и услуг за пределы Республики Татарстан. Укреплялось сотрудничество с нефтяными и нефтесервисными компаниями России и стран ближнего зарубежья, расширялась номенклатура выпускаемой продукции, диверсифицировался бизнес.

И сегодня компания постоянно совершенствует методы управления процессами, больше внимания уделяет культуре производства и промышленной безопасности, берет курс на выстраивание взаимовыгодных отношений и проактивное управление потребностями заказчика.

В 2017 году в компании был создан конструкторско-технологический центр, нацеленный на разработку технологий и новых видов продукции, а годом позже «ТМС групп» приступила к производству технологической оснастки для авиационной и автомобильной промышленности.

Так, шаг за шагом, компания вышла на позиции заметного и авторитетного игрока на нефтесервисном рынке, а из узкоспециализированного предприятия трансформировалась в многопрофильную компанию с широким спектром возможностей.

«Вектор нашего движения не претерпел значительных изменений, но значительно расширился круг целей и задач, связанных с потребностями рынка», — комментирует этапы развития Анвар Яруллин.

Не только успевать, но и опережать

Но рынок постоянно меняется, заставляя менять структуру, подходы к ведению бизнеса, взаимоотношения с партнерами. Компания старается быть более гибкой и даже не идти в ногу со временем, а стараться опередить его на несколько шагов — строить планы с прицелом на перспективу.

Сегодня «ТМС групп» может предложить компаниям ТЭК широкую номенклатуру продукции и услуг в трех ключевых для компании направлениях: машиностроении, трубопроводной продукции, трубном сервисе.

Производственные мощности «ТМС групп» составляют более 1 миллиона единиц выпускаемой продукции в год, в том числе:

- 2000 единиц устьевой арматуры,
- 400 станков-качалок,
- 2000 колонных головок.

- Машиностроительный сектор компании занимается производством и ремонтом нефтепроводного и бурового оборудования;

- управление по развитию трубопроводной продукции производит антикоррозионную наружную и внутреннюю защиту трубопроводов и их соединений;
- управление по развитию трубной продукции занято изготовлением, диагностикой и комплексным ремонтом НКТ, производством обсадных труб, а также муфт к ним.

«ТМС групп» выпускает более 200 тысяч тонн трубной продукции в год, в том числе:

- 52 000 тонн труб с антикоррозионным покрытием,
- 70 000 тонн труб НКТ,
- 50 000 тонн обсадных труб.

УК ООО «ТМС групп» делает ставку на технологичность и эффективность в достижении своей основной цели – обеспечении заказчика высококачественной и надежной продукцией. Над этим ежедневно трудятся более 900 высококвалифицированных профессионалов – инженеров и рабочих.

Производственные площадки компании оснащены высокотехнологичным оборудованием – общий станочный парк насчитывает более 300 станков различного назначения. Конструкторско-технологический центр компании сотрудничает с такими авторитетными российскими центрами разработок, как «Сколково», «Лукойл-Инжиниринг», «ИТ-Парк Якутия», «Газпромнефть НТЦ», «ЦТР Татнефти».

«Заказчик тоже развивается, у него меняются требования, отношение к работе, и мы должны не только успевать за ним, но и предвидеть его изменения и предлагать больше. Даже если сегодня он не готов, то, по крайней мере, услышав и задумавшись, рано или поздно он к этому вопросу вернется», – уверен директор компании.

Превзойти конкурентов

Непростая ситуация на мировом нефтегазовом рынке коснулась и нефтесервисных компаний. Существование в условиях неопределенности побуждает их искать дополнительные конкурентные преимущества. Для «ТМС групп» это в первую очередь ежегодное расширение номенклатуры выпускаемой продукции, адаптация новых технологий, внедрение цифровых инструментов и программных продуктов в управление производственными процессами. Это позволяет компании наращивать присутствие на рынке и расширять круг клиентов. Услугами «ТМС групп» сегодня пользуются более 170 заказчиков, которые выбирают компанию за неизменное оптимальное соотношение показателей «качество – цена – сроки».

«Для клиента важны, во-первых, цена, во-вторых, сроки. Качество должно быть априори, без этого просто не зайдешь на рынок. А что касается двух других показателей, то мы постоянно занимаемся оценкой производственных процессов, картой создания потока ценностей, работаем с потерями, корректируем логистические схемы. Тем самым мы создаем конкретные преимущества на рынке, чтобы клиент был удовлетворен как по цене, так и по срокам поставки», – объясняет Анвар Яруллин.

Такой подход приносит значимые результаты – постоянными деловыми партнерами компании являются такие лидеры отрасли, как «Татнефть», «НК «Роснефть», «НК «ЛУКОЙЛ», «ТМК» и независимые нефтяные предприятия, входящие в группу компаний «Нефтеконсорциум». За пределами РФ компания налаживает партнерство с заказчиками в Казахстане, Узбекистане, Индии, делает шаги по продвижению в Омане и Арабских Эмиратах.

Пригласить и удержать

К расхожему выражению «кадры решают все» принято относиться иронически, а между тем оно отражает суть успешной реализации амбициозных планов. Кадры действительно решают если не все, то многое. Никакой технологический прорыв невозможен без подготовленных, грамотных, квалифицированных специалистов. Добавим еще – мотивированных. И это накладывает определенные обязательства. Сегодня, когда идет борьба за специалистов, задача руководства не просто предоставить им рабочие места, а создать возможности для профессионального роста. Чтобы для них в одной точке сошлось «умею, могу, хочу работать».

В «ТМС групп» грамотно выстроена работа с персоналом. Недаром одно из положений Миссии компании звучит так: «Мы ценим каждого работника и помогаем ему расти вместе с компанией».

Потребность в кадрах «ТМС групп» закрывает двумя способами. Первый – повышение профессиональными компетенций собственных работников. Для этого совместно с филиалами вузов реализуются обучающие программы, в которых теория вуза подкрепляется практикой производства.

«Тем самым мы формируем собственную кадровую политику, – говорит директор «ТМС групп». – Потому что это люди, которые уже пришли в компанию, они ее знают, они готовы работать, просто им не хватает определенных знаний и навыков. Соответственно, наша задача, чтобы они этими навыками овладели и могли ими эффективно пользоваться».

Второе направление – привлечение кадров извне. Позитивный бренд работодателя, социальные гарантии по коллективному договору, дружелюбная атмосфера на рабочих местах, внимание со стороны линейного руководителя и руководства компании – все нацелено на то, чтобы не только пригласить, но и удержать перспективные кадры.

«Чтобы человек, который к нам попадает, не чувствовал ни в момент первого соприкосновения, ни в момент вхождения в компанию, ни в процессе работы никакого отторжения, а, наоборот, ощущал, что он попал в коллектив, где его уважают, ценят и готовы ему помочь», – отмечает Анвар Яруллин.

Этому способствуют институт наставничества и программы адаптации, которые помогают новому сотруднику освоиться, оценить свои возможности, наладить взаимоотношения с сотрудниками, настроить каналы коммуникаций.

Самый ценный капитал

Внимательное отношение к сотрудникам – важная составляющая устойчивости компании. Чтобы персонал трудился продуктивно, с полной отдачей, он должен быть уверен в завтрашнем дне.

Поддержка молодых работников и молодых семей, работников всех возрастов в разных жизненных ситуациях, материальная помощь семьям с детьми, – вот далеко не полный перечень социальных обязательств, закрепленных в коллективном договоре, которые администрация и профсоюзный комитет выполняют в полном объеме благодаря эффективному развитию бизнеса. Добавим, что коллективный договор предприятия признан одним из лучших в Нефтегазстройпрофсоюзе.

Особое внимание – ветеранам. «ТМС групп» возникла не на пустом месте, костяк коллектива сформировался из работников с определенным стажем и опытом, они вложили немало сил, энергии, знаний в становление и развитие компании. На заслуженный отдых эти люди уходили уже отсюда, компания считает их своими и ведет с ними активную работу: встречи поколений, поездки и экскурсии, поздравления с праздниками и, конечно, необходимая помощь и поддержка в преодолении бытовых трудностей.

«Безусловно, эти люди – наш золотой фонд. Они привнесли в компанию не только свой опыт, знания и умения, но и традиции, которые сегодня продолжают молодые поколения – трудиться на совесть, творчески подходить к делу, отвечать за результат. Поэтому в каждом подразделении есть специалист, который работает с ветеранами, чтобы они могли обратиться со своими просьбами или просто поговорить, поделиться наболевшим. Работа с ветеранами отмечена признанием и грамотами как в Татарстане, так и на российском уровне», – рассказывает директор компании.

Мы в ответе!

Политика компании «ТМС групп» в отношении сотрудников, так же, как и социальное участие в жизни региона, – неотъемлемые части ESG-повестки наряду с экологической деятельностью. Компания открыта не только для заказчиков и партнеров, она открыта и для территорий своей деятельности, в особенности тех, где расположены ее основные мощности. И хотя ESG-мероприятия не выделены в отдельную программу, но к вопросам устойчивого развития здесь относятся достаточно внимательно.

«Мы сами живем в этом регионе, и от нашего отношения к природе, к социальной инфраструктуре населенных пунктов, где расположено наше производство, зависит, как будем жить мы и как будут жить наши дети», – уверен Анвар Яруллин.

В первую очередь это использование в производстве энергосберегающих и низкоуглеродных технологий и материалов, минимизация вредных выбросов. Во-вторых, шефская помощь муниципалитетам и сельским поселениям.



И конечно же, природоохранные мероприятия – озеленение территорий, зарыбление водоемов, санитарные субботники и многое другое, что входит в понятие «экологическая деятельность».

• • •

«ТМС групп» уверенно смотрит в будущее. За прошедшие 20 лет компания создала себе прочную репутацию ответственного и надежного партнера, нацеленного на результат, о чем свидетельствуют высокие позиции во Всероссийском рейтинге «Лидер отрасли». Качество и инновационность деятельности компании оценены престижными конкурсами, среди которых «100 лучших товаров России» и «Лучшие товары и услуги Республики Татарстан». «ТМС групп» стремится к инновациям, расширяет границы возможностей, оттачивает мастерство. Впереди – новые горизонты. ●

KEYWORDS: anniversary of the company, oilfield equipment, mechanical engineering, pipeline products, pipe service.

ИНТЕГРИРОВАННЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА И РЕОРГАНИЗАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВЫХ СТРУКТУР

в нефтяных дисперсных системах под воздействием акустических волн

АВТОРЫ СТАТЬИ ДЕЛЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТАМИ РАЗРАБОТКИ ИНТЕГРИРОВАННОГО МЕТОДА РАСЧЕТА РАЗМЕРОВ СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЕДИНИЦ АСФАЛЬТЕНОВ, ОСНОВАННОГО НА СОЧЕТАНИИ ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ, АДсорбЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ЛЕНГМЮРА И ВЕТ, А ТАКЖЕ АНАЛИЗА КОЭФФИЦИЕНТА ДИФфуЗИИ ПО УРАВНЕНИЮ СТОКСА-ЭЙНШТЕЙНА. В ХОДЕ РАБОТЫ ВПЕРВЫЕ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО НИЗКОЧАСТОТНАЯ АКУСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА В ДИАПАЗОНЕ 5 КГЦ ПРИВОДИТ К СНИЖЕНИЮ СРЕДНЕГО РАЗМЕРА АСФАЛЬТЕНОВОГО ЯДРА СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЕДИНИЦ И УВЕЛИЧЕНИЮ ЧИСЛА ДИСПЕРГИРОВАННЫХ СТРУКТУР НА 30–50 %. РАЗРАБОТАНА МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ ВОЛН НА РЕОРГАНИЗАЦИЮ СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЕДИНИЦ, ДЕМОНИСТРИРУЮЩАЯ УВЕЛИЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТИ ПЛОЩАДИ, ЧТО ПРИВОДИТ К РОСТУ МАССЫ АДсорБИРОВАННЫХ МОЛЕКУЛ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ ДЕЗАГРЕГАЦИИ И ПЕПТИЗАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВЫХ АГРЕГАТОВ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПРОЦЕСС СОПРОВОЖДАЕТСЯ РАЗРУШЕНИЕМ АСФАЛЬТЕНОВОГО ЯДРА, УВЕЛИЧЕНИЕМ ТОЛЩИНЫ СОЛЬВАТНОЙ ОБОЛОЧКИ, СНИЖЕНИЕМ ВНУТРЕННЕГО ТРЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЕМ ПОДВИЖНОСТИ ДИСПЕРСНОЙ СИСТЕМЫ. ВПЕРВЫЕ ДОКАЗАНО, ЧТО АКУСТИЧЕСКАЯ СТИМУЛЯЦИЯ ПРИВОДИТ К УСТОЙЧИВОЙ РЕОРГАНИЗАЦИИ СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЕДИНИЦ И ФОРМИРОВАНИЮ БОЛЕЕ ДИСПЕРСНОЙ И СТАБИЛИЗИРОВАННОЙ СТРУКТУРЫ

THE AIM OF THIS STUDY WAS TO DEVELOP AN INTEGRATED METHOD FOR CALCULATING THE SIZES OF COMPLEX STRUCTURAL ENTITIES (CSE) OF ASPHALTENES, BASED ON A COMBINATION OF NMR RELAXOMETRY, LANGMUIR AND BET ADSORPTION MODELS, AND DIFFUSION COEFFICIENT ANALYSIS USING THE STOKES-EINSTEIN EQUATION. FOR THE FIRST TIME, IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT LOW-FREQUENCY ACOUSTIC TREATMENT (AT) IN THE RANGE OF 5 KHZ LEADS TO A REDUCTION IN THE AVERAGE ASPHALTENE CORE SIZE (CSE), DEPENDING ON THE OIL COMPOSITION AND AT DURATION, AS WELL AS AN INCREASE IN THE NUMBER OF DISPERSED STRUCTURES BY 30–50%, WHICH IS DUE TO CAVITATION, LOCAL PRESSURE GRADIENTS, AND MECHANICAL DESTRUCTION OF SUPRAMOLECULAR ASSOCIATIONS. A METHODOLOGY HAS BEEN DEVELOPED TO ASSESS THE EFFECT OF ACOUSTIC WAVES ON CSE REORGANIZATION, DEMONSTRATING THAT THE SPECIFIC SURFACE AREA INCREASES, WHICH LEADS TO AN INCREASE IN THE MASS OF ADSORBED MOLECULES AND AN INTENSIFICATION OF DEAGGREGATION AND PEPTIZATION PROCESSES OF ASPHALTENE AGGREGATES. IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT THIS PROCESS IS ACCOMPANIED BY ASPHALTENE CORE DESTRUCTION, AN INCREASE IN SOLVATION SHELL THICKNESS, A REDUCTION IN INTERNAL FRICTION, AND AN INCREASE IN THE MOBILITY OF THE DISPERSED SYSTEM. FOR THE FIRST TIME, IT HAS BEEN PROVEN THAT ACOUSTIC STIMULATION LEADS TO STABLE CSE REORGANIZATION, FORMING A MORE DISPERSED AND STABILIZED STRUCTURE

Ключевые слова: акустическая стимуляция, оптимизация нефтеотдачи, математическая модель, размер частиц асфальтенов, вязкость нефти.

Кемалов Руслан Алимович

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, к.т.н.

Кемалов Алим Фейзрахманович

профессор кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, д.т.н.

Алфаяд Ассим Гани Хашим

аспирант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов

Валиев Динар Зиннурович

старший научный сотрудник, старший преподаватель кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий

УДК 665.612.2

Современные методы разработки нефтяных месторождений на поздних стадиях эксплуатации сталкиваются с проблемами высокой вязкости нефти, коагуляции порового пространства и сниженной фильтрационной способности коллекторов. Традиционные методы химической и термической обработки зачастую оказываются недостаточно эффективными для разрушения асфальтеномолистых отложений, что приводит к ухудшению реологических свойств нефти и снижению нефтеотдачи. В этой связи применение волновых технологий, основанных на воздействии акустических волн, является перспективным направлением для оптимизации процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти [1–5].

Актуальность исследования обусловлена необходимостью разработки научно обоснованных методов управления структурой асфальтеновых агрегатов, что критически важно для повышения нефтеотдачи, предотвращения образования асфальтеномолистых отложений в скважинах и трубопроводах, а также для моделирования и прогнозирования реологических свойств нефти. Деструкция сложных структурных единиц асфальтенов, их деагрегация и изменение сольватных оболочек под действием акустических волн требуют количественной

оценки размеров, морфологии и динамики трансформации частиц, а также анализа их влияния на фильтрационные и транспортные свойства нефтяных систем. В этой связи особую значимость приобретает разработка гибких и адаптивных технологий стабилизации дисперсных систем, которые позволяют управлять фазовым состоянием нефти в процессе добычи, подготовки и переработки тяжелых углеводородов.

В работе [6] проведено исследование структуры асфальтенов методом атомно-силовой микроскопии, что позволило визуализировать морфологию частиц и определить их размеры. Результаты показали, что асфальтены образуют агрегаты с размерами от нескольких десятков до сотен нанометров.

В исследовании [7] использован лазерный дифрактометрический метод для определения размеров частиц асфальтенов, выделенных из нефтей различных месторождений. Установлено, что размеры частиц варьируются от 10 до 200 мкм, причем асфальтены Аскардовской нефти имеют более высокую степень конденсации.

В работе [8] применен метод просвечивающей электронной микроскопии для изучения структуры частиц CO₂-асфальтенов, выделенных из гудрона. Исследование показало, что частицы имеют сложную морфологию с размером в нанометровом диапазоне, что важно для понимания их поведения в технологических процессах.

В исследовании [9] разработан новый метод наблюдения за седиментацией частиц асфальтенов в вертикально ориентированной сапфировой ячейке, позволяющий определять размеры и скорость осаждения частиц. Результаты показали, что взаимодействие пластовой высоковязкой нефти с жидким углекислым газом приводит к выпадению асфальтенов с размером частиц в микрометровом диапазоне.

В работе [10] изучена устойчивость и кинетика агрегации тяжелых нефтяных систем методом

динамического светорассеяния. Обнаружено, что асфальтены в растворе толуола существуют в виде агрегатов с чрезвычайно широкой функцией распределения по размерам, что указывает на сложный характер их агрегационного поведения.

Анализ представленных исследований подтверждает фундаментальную значимость изучения размеров частиц асфальтенов и их агрегатов в нефтяных системах, учитывая их влияние на реологические свойства нефти, процессы скважинной добычи, сепарации, транспорта и подготовки углеводородного сырья. Морфология асфальтеновых частиц и их способность к самоорганизации в устойчивые коллоидные структуры оказывает ключевое воздействие на вязкость нефти, устойчивость дисперсных систем и интенсивность коагуляции порового пространства коллекторов.

Проведенный анализ подтверждает необходимость комплексного физико-химического и математического моделирования для описания процессов агрегации, коагуляции и реорганизации асфальтеновых структур в реальных пластовых и технологических условиях. Данные закономерности критически важны для разработки нефтяных месторождений на поздних стадиях эксплуатации, поскольку повышенное содержание смолисто-асфальтеновых веществ (CAB) в добываемой продукции ведет к росту гидродинамического сопротивления в призабойной зоне, снижению фильтрационной способности пластов и формированию нефтяных эмульсий с высокой межфазной устойчивостью.

Целью исследования является разработка интегрированного метода расчета размеров частиц асфальтенов, основанного на сочетании ЯМР-релаксометрии, адсорбционных моделей Ленгмюра и ВЕТ, а также анализа коэффициента диффузии по уравнению Стокса-Эйнштейна. Такой подход позволяет детально охарактеризовать механизмы деструкции сложных структурных единиц (CSE), прогнозировать их поведение в реальных пластовых условиях и установить закономерности изменения структуры и морфологии асфальтеновых ядер. В ходе воздействия акустическими волнами происходит уменьшение размера

ТАБЛИЦА 1. Хронологический анализ методов расчета размеров частиц асфальтенов и их применимость в условиях исследования

№	Метод	Применимость	Дополнительные данные	Потенциал применения
1	Уравнение Стокса	Использует вязкость нефти (есть), но требует данных о скорости осаждения	Скорость осаждения частиц	Возможно при наличии данных об осаждении
2	Гамма-функция распределения размеров частиц	Влияние УЗО на вязкость и молекулярные характеристики используется для анализа параметров функции	Данные о распределении размеров до и после УЗО	Подходит при наличии данных о распределении
3	Фурье-анализ дифракционных данных	Требует данных о рассеянии света или рентгеновских лучах	Экспериментальные данные о рассеянии	Невозможно с текущими данными
4	Закон Эйнштейна-Смолуховского	Вязкость и температура известны. Требуется коэффициент диффузии частиц	Козффициент диффузии частиц асфальтенов	Возможно при дополнительных измерениях
5	Адсорбционные модели (Ленгмюра, ВЕТ)	Использует массовую долю асфальтенов и ЯМР. Требуются данные о поверхности адсорбции	Данные о поверхности, где адсорбируются частицы	Подходит для оценки относительных размеров частиц
6	Метод моментов	Рассчитывает средний размер и дисперсию на основе массовых долей	Данные о распределении массы или размера частиц	Возможно при наличии распределения массы
7	Численное моделирование	Использует вязкость, молекулярную массу и плотность из файла	Параметры взаимодействия частиц	Высокий потенциал для интеграции данных

асфальтенового ядра, увеличение толщины сольватной оболочки и снижение внутреннего трения, что ведет к повышению подвижности дисперсной системы и улучшению ее фильтрационных характеристик.

Материалы и методы

В рамках данного исследования была разработана и обоснована методика расчета размеров частиц асфальтенов на основе глубокого анализа литературных источников, современных теоретических моделей, экспериментальных данных,полученных в ходе исследований. Установлено, что при наличии данных ЯМР и удельной площади поверхности возможно построение математической модели, основанной на адсорбционных моделях Ленгмюра и ВЕТ, для оценки размеров частиц и их распределения.

Проведен анализ методов (табл. 1), применяемых для расчета размеров частиц, их применимости, необходимых данных и потенциала использования в условиях ограниченности исходной информации; выявлено, что сочетание данных ЯМР (населенность протонов) и параметров удельной площади поверхности позволяет построить универсальную модель для оценки размеров частиц асфальтенов.

Наиболее перспективным методом для расчета размеров частиц является использование адсорбционных моделей Ленгмюра и

ВЕТ, которые основаны на массовой доле асфальтенов и данных ЯМР. Эти модели позволяют оценивать удельную площадь поверхности, что тесно связано с размерами частиц.

Установлено, что данные о населенности протонов (ЯМР) эффективно используются для анализа изменений в структуре и размерах частиц. При наличии информации об удельной площади поверхности обеспечивается точный расчет размеров частиц, их распределения и адсорбционных свойств. Использование экспериментальных данных в сочетании с математическим моделированием позволяет компенсировать недостаток отдельных данных, таких как скорость осаждения или коэффицент диффузии, и повысить точность расчетов. Разработанная методика универсальна и может

быть адаптирована для анализа других коллоидных систем, включая углеводородные смеси и нефтепродукты, что делает ее перспективной для практического применения в различных технологических процессах.

Результаты и их обсуждение

Для характеристики нефти были проанализированы ключевые физико-химические параметры. Основные результаты представлены в таблице 2.

На втором этапе исследования были изучены свойства Зюзеевской нефти с позиций физико-химической механики нефтяных дисперсных систем (НДС). Строение НДС исследовалось с использованием неразрушающего метода импульсного ЯМР,

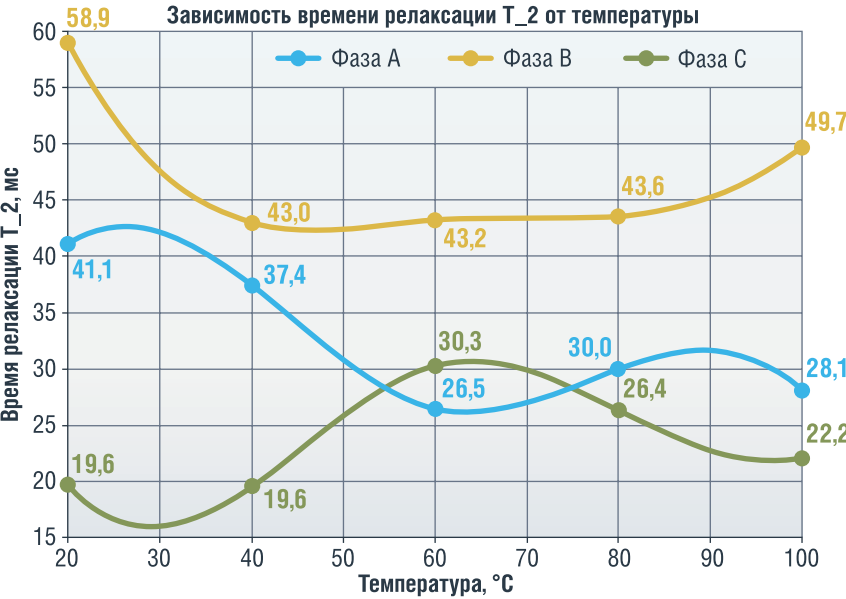
ТАБЛИЦА 2. Основные физико-химические свойства нефти Зюзеевского месторождения

Параметры	Результаты
Тип нефти	Высоковязкая, высокосернистая, ароматического основания
Плотность при 20°С, кг/м³	928,5
Кинематическая вязкость при 20°С, мм²/с	151,9
Кинематическая вязкость при 50°С, мм²/с	31,8
Содержание асфальтенов, %	7,5
Содержание смол, %	17,0
Содержание парафина, %	4,2
Содержание серы, %	4,0
Температура застывания, °С	-17
Оптимальная длительность УЗ-обработки, с	60–180

ТАБЛИЦА 3. Экспериментальные данные спин-спиновой релаксации Зюзеевской нефти при температуре 20 °С

Наименование фазы	Время релаксации T ₂ , мс	Населенность протонов P ₂ , %
A	17,30	41,1
B	4,92	58,9
C	–	0,0

РИСУНОК 1. Зависимости времен спин-спиновой релаксации Зюзеевской нефти от температуры



а прочность структуры оценивалась через изменения реологических характеристик.

Структура Зюзеевской нефти оценивалась по молекулярной подвижности ее компонентов при спин-спиновой релаксации. Первоначальная оценка строения ССЕ проводилась при температуре 20 °С. Экспериментальные данные представлены в таблице 3.

Согласно классической теории импульсного ЯМР, фазы А, В и С характеризуют:

- Фаза А: поведение дисперсионной среды (светлых фракций).
- Фаза В: сольватный слой (масла и низкомолекулярные смолы).
- Фаза С: ядро (асфальто-смолистые вещества).

Результаты исследования показали, что Зюзеевская нефть обладает структурированной ССЕ. Это подтверждается коротким временем релаксации фазы А, высокой кинематической вязкостью и отсутствием выделения ядра (фазы С) при температуре 20 °С.

Высокая населенность протонов фазы А (41,1 %) коррелирует с содержанием светлых фракций, определенных при построении ИТК, но также выявлена диффузия компонентов дисперсионной среды

РИСУНОК 2. Схема интегрированной модели расчета размеров асфальтенов под воздействием акустических волн



и масел. Известно, что парафины и асфальто-смолистые вещества в составе нефти плавятся при 40 °С и 80 °С соответственно. Для изучения молекулярной подвижности компонентов Зюзеевской нефти проводились измерения спин-спиновой релаксации при температурах 40 °С, 60 °С, 80 °С и 100 °С. Зависимость времени спин-спиновой релаксации от температуры представлена на рисунке 1.

Методология исследования определения размера частиц

В таблице 4 и в рисунке 2 представлены схема построения модели и основные математические алгоритмы и методы, использованные при разработке модели расчета размеров частиц асфальтенов. На основе анализа экспериментальных данных и методов математического моделирования была разработана программная платформа для численного моделирования и прогнозирования поведения ядер асфальтенов под воздействием акустических волн [11]. Данная программа обеспечивает возможность точного расчета изменений размеров частиц асфальтенов, динамики их сольватации и реологической перестройки нефтяной дисперсной системы.

В ходе проведенных исследований и реализации результатов разработаны модель и точные решения, изложенные

ТАБЛИЦА 4. Хронологический анализ методов расчета размеров частиц асфальтенов и их применимость в условиях исследования

Метод	Формула	Описание
Коэффициент диффузии (ЯМР)	$D = \frac{k_B T}{6\pi\eta R}$	Определение диффузии через вязкость и температуру
Радиус частицы (ЯМР)	$R = \frac{k_B T}{6\pi\eta D}$	Расчет размера частиц на основе коэффициента диффузии
Адсорбционная модель Ленгмюра	$a = \frac{a_{\text{mar}} P}{P_0 + P}$	Определение адсорбции асфальтенов
Модель BET (удельная площадь)	$S = \frac{6}{\rho d}, \quad d = \frac{6}{\rho S}$	Расчет удельной площади и размера частиц
Изменение среднего диаметра частиц	$d(t, T) = d_{\text{min}} + (d_{\text{max}} - d_{\text{min}})e^{-k(T)t}$	Уменьшение частиц во времени под воздействием температуры
Изменение диаметра от частоты	$d(t, f) = d_{\text{min}} + (d_{\text{max}} - d_{\text{min}})e^{-k(f)t}$	Влияние акустической частоты на дезагрегацию
Энергия пузырька	$E = \frac{4}{3}\pi R^3 P$	Определение энергии кавитации
Изменение давления	$\Delta P = \frac{E}{V_{\text{liquid}}}$	Воздействие акустических волн на давление в жидкости

в поставленных задачах. Алгоритмы и методы, приведенные в таблице 4, реализованы с использованием программных средств Python и MATLAB.

Исследование влияния акустического воздействия на морфологические характеристики асфальтеновых частиц выявило существенную трансформацию их структурных параметров, что подтверждается численными данными. Полученные результаты приведены в таблице 5.

До АВ средний радиус ядра асфальтеновых частиц составлял 2,5 мкм, тогда как после акустического воздействия снижение составило до 1,5 мкм, что соответствует 40 %. Данный процесс обусловлен разрушением асфальтеновых агрегатов вследствие интенсивных механических напряжений и микротурбулентности, индуцированной акустическими волнами.

Одновременно наблюдалось увеличение количества дисперсных частиц на 30–50 %, что указывает на фрагментацию асфальтеновых структур и переход к более устойчивому коллоидному состоянию. Этот эффект способствует снижению склонности к агрегации, что улучшает стабильность нефтяной системы и предотвращает образование макроскопических отложений.

Особую роль в стабилизации дисперсной системы играет

сольватная оболочка, средний размер которой увеличился с 0,5 до 2,0 мкм, что эквивалентно четырехкратному росту.

Это обусловлено активизацией межмолекулярных взаимодействий, включая эффекты сольватации и стерической стабилизации, препятствующие повторной агрегации частиц.

Температурный анализ продемонстрировал, что максимальный эффект дестабилизации асфальтеновых агрегатов наблюдается в диапазоне 20–60 °С, где уменьшение радиуса частиц достигает 16–34 %. Однако при 80–100 °С зафиксирована тенденция к вторичной коагуляции, сопровождающейся укрупнением

агрегатов до размеров 244–4132 мкм. Это объясняется термодинамической неустойчивостью дисперсии, при которой частичная десольватация приводит к повышению липкости частиц и их рекомбинации.

На рисунке 3 представлена 3D-визуализация механизма акустической обработки, отражающая изменения размеров частиц до и после воздействия: частицы до обработки (зеленые) имеют размер 2,5 мкм, а после воздействия акустических волн (красные) их размер уменьшается до 1,5 мкм, сопровождаясь эффектами кавитации и волнового давления.

На рисунке 4 представлена динамика дезагрегации асфальтенов в оптимальном временном

ТАБЛИЦА 5. Изменение размеров ядра и сольватной оболочки асфальтенов под воздействием акустических волн

Параметры	Результаты
Средний радиус частиц до воздействия (мкм)	2,5
Средний радиус частиц после воздействия (мкм)	1,5
Изменение радиуса (%)	- 40 %
Увеличение количества частиц (%)	+ 30–50 %
Средний размер сольватной оболочки до воздействия (мкм)	0,5
Средний размер сольватной оболочки после воздействия (мкм)	2,0
Изменение размера сольватной оболочки	в 4 раза
Температурный диапазон с максимальным эффектом разрушения (°С)	20–60
Температурный диапазон, при котором возможно укрупнение частиц (°С)	80–100

диапазоне 60–190 секунд, когда кавитационные эффекты и турбулентные потоки достигают максимальной интенсивности. В этот период размер частиц снижается до 40 % от исходного, что соответствует уменьшению с 2,5 мкм до 1,5 мкм при 40 °С. Температурный диапазон 20–50 °С обеспечивает максимальную эффективность разрушения агрегатов, предотвращая вторичную агрегацию. После 190 секунд процесс стабилизируется из-за установления динамического равновесия между разрушающими и восстанавливающими силами, а дальнейшее повышение температуры выше 60 °С приводит к снижению эффективности обработки.

На рисунке 5 показана зависимость скорости дезагрегации от частоты акустических волн. Оптимальным диапазоном является 4–5 кГц, при котором частицы уменьшаются с 2,5 мкм до 1,5 мкм за 190 секунд. Частоты ниже 3 кГц менее эффективны, поскольку из-за низкого кавитационного давления достижение предельного размера 1,5 мкм занимает до 240 секунд. Частоты выше 6 кГц также не обеспечивают наилучших результатов: при 10 кГц размер частиц снижается только до 1,7 мкм за 190 секунд. Таким образом, оптимальные параметры – частота 4–5 кГц и время обработки 60–190 секунд – гарантируют наибольшую степень дезагрегации при минимальных энергозатратах.

Для более наглядного представления и прогнозирования распределения частиц в образце, а также для понимания механизмов перераспределения концентрации частиц, изменения размеров ядра и структуры асфальтеновых агрегатов были построены полярные диаграммы (см. рисунок 6).

На графиках четко прослеживается изменение пространственного распределения частиц:

- До АВ наблюдается централизованное скопление асфальтеновых агрегатов, что подтверждает наличие плотного ядра с максимальной концентрацией частиц.
- После АВ распределение частиц становится более равномерным, наблюдается дезагрегация и фрагментация крупных структур, а также смещение максимальных концентраций ближе к зонам излучения АВ.

РИСУНОК 3. 3D-Схема механизма акустической обработки (АО): визуализация изменения частиц до и после воздействия

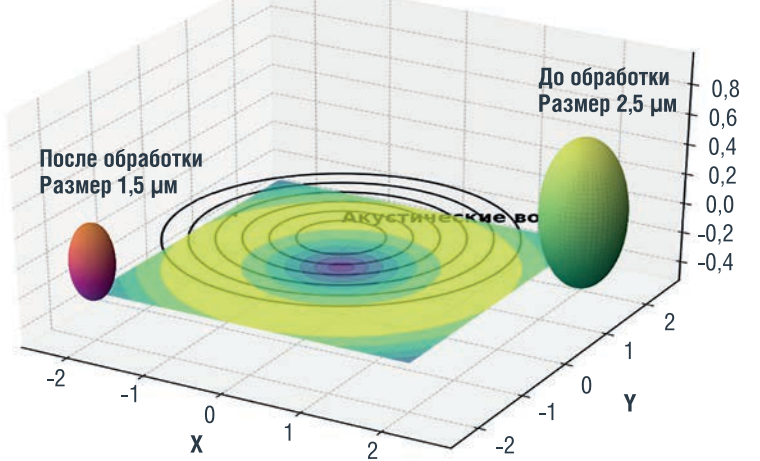


РИСУНОК 4. Результаты зависимости среднего диаметра частиц от времени обработки и температуры

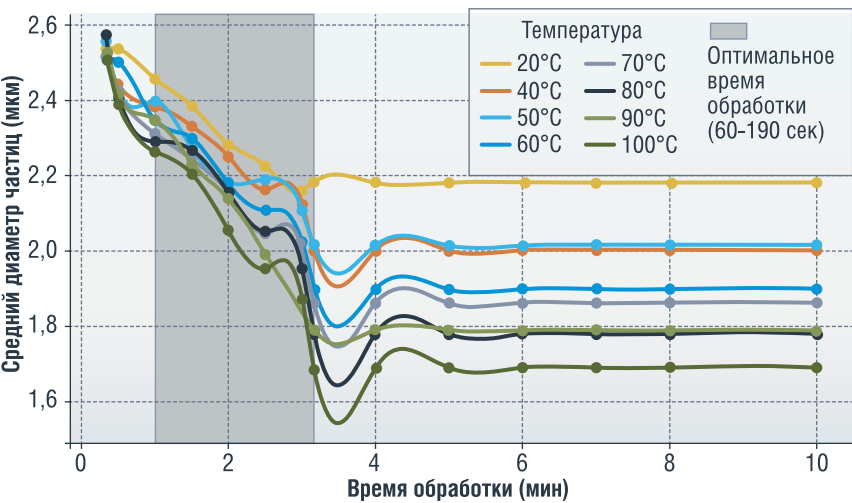
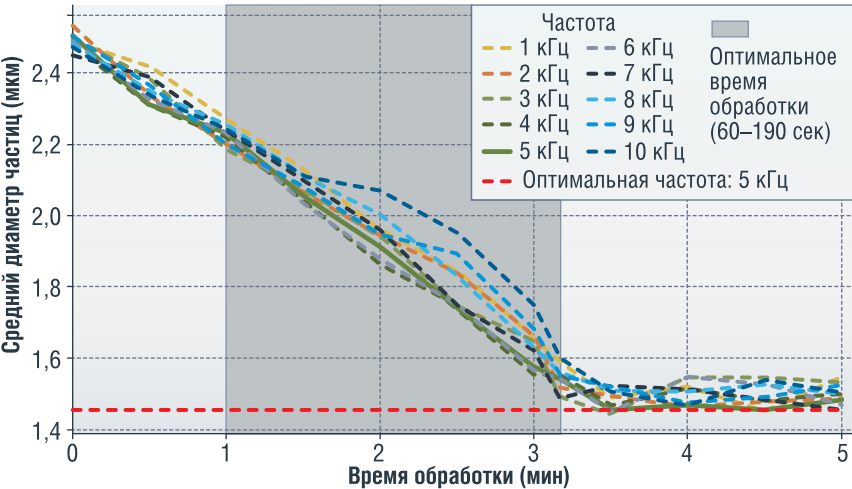


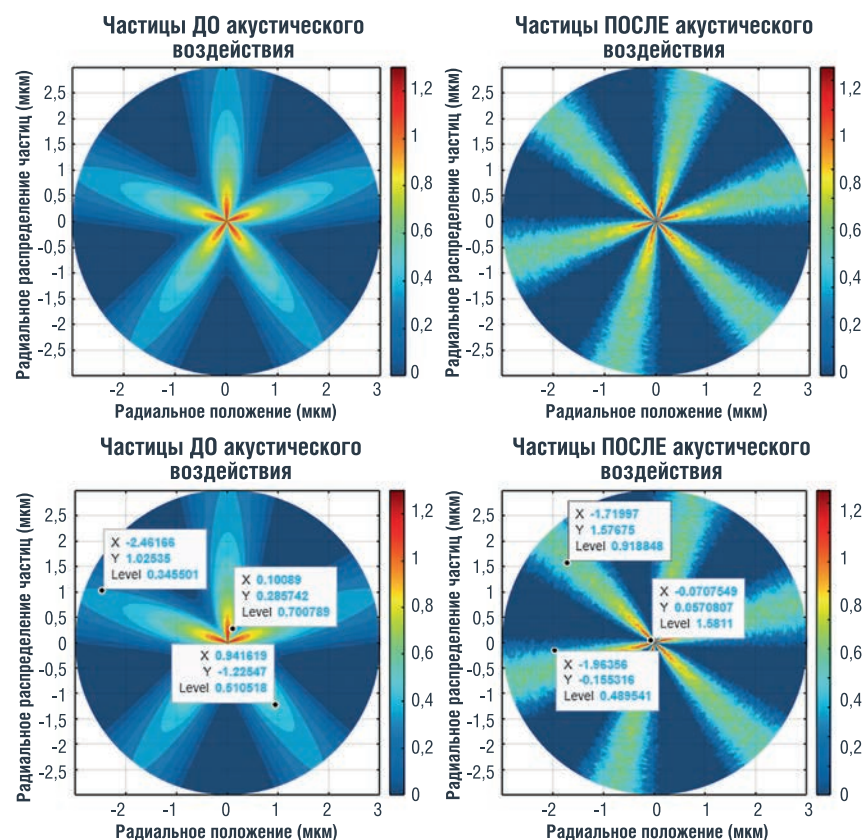
РИСУНОК 5. Результаты зависимости среднего диаметра частиц от времени обработки и частоты АВ



Детальный анализ графиков позволяет установить, что размеры частиц уменьшаются, а их количество увеличивается, что подтверждается изменением

цветовой интенсивности и координатных пиков концентрации. Данный процесс сопровождается активной реорганизацией сольватной оболочки, что

РИСУНОК 6. Распределение частиц асфальтенов до и после АВ: трансформация структуры, перераспределение концентрации и изменение размеров агрегатов



способствует повышению коллоидной стабильности и снижению склонности к повторной агрегации.

Заключение

На основании выполненных исследований сформулированы следующие основные выводы:

- Проведенное исследование подтвердило корректность разработанного интегрированного метода расчета и реорганизации асфальтеновых структур в нефтяных системах под воздействием акустических волн. Комплексный анализ экспериментальных данных продемонстрировал высокую степень согласованности между предсказанными и полученными результатами, что доказывает обоснованность предложенной методологии.
- Экспериментально установлено, что акустическая обработка вызывает уменьшение размера ядра асфальтенов с 2,5 мкм до 1,5 мкм (–40%) за счет кавитационных эффектов, локальных градиентов давления и механической деструкции надмолекулярных ассоциаций.

Этот процесс приводит к увеличению количества диспергированных частиц на 30–50%, что подтверждается анализом распределения частиц по полярным диаграммам. Таким образом, доказано, что акустическая стимуляция способствует разрушению крупных агрегатов асфальтенов и активизации процессов реорганизации их структуры.

- Методика оценки влияния акустических волн на сложные структурные единицы асфальтенов продемонстрировала увеличение удельной площади поверхности, а также рост толщины сольватной оболочки в 4 раза (с 0,5 мкм до 2,0 мкм). Соответственно, масса адсорбированных молекул возросла с 0,271 до 0,326 г, что согласуется с процессами дезагрегации и пептизации асфальтеновых агрегатов. Эти изменения подтверждают, что акустическая стимуляция усиливает механизмы стабилизации асфальтенов в дисперсной среде, снижая склонность к коагуляции и образованию отложений.

Температурные зависимости показали, что разрушение

ядра и интенсификация процессов диспергирования наиболее выражены в диапазоне 20–60 °С, тогда как при 80–100 °С наблюдается вторичное укрупнение частиц, обусловленное межмолекулярными взаимодействиями. Данный эффект подчеркивает необходимость контроля температурных параметров в промышленных условиях для предотвращения обратной агрегации частиц и максимизации эффективности акустической обработки. ●

Литература

- Assim X Alfayadh, Kemalov R.A., Kemalov A.F. Application of wave action to enhance oil recovery and remove sediments from the pore space of formation rocks // *Journal of Petroleum Science and Technology*. 2025, DOI 10.22078/jpst.2025.5445.1937.
- Алфаяд А.Г.Х. Методология оценки физических характеристик пласта при воздействии упругих волн: учебно-методическое пособие / А.Г.Х. Алфаяд, Р.А. Кемалов, и др. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2024. – 89 с.
- Алфаяд А.Г.Х., Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф., Валиев Д.З. WaveWellTech: Инновационная волновая технология для интенсификации добычи нефти. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2024. 122 с. URL: <https://dspace.kpfu.ru/xmlui/handle/net/183868?show=full>.
- Алфаяд А.Г.Х., Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. Математическая модель акустической стимуляции скважин для увеличения проницаемости горной породы // *Neftgaz.RU*. 2025. № 1. С. 20–25.
- Алфаяд А.Г.Х., Кемалов Р.А. Анализ волнового воздействия на изменение реологических характеристик тяжелой нефти // *Технологии нефти и газа*. 2022. № 2 (139). С. 55–58.
- Смирнов В.Н., Козлов А.С., Трофимов П.О. Исследование поверхности асфальтенов с помощью атомно-силовой микроскопии // *Материалы Международной конференции по коллоидной химии*. 2022. № 4 (89). С. 57–65.
- Иванов П.С., Кузнецов А.В., Смирнов Е.Н. Исследование структуры асфальтенов спектральными методами // *Журнал нефтехимии и катализаторов*. 2021. № 6 (35). С. 112–119.
- Петров В.Л., Сидоров К.И., Лебедев О.Г. Особенности структуры частиц CO₂-асфальтенов гудрона // *Вестник нефтяных технологий*. 2020. № 3 (72). С. 85–91.
- Ахметов Р.Ф., Гусейнов А.М., Иванов А.Н. Исследование выпадения асфальтенов при несмешивающемся взаимодействии пластовой высоковязкой нефти и жидкого углекислого газа // *Физико-химические основы нефтедобычи*. 2023. № 2 (56). С. 44–51.
- Городецкий Н.П., Романов А.В., Беляев С.Н. Исследование устойчивости и кинетики агрегации тяжелых нефтяных систем // *Нефтехимия и технология переработки*. 2019. № 5 (127). С. 102–109.
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024664950. Методика вычисления размеров и устойчивости частиц смолисто-асфальтеновых веществ в нефтяных системах / Кемалов Р.А., Алфаяд А.Г.Х., Кемалов А.Ф., Валиев Д.З.; заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет». – 2024663512 заявл. 13.06.2024; опубл. 26.06.2024.

KEYWORDS: *acoustic stimulation, optimization of oil recovery, mathematical model, particle size of asphaltenes, oil viscosity.*

МАРК

Старт продаж

Дом премиум-класса у Москвы-реки

*1130 | LSR.ru

РЕКЛАМА. ЗАСТРОЙЩИК ГРУППА ЛСР.
ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА НАШ.ДОМ.РФ. НЕ ОФЕРТА.



О РАЗВИТИИ ТРЕБОВАНИЙ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ И ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН в отношении выбора плотности бурового раствора

АВТОРЫ СТАТЬИ ОСВЕЩАЮТ ВОПРОС УПРАЗДНЕНИЯ В ПОСЛЕДНИХ РЕДАКЦИЯХ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НОРМЫ ПО АБСОЛЮТНОМУ ОГРАНИЧЕНИЮ РЕПРЕССИИ; ВПЕРВЫЕ С АНАЛИТИКОЙ ПРИВОДИТСЯ В ХРОНОЛОГИЧЕСКОМ ПОРЯДКЕ ЭВОЛЮЦИЯ ПРАВИЛ ПО ВЫБОРУ ПЛОТНОСТИ ПРОМЫВНОЙ ЖИДКОСТИ С СЕРЕДИНЫ ДВАДЦАТОГО ВЕКА ДО НАШИХ ДНЕЙ; УКАЗАНЫ ТРИ ВЕСОМЫХ ПРИЧИНЫ, ПО КОТОРЫМ ПОСЛЕДНИЕ ПРИКАЗЫ РОСТЕХНАДЗОРА ЗАТРАГИВАЮТ ТОЛЬКО МИНИМАЛЬНУЮ ДОПУСТИМУЮ ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА БЕЗ ВЕРХНЕГО ПРЕДЕЛА; ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ ТО ОБСТОЯТЕЛЬСТВО, ЧТО ВЫБРАННЫЙ НА ГОДЫ ВПЕРЕД ВЕКТОР РАЗВИТИЯ ПРАВИЛ СООТВЕТСТВУЕТ ВЫЗОВАМ СВОЕГО ВРЕМЕНИ, АКТУАЛЕН И ВЕРЕН; ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЮ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ, КОТОРЫЕ МИНИМИЗИРУЮТ НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ; ПОДЧЕРКИВАЕТСЯ, ЧТО СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПЕРФОРАЦИИ И ГИДРОРАЗРЫВА ПОЗВОЛЯЮТ ЭФФЕКТИВНО ПРЕОДОЛЕВАТЬ ВОЗМОЖНЫЕ БЛОКИРУЮЩИЕ СЛОИ, ЧТО ДЕЛАЕТ ОГРАНИЧЕНИЕ РЕПРЕССИИ МЕНЕЕ КРИТИЧНЫМ

THROUGH THE LENS OF THE HISTORICAL DEVELOPMENT OF DOCUMENTED REGULATORY FRAMEWORKS GOVERNING THE USE OF DRILLING FLUIDS, AS WELL AS DRILLING TECHNIQUES AND TECHNOLOGIES, THE ARTICLE HIGHLIGHTS THE PRESSING ISSUE OF THE REMOVAL OF THE ABSOLUTE REPRESSION LIMIT IN THE LATEST EDITIONS OF THE SAFETY RULES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. FOR THE FIRST TIME, THE ARTICLE PROVIDES A CHRONOLOGICAL ANALYSIS OF THE EVOLUTION OF REGULATIONS ON THE SELECTION OF DRILLING FLUID DENSITY FROM THE MID-TWENTIETH CENTURY TO THE PRESENT DAY. IT PRESENTS THREE COMPELLING REASONS WHY RECENT ORDERS FROM ROSTEKHNADZOR ADDRESS ONLY THE MINIMUM ALLOWABLE FLUID DENSITY WITHOUT SETTING AN UPPER LIMIT. THE ARTICLE CONFIRMS THAT THE CHOSEN DIRECTION FOR THE DEVELOPMENT OF THE RULES, SET FOR YEARS TO COME, ALIGNS WITH THE CHALLENGES OF ITS TIME, REMAINS RELEVANT, AND IS JUSTIFIED. SPECIAL ATTENTION IS GIVEN TO THE USE OF HYDROCARBON-BASED FLUIDS, WHICH MINIMIZE NEGATIVE IMPACTS ON PRODUCTIVE FORMATIONS. IT IS EMPHASIZED THAT MODERN PERFORATION AND HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES EFFECTIVELY OVERCOME POTENTIAL BLOCKING LAYERS, MAKING THE LIMITATION OF REPRESSION LESS CRITICAL

Ключевые слова: правила безопасности, правила ведения работ, плотность, буровой раствор, ограничение репрессии, загрязнение продуктивного пласта, горизонтальная скважина, перфорация, гидравлический разрыв.

Кравцов Роман Дмитриевич
магистрант

Веровкин Александр Валерьевич
магистрант

Национальный исследовательский
Томский политехнический
университет

УДК 622.24

Задокumentированная нормативная база, предъявляющая требования к применению буровых растворов, прошла длинный и извилистый путь развития, начиная с момента ее формирования в середине двадцатого века до наших дней [1–8].

Правила должны соответствовать промышленным вызовам своего времени, быть актуальными и уместными для достижения производственной безопасности и полного использования энергии недр. Однако поскольку каждая новая редакция правил выходит в свет без официальных комментариев и пояснений от авторов относительно внесенных изменений, трудно понять верность узаконенного на годы вперед вектора развития.

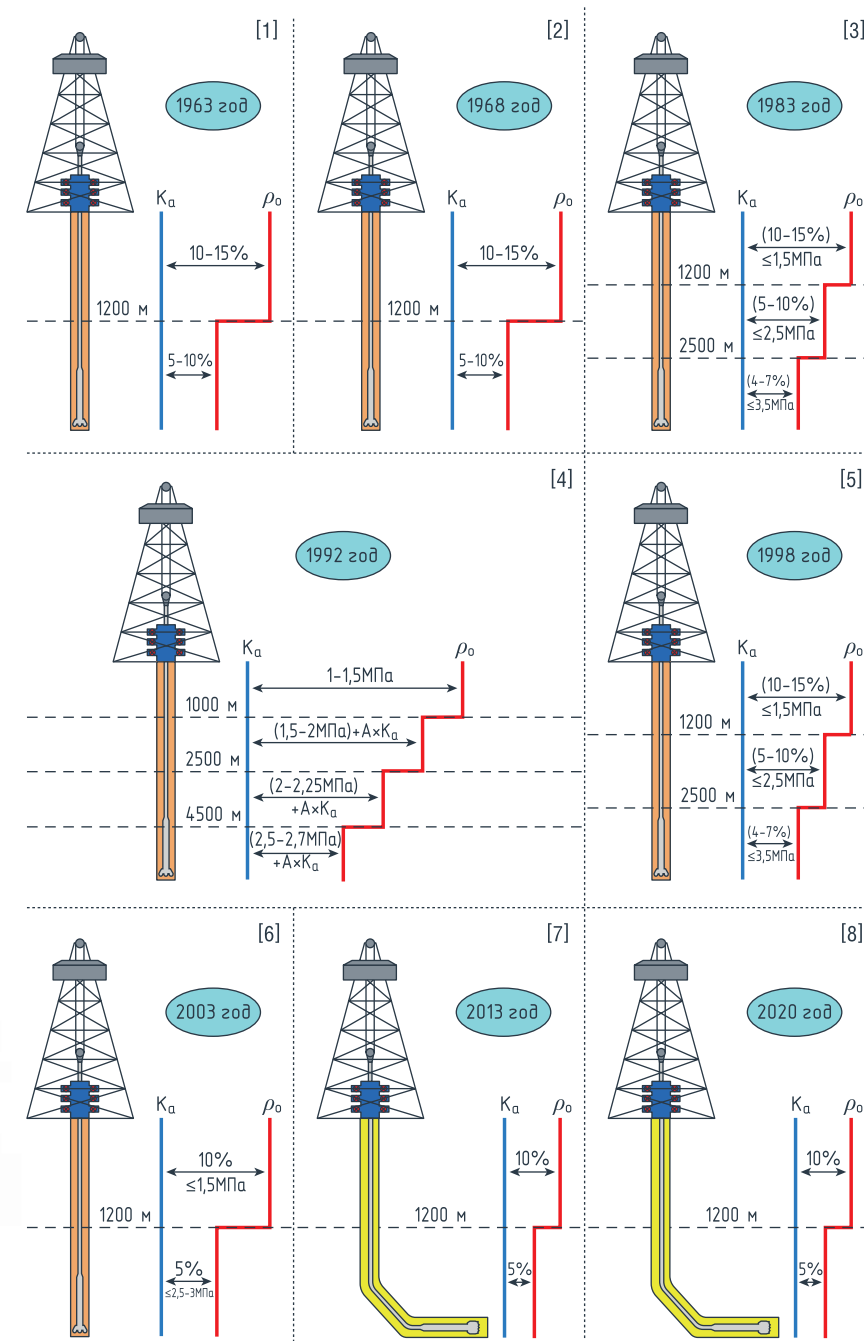
Первым проблему отсутствия ограничения репрессии со стороны правил [2] и, как следствие, низкого качества вскрытия продуктивных пластов затронул выдающийся ученый, профессор Московского нефтяного института, участник Великой Отечественной войны Е.М. Соловьев [9], и уже в их третьем издании [3] был введен лимит на разность давлений.

И сегодня в научных кругах не утихают споры касательно целесообразности упразднения нормы по ограничению абсолютного значения репрессии на горизонты, перекрываемые стволом скважины, в последних приказах Ростехнадзора [7, 8]. Одна из важнейших технологических характеристик – плотность бурового раствора – теперь рассчитывается инженером-проектировщиком лишь из соображений недопущения проявления, обеспечения устойчивости стенки скважины, а также исключения возможности поглощения или гидроразрыва горных пород в интервале совместимых условий бурения.

Чтобы оценить правильность случившегося, необходимо проследить историю правил в контексте уровня зрелости техники и технологии бурения на год их издания (рис. 1).

Первые два издания технических правил [1–2] были идентичны в части проектных решений по выбору плотности бурового раствора и предусматривали большой диапазон соотношения относительной плотности

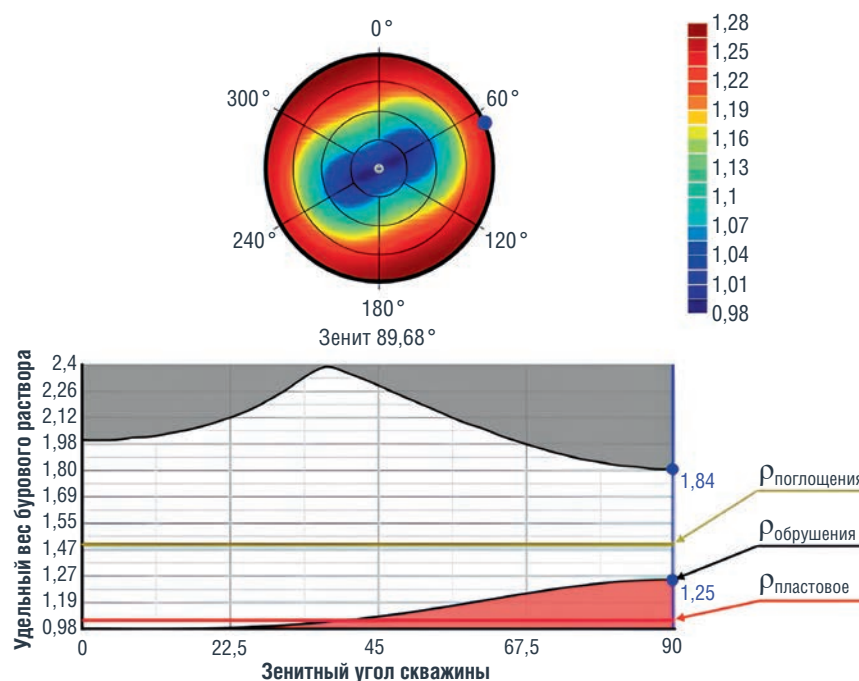
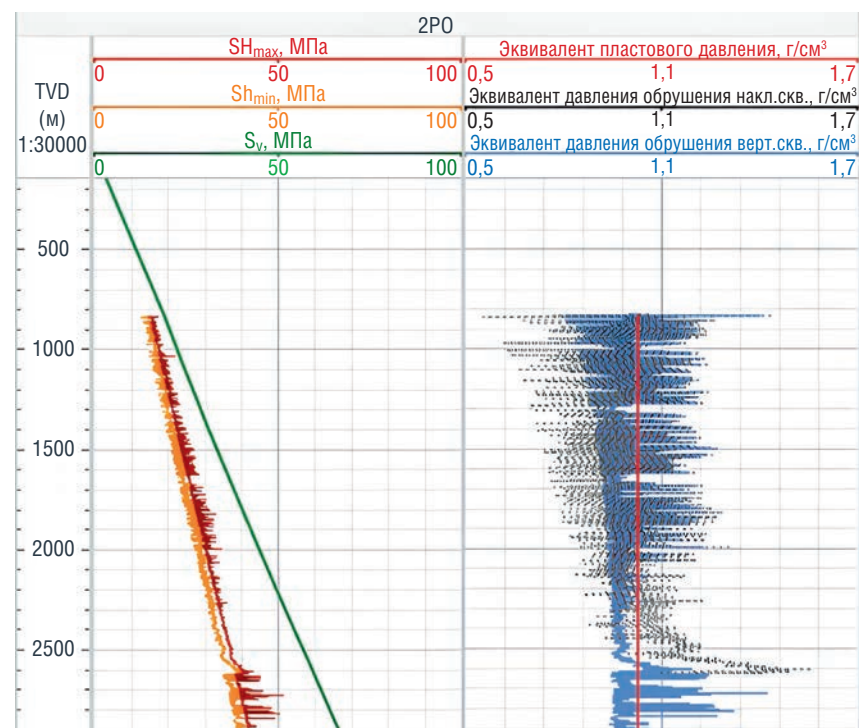
РИСУНОК 1. Иллюстрация развития требований правил



промывочной жидкости ρ_o и коэффициента аномальности пластового давления K_a : для глубин до 1200 м – 1,1–1,15; иначе – 1,05–1,1. При этом не оговаривалась возможность отклонения от допустимого соотношения в нижнюю сторону при поглощении или вскрытии продуктивного пласта на равновесии (технология тогда не применялась), а кроме того, документы не регламентировали верхний предел, обусловленный давлением поглощения или гидроразрыва, при выборе плотности раствора.

Пусть растворы на углеводородной основе локально и начали применяться начиная с 1955 года по инициативе профессора К.Ф. Жигача [10], но вскрытие продуктивных пластов на подавляющем числе скважин велось на растворах на водной основе, в частности на глинистых растворах, серьезно снижающих относительную продуктивность коллектора. В этом смысле было необходимо на законодательном уровне сдерживать разность давлений.

РИСУНОК 2. Соотношение напряжений, эквиваленты давлений и стереограмма, полученные в программном обеспечении Darcy для скважины Томской области



Уже затронутое третье издание правил [3] стало первым самым подробным и допускало бурение при отрицательном дифференциальном давлении, а также предполагало три диапазона ρ_0/k_a с абсолютным ограничением репрессии, если разрез не сложен неустойчивыми породами: до 1200 м – 1,1–1,15 (не более 1,5 МПа), до 2500 м – 1,05–1,1 (не более 2,5 МПа), более 2500 м – 1,04–1,07 (не более 3,5 МПа).

Но, например, соотношение 1,15 при абсолютном ограничении в 1,5 МПа недостижимо, поскольку при $k_a > 0,8$ не выполняется неравенство: $k_a(1,15 - 1)1000 \cdot 9,81 \cdot 1200 \leq 1,5$ МПа, поэтому, хотя абсолютный предел и был введен, он плохо согласовался с рекомендованным ρ_0/k_a . Первое постановление Госгортехнадзора России [4] исключительно косвенно для устойчивых пород указывало

на плотность бурового раствора через минимальную репрессию, к которой при глубинах от 1000 м добавлялась величина Ak_a , учитывающая колебания гидростатического давления, где $A = 5$ для диаметра ствола скважины не более 215,9 мм, иначе $A = 3$. Впервые было прописано, что забойное давление не должно превышать или давление поглощения, или гидроразрыва, в отдельных случаях, как и ранее, разрешалось бурить на депрессии.

Постановление Госгортехнадзора России от 1998 года [5] озаменовало, по сути, всецелое возвращение к нормам 1983 года [3].

К началу двадцатого века на территории России пробурено порядка тысячи скважин с горизонтальным окончанием, которые произвели настоящую революцию в практике и теории нефтедобычи [11], заставив по-новому взглянуть на растворы на углеводородной основе. Тем не менее их доля в общем объеме бурения по стране все еще невелика.

В постановлении 2003 года [6] разрез делился на два интервала: до 1200 м минимальная репрессия должна составлять 10% (не более 1,5 МПа), иначе 5% (не более 2,5–3 МПа), а кроме того, как и раньше, разрешалось предусматривать проектом большую плотность раствора в неустойчивых породах и бурить на равновесии или депрессии.

Приказы Ростехнадзора [7, 8] дублировали требования безопасности к применению промысловых жидкостей из постановления 2003 года [6] за исключением абсолютного ограничения противодействия, которое отменили по нескольким причинам.

Во-первых, растворы на углеводородной основе теперь получили широкое применение при вскрытии целевых горизонтов, поскольку они не приводят к уменьшению фазовой проницаемости для нефти и газа, не вызывают набухание глинистых минералов, не способствуют образованию эмульсий и не создают водную блокаду, которая оттесняет пластовый флюид. Более того, в их состав включаются кислоторастворимые компоненты:

мел как утяжелитель и коьматант, крахмал в качестве понизителя водоотдачи и ксантановая смола для регулирования реологии. Таким образом, репрессия не выступает ключевым фактором, влияющим на относительную продуктивность, а тесты на обратную проницаемость это подтверждают.

Вследствие строительства горизонтального ствола без обрушений предъявляются значительно более высокие требования к плотности бурового раствора и ограничение репрессии уже второстепенно

Во-вторых, даже если циркуляционный агент спровоцировал образование в призабойной зоне продуктивного пласта блокирующего слоя, то глубины канала применяемой в 95 % случаев современной кумулятивной перфорации (до 260 мм) достаточно для преодоления пристенной коьматационной зоны (до 1,5–5 мм) [12], а длины трещины популярного гидравлического разрыва пласта (десятки и сотни метров) [13] – для преодоления инфильтрационной зоны (до 300–1000 мм) [12].

В-третьих, бурение скважин с горизонтальным окончанием их стволов стало основным видом бурения во всем мире [11], при этом на рис. 2, полученном в специализированном отечественном программном продукте Darcy, видно, что в случае режима нормального смещения (сбросовый режим), преобладающего в России [14], когда горизонтальные напряжения наименьшие по сравнению с вертикальным ($S_{Hmin} < S_{Hmax} < S_V$) [15], окно бурения для целевого горизонта (2627 м по вертикали) с ростом зенитного угла сужается (эквивалент давления обрушения приближается к эквиваленту давления поглощения); кроме того, наибольшее окно бурения наблюдается в направлении минимального горизонтального напряжения, которое типично и составляет для Томской области 67° [16]. Важно подчеркнуть, что средняя плотность из расчета обеспечения устойчивости ствола вертикальной скважины 1,2 г/см³, тогда как для наклонно-направленной скважины при прочих равных – 1,25 г/см³,

бурение же горизонтального ствола без обрушений стенки скважины возможно при плотности циркуляционного агента от 1,25 г/см³. Иными словами, вследствие строительства горизонтального ствола без обрушений предъявляются значительно более высокие

требования к плотности бурового раствора и ограничение репрессии уже второстепенно.

Проведенный анализ эволюции нормативных требований к выбору плотности бурового раствора демонстрирует их тесную связь с развитием технологий бурения и изменением промышленных реалий. Исторически правила безопасности адаптировались под новые вызовы: от жестких ограничений репрессии в середине XX века до более гибких подходов в современных редакциях. Упразднение абсолютного ограничения репрессии в последних приказах Ростехнадзора обосновано тремя ключевыми факторами:

- широкое применение растворов на углеводородной основе;
- современные методы перфорации и гидравлического разрыва, позволяющие преодолевать коьматационную и инфильтрационную зоны;
- рост доли горизонтальных скважин, бурение которых требует повышенной плотности раствора для устойчивости ствола.

Современные правила, исключившие верхний предел плотности раствора, соответствуют тенденциям глобальной нефтегазовой отрасли, обеспечивая баланс между безопасностью, эффективностью и экологичностью работ. Проведенный хронологический анализ подтверждает, что эволюция нормативной базы является закономерным ответом на технологический прогресс и актуальные производственные потребности. ●

Литература

1. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях: Утв. Гос. ком. по топливной пром-сти при Госплане СССР 27.12.1962 г. – 1-е изд. – М.: Госоптехиздат, 1963. – 112 с.
2. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях: Утв. М-вом нефт. пром-сти и др. – 2-е изд. – М.: ВНИИОЗНГ, 1968. – 48 с.
3. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях: Утв. М-вом нефт. пром-сти и др. в 1982 г. – 3-е изд. – М.: Б.и., 1983. – 66 с.
4. Постановление Госгортехнадзора России от 14.12.1992 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
5. Постановление Госгортехнадзора России от 09.04.1998 № 24 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
6. Постановление Госгортехнадзора России от 05.06.2003 № 56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
7. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
8. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 (ред. от 31.01.2023) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
9. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
10. Кравчук М.В. Обоснование и разработка технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе для бурения наклонно-направленных скважин гидромониторными долотами: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Ухта, 2017. – 122 с.
11. Строительство нефтегазовых скважин: учебник для вузов: в 2-х томах / А.Г. Калинин, А.С. Оганов, А.С. Повалихин, А.А. Сазонов; под. ред. А.Г. Калинина. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – Том 2. – Ч. 1. – 427 с.
12. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Б.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
13. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. – Orsa Press, Alvin, Texas, 2004. – 306 p.
14. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения / под ред. Р. Митчелла. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064 с.
15. Zoback M. D. Reservoir geomechanics. – Cambridge University Press, 2007. – 449 p.
16. Коношонкин Д.В. Разработка технологии определения потенциально продуктивного трещинного коллектора в отложениях Доюрского комплекса Томской области на основе одномерного геомеханического моделирования: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 1.6.9. – Томск, 2024. – 207 с.

KEYWORDS: safety rules, rules of work practices, density, drilling fluid, represson limit, productive formation contamination, horizontal well, perforation, hydraulic fracturing.

БЕЗ ОТРЫВА ОТ ВНЕШНЕГО МИРА



Артем Чальцев

директор
по исследованиям
и разработкам
«Рольф Лубрикантс
Восток»

НЕСМОТЯ НА ИЗОЛЯЦИЮ РОССИЙСКОГО РЫНКА ОТ ЕВРОПЫ И АМЕРИКИ, РОССИЙСКИЕ АВТОМОБИЛИСТЫ ИМЕЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИОБРЕСТИ КАЧЕСТВЕННЫЕ ЗАПЧАСТИ, ТЕХНИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ И ДРУГИЕ КОМПОНЕНТЫ. НА РЫНКЕ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ СИТУАЦИЯ НЕОДНОЗНАЧНАЯ: УШЕДШИЕ ИЗ СТРАНЫ БРЕНДЫ ВОЗВРАЩАЮТСЯ ПО ПАРАЛЛЕЛЬНОМУ ИМПОРТУ, НО ПРОИЗВОДИТЕЛИ ЗА СОДЕРЖАНИЕ КАНИСТР ОТВЕТСТВЕННОСТИ НЕ НЕСУТ, И НА РЫНКЕ ВСЕ БОЛЬШЕ СЛУЧАЕВ ВЫЯВЛЕНИЯ КОНТРАФАКТА. КАК СЕБЯ ЧУВСТВУЮТ БРЕНДЫ, КОТОРЫЕ ОФИЦИАЛЬНО ОСТАЛИСЬ РАБОТАТЬ В РОССИИ? СОХРАНИЛИ ЛИ ОНИ СВЯЗЬ С «ВНЕШНИМ МИРОМ»: АВТОПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ, ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМИ ЦЕНТРАМИ, КОНТРОЛИРУЮЩИМИ КАЧЕСТВО МЕЖДУНАРОДНЫМИ АССОЦИАЦИЯМИ? НА ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ NEFTEGAZ.RU ОТВЕЧАЕТ ДИРЕКТОР ПО ИССЛЕДОВАНИЯМ И РАЗРАБОТКАМ КОМПАНИИ «РОЛЬФ ЛУБРИКАНТС ВОСТОК» АРТЕМ ЧАЛЬЦЕВ

DESPITE THE ISOLATION OF THE RUSSIAN MARKET FROM EUROPE AND AMERICA, RUSSIAN MOTORISTS HAVE THE OPPORTUNITY TO PURCHASE HIGH-QUALITY SPARE PARTS, TECHNICAL FLUIDS AND OTHER COMPONENTS. THE SITUATION IN THE LUBRICANTS MARKET IS AMBIGUOUS: BRANDS THAT LEFT THE COUNTRY ARE RETURNING VIA PARALLEL IMPORTS, BUT MANUFACTURERS ARE NOT RESPONSIBLE FOR THE CONTENTS OF THE CANNISTERS, AND THERE ARE MORE AND MORE CASES OF COUNTERFEIT PRODUCTS BEING DETECTED ON THE MARKET. HOW ARE THE BRANDS THAT OFFICIALLY REMAINED OPERATING IN THE RUSSIAN FEDERATION DOING? DO THEY HAVE LASTING RELATIONS WITH THE OUTSIDE WORLD: AUTOMAKERS, RESEARCH CENTERS, INTERNATIONAL QUALITY CONTROL ASSOCIATIONS? ARTEM CHALTSEV, DIRECTOR OF RESEARCH AND DEVELOPMENT AT ROLF LUBRICANTS VOSTOK, ANSWERS THESE AND OTHER QUESTIONS FOR NEFTEGAZ.RU

Ключевые слова: смазочные материалы, моторные масла, автопроизводители, европейская система управления качеством моторных смазочных материалов, международные стандарты качества.

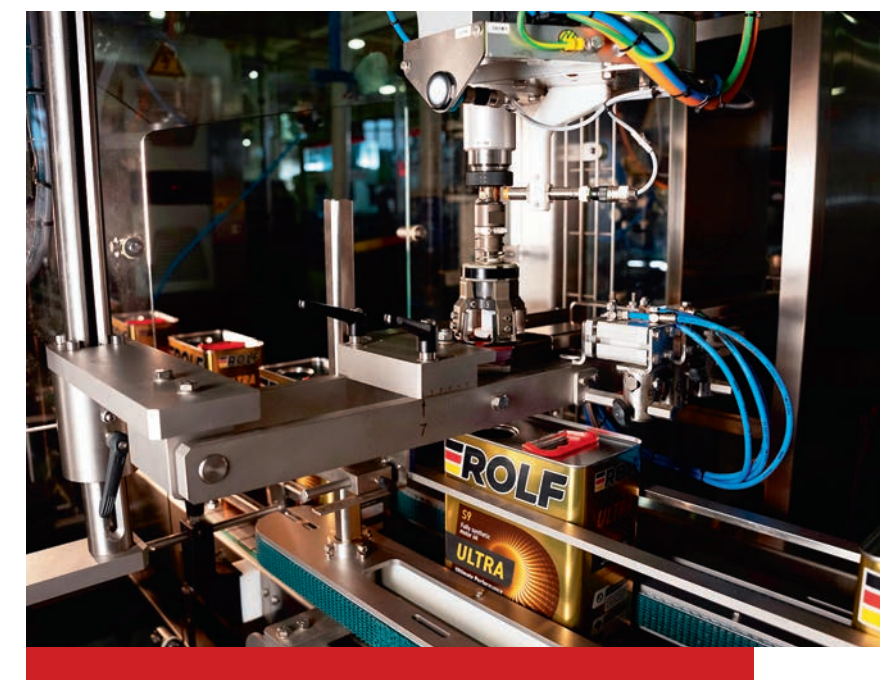
— Кроме допусков, разработанных автопроизводителями, в мире существуют организации, которые определяют стандарты для международных рынков масел. Это Американский институт нефти (API), Европейская ассоциация производителей автомобилей (ACEA), Японская организация автомобильных стандартов (JASO) и Общество автомобильных инженеров (SAE). Они ведут контроль за разработкой и качеством смазочных материалов, разрабатывают требования для производителей масел и смазочных материалов. Компании, выпускающие автомасла, указывают на канистрах соответствие одному или нескольким из перечисленных стандартов и допуски от конкретных автогигантов. Сегодня для российских компаний по понятным причинам получение таких допусков практически невозможно, поэтому их значимость в массовых коммуникациях девальвируется. Вы согласны с данным тезисом?

— Категорически нет. Одобрение моторных масел и другой продукции такими ассоциациями, равно как и непосредственно производителем автомобиля, является наиболее весомым аргументом в пользу качества того или иного смазочного материала. Именно поэтому сегодня многие компании на российском рынке продолжают наносить на этикетки те же самые одобрения, но в более осторожной формулировке — «соответствия». То есть как бы говоря, что масла отвечают всем современным стандартам качества, но в силу понятных причин не имеют официального тому подтверждения.

Понимая значимость и важность официальных одобрений, «Рольф Лубрикантс Восток», благодаря зарубежным партнерам, сохранила официальные каналы взаимодействия и продолжает получать новые и поддерживать актуальность имеющихся одобрений.

— Помимо перечисленных стандартов «Рольф Лубрикантс Восток» недавно получила подтверждение о соответствии своей продукции еще и Европейской системе управления качеством моторных смазочных материалов (EELQMS). Что это за организация и что данное одобрение дает потребителям?

— Европейская система управления качеством моторных смазочных



материалов (EELQMS) была совместно разработана ACEA (Европейской ассоциацией производителей автомобилей), АТС (Техническим комитетом производителей присадок в Европе) и ATIEL (Технической ассоциацией европейской индустрии смазочных материалов). Система предназначена для содействия в разработке улучшенных смазочных материалов для двигателей, отвечающих растущим техническим требованиям автомобильной промышленности, а также для оказания помощи производителям смазочных материалов в обеспечении качества их смазочных материалов и эксплуатационных характеристик, предъявляемых к ним на рынке.

Система включает в себя различные европейские, североамериканские и международные стандарты качества, методы и процедуры испытаний, а также отраслевые нормы, методики и требования ACEA European Oil Sequences. Соответствие стандартам EELQMS — дополнительная гарантия высочайшего качества продукции, которую выпускает наша компания.

— С отраслевыми ассоциациями понятно. А допуски каких автопроизводителей вам удалось получить за последнее время?

— В январе для двух автомасел из специальной линейки для CTO Rolf Professional получены одобрения компании BMW. Масло с вязкостью 5W-40 подтвердило соответствие стандарту BMW LL-01. Такой

продукт применяется в бензиновых моторах баварской марки (а также некоторых дизельных, не оснащенных сажевыми фильтрами), его особенность — продленные интервалы замены, стабильность вязкостных характеристик и эффективные моющие-диспергирующие свойства на всем заявленном ресурсе.

Также масло Rolf Professional MS 5W-30, которое используется в современных дизельных двигателях с сажевыми фильтрами (DPF), а также в ряде бензиновых моделей, получило допуск BMW LL-04. В его рецептуре снижено содержание сульфатной золы, фосфора и серы (SAPS), что особенно важно для поддержания в рабочем состоянии сажевых фильтров (DPF) в дизельных двигателях. Допуск LL-04 гарантирует продленные интервалы замены, учитывая особенности современного оборудования для очистки выхлопа.

— А что из одобренных автопроизводителями масел можно купить в рознице?

— В нашей флагманской линейке Rolf Ultra не так давно получено одобрение от Mercedes-Benz для масел, предназначенных для дизельных двигателей Mercedes CDI и BlueTec. Полностью синтетические смазочные материалы созданы на основе уникальной комбинации базовых масел GTL и PAO, синтезируемых из газа и многофункционального пакета присадок Infineum.



Такая формуляция обеспечивает исключительные низкотемпературные свойства (температура застывания -61 градус), увеличенный интервал замены, а также низкий расход на угар.

Масло с вязкостью 5W-30 получило официальный допуск MB 229.51, что гарантирует продленную службу системы очистки выбросов DPF-фильтров (фильтр твердых частиц дизельного топлива), а также соответствие высокотемпературной и высоко-сдвиговой вязкости HTHS 3,5 мПа·с и TBN (общее базовое число) 6,0.

Официальное одобрение MB 229.52 для масла Rolf Ultra SAE 0W-30 означает экономичный расход топлива, легкий старт двигателя при экстремально низких температурах с первой секунды. Пониженное содержание сульфатной золы, фосфора, серы защищает системы очистки выхлопных газов (DPF, GPF, CAT). Высокий индекс вязкости обеспечивает оптимальную работу моторного масла в различных температурных режимах.

– Как и кем контролируется качество масел для коммерческого транспорта и спецтехники? Все теми же отраслевыми ассоциациями?

– Все верно, требования к маслам для грузовиков, экскаваторов и другой техники формируют отраслевые институты и сами производители техники. Например, автомасла серии Rolf Krafton прошли

тестирование в независимой немецкой лаборатории APL в Ландау. Эксперты подтвердили, что синтетическое автомасло из линейки Rolf Krafton S7 M соответствует необходимым требованиям и получило официальное одобрение от компании Rolls-Royce для двигателей MTU 3.0. Чаще всего такие моторы используются в автомобилях MAN, Mercedes-Benz, Scania и Volvo. Масло действительно отличное, оно разработано на основе передового многофункционального пакета присадок, который обеспечивает превосходную защиту от износа, предотвращает накопление отложений на поршнях и других термонагруженных частях, защищая двигатель на протяжении максимальных интервалов замены, регламентированных автопроизводителями.

– У производителей трансмиссий наверняка не менее жесткие требования к автомаслам. Как сегодня обстоят дела с официальными допусками на такую продукцию?

– В январе 2025 года мы получили официальное одобрение крупнейшего европейского производителя трансмиссий – концерна ZF Aftermarket – на несколько видов смазочных материалов. В их числе трансмиссионные масла Rolf ATF IID и Rolf ATF IIIG. Они предназначены для коробок перемены передач автобусов, грузовиков, дорожно-строительной и коммунальной

техники. Чаще всего их заливают в трансмиссии КамАЗа, МАЗа, НефАЗа, ЛиАЗа, DAF, IVECO, Scania, MAN, Mercedes-Benz.

Одобрение ZF гарантирует, что продукция сохраняет полную стабильность свойств на весь период эксплуатации, улучшает работу фрикционов автоматических трансмиссий и обеспечивает плавное переключение передач, отличается высокой теплоемкостью и стабильной вязкостью при большом перепаде температур.

Масла Rolf применяются в трансмиссиях, где рекомендуется использовать жидкости спецификации GM ATF DEXRON IID в автоматических КПП компаний ZF, Voith и других производителей. Допускается применение в гидроусилителях рулевого управления там, где рекомендуется применение жидкостей спецификации GM ATF Dexron IID.

– Ассортимент масел для автомобилей выглядит гораздо более широким, чем для мототехники. Наверное, уход иностранных брендов сильно серьезно отразился на этой нише?

– Менее месяца назад было завершено тестирование автомасла Rolf Motorrad Active Pro 15W-50 в японской исследовательской лаборатории K.K. SVC Токуо. Экспертное заключение подтвердило полное соответствие нашей продукции стандарту JASO, теперь нам осталось только дооформить документацию на этот допуск.

В ходе испытаний масло для мототехники Rolf продемонстрировало высочайшую устойчивость к окислению в любых режимах эксплуатации, низкий показатель расхода на угар, превосходную прокачиваемость масла при низких температурах.

Максимально широкий ассортимент масел для самой требовательной техники и мощный портфель официальных одобрений производителей и отраслевых ассоциаций делают масла Rolf максимально привлекательными для миллионов частных потребителей и предприятий, гарантируя надежную работу техники в течение всего срока эксплуатации. ●

KEYWORDS: *lubricants, motor oils, car manufacturers, European quality management system for motor lubricants, international quality standards.*



Сканируй
и переходи
на наш сайт

ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА РАССКАЗЫВАЕМ
О ТЕХНОЛОГИЯХ, КОТОРЫЕ
ДВИГАЮТ ОТРАСЛЬ ВПЕРЕД

ЭКОСИСТЕМА **Neftegaz.RU**

- Информационный портал
- Печатный журнал
- Маркетплейс
- TG: @neftegazchannel
- VK: neftegaz_ru

Neftegaz.RU

ВЛИЯНИЕ АСЕЙСМИЧНОГО СКОЛЬЖЕНИЯ И ПРЕРЫВИСТОГО ПОДОДВИГАНИЯ на формирование месторождений углеводородов в тылу зоны субдукции Макран

ЦЕЛЬ ДАННОЙ СТАТЬИ – ВЫЯВИТЬ НАЛИЧИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СВЯЗИ В РАСПОЛОЖЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ СУБДУКЦИОННОЙ ЗОНЫ МАКРАН. СУБДУКЦИЯ В ЭТОЙ ЗОНЕ УНИКАЛЬНА ТЕМ, ЧТО ПОДДВИГАНИЕ АРАВИЙСКОЙ ПЛИТЫ В ИРАНСКОЙ И ПАКИСТАНСКОЙ ЧАСТЯХ ЗОНЫ СУБДУКЦИИ ПРОИСХОДИТ С РАЗНЫМИ СКОРОСТЯМИ И В РАЗЛИЧНОМ РЕЖИМЕ. КРОМЕ ТОГО, СРЕДНИЕ УГЛЫ СУБДУКЦИИ ТАКЖЕ РАЗЛИЧНЫ, И СУБДУЦИРУЮЩАЯ ПЛИТА ПОГРУЖАЕТСЯ БОЛЕЕ КРУТО В ИРАНСКОЙ ЧАСТИ ЭТОЙ ЗОНЫ. ОДНАКО АНОМАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПОТОК БОЛЬШЕ ИМЕННО В ИРАНСКОЙ ЧАСТИ ТЫЛОВОЙ ЧАСТИ ЗОНЫ СУБДУКЦИИ, ГДЕ СКОРОСТЬ СУБДУКЦИИ МЕНЬШЕ, А УГОЛ БОЛЬШЕ, ЧЕМ В ПАКИСТАНСКОЙ ЧАСТИ. РАЗЛИЧИЕ АНОМАЛИЙ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ОБЪЯСНЯЕТСЯ БОЛЬШИМ СРЕДНИМ СОДЕРЖАНИЕМ КРИСТАЛЛИЗАЦИОННОЙ ВОДЫ В МАНТИЙНОМ КЛИНЕ В ПАКИСТАНСКОЙ ЧАСТИ ЗОНЫ СУБДУКЦИИ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО НАБЛЮДАЕМОЕ РАЗЛИЧИЕ АНОМАЛИЙ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА В ТЫЛУ ИРАНСКОЙ И ПАКИСТАНСКОЙ ЧАСТЕЙ СУБДУКЦИОННОЙ ЗОНЫ МАКРАН МОЖЕТ БЫТЬ СВЯЗАНО С РАЗЛИЧИЕМ СОДЕРЖАНИЯ КРИСТАЛЛИЗАЦИОННОЙ ВОДЫ, ДОСТИГАЮЩИМ ~1 ВЕСОВОГО %, СВЯЗАННЫМ С ЭТИМ ПОНИЖЕНИЕМ ЭНЕРГИИ АКТИВАЦИИ НА ~40 КДЖ/МОЛЬ, ПОНИЖЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОЙ ВЯЗКОСТИ И СНИЖЕНИЕМ ДИССИПАТИВНОГО ТЕПЛОТЫДЕЛЕНИЯ В ПАКИСТАНСКОЙ ЧАСТИ МАНТИЙНОГО КЛИНА. ЕСЛИ КОНЦЕНТРАЦИЯ ВОДЫ В ПАКИСТАНСКОЙ ЧАСТИ ЗОНЫ СУБДУКЦИИ ПОВЫШЕНА НА 0,5 ВЕСОВОГО % ПО СРАВНЕНИЮ С ИРАНСКОЙ ЧАСТЬЮ, ТО ДЛЯ ОБЪЯСНЕНИЯ РАЗЛИЧИЯ АНОМАЛИЙ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ТРЕБУЕТСЯ ПОНИЖЕНИЕ ЭНЕРГИИ АКТИВАЦИИ НА ~45 КДЖ/МОЛЬ

THE PURPOSE OF THIS WORK IS TO IDENTIFY THE PRESENCE OF A POSITIONAL CONNECTION IN THE LOCATION OF OIL AND GAS BEARING AREAS IN THE MAKHRAN SUBDUCTION ZONE. SUBDUCTION IN THIS ZONE IS UNIQUE IN THAT THE UNDERTHRUSTING OF THE ARABIAN PLATE IN THE IRANIAN AND PAKISTANI PARTS OF THE SUBDUCTION ZONE OCCURS AT DIFFERENT SPEEDS AND IN DIFFERENT MODES. IN ADDITION, THE AVERAGE SUBDUCTION ANGLES ARE ALSO DIFFERENT, AND THE SUBDUCTING PLATE PLUNGES MORE STEEPLY IN THE IRANIAN PART OF THIS ZONE. HOWEVER, THE ANOMALOUS HEAT FLOW IS GREATER IN THE IRANIAN PART OF THE REAR PART OF THE SUBDUCTION ZONE, WHERE THE SUBDUCTION SPEED IS LOWER AND THE ANGLE IS GREATER THAN IN THE PAKISTANI PART. THE DIFFERENCE IN HEAT FLOW ANOMALIES IS EXPLAINED BY THE HIGHER AVERAGE CONTENT OF CRYSTALLIZATION WATER IN THE MANTLE WEDGE IN THE PAKISTANI PART OF THE SUBDUCTION ZONE. THE AUTHORS OF THE ARTICLE SHOW THAT THE OBSERVED DIFFERENCE IN HEAT FLOW ANOMALIES IN THE REAR OF THE IRANIAN AND PAKISTANI PARTS OF THE MAKHRAN SUBDUCTION ZONE CAN BE ASSOCIATED WITH A DIFFERENCE IN THE CONTENT OF CRYSTALLIZATION WATER, REACHING ~1 WT %, ASSOCIATED WITH A DECREASE IN THE ACTIVATION ENERGY BY ~40 KJ/MOL, A DECREASE IN THE EFFECTIVE VISCOSITY AND A DECREASE IN DISSIPATIVE HEAT RELEASE IN THE PAKISTANI PART OF THE MANTLE WEDGE. IF THE WATER CONCENTRATION IN THE PAKISTANI PART OF THE SUBDUCTION ZONE IS INCREASED BY 0.5 WT % COMPARED TO THE IRANIAN PART, THEN A DECREASE IN THE ACTIVATION ENERGY BY ~45 KJ/MOL IS REQUIRED TO EXPLAIN THE DIFFERENCE IN HEAT FLOW ANOMALIES

Ключевые слова: прогноз нефтегазоносности, термическая конвекция, угол и скорость субдукции, реологические параметры, фазовые переходы, аномалии теплового потока.

Гаврилов Сергей Владиленович

главный научный сотрудник лаборатории 102
ФГБУН «Институт физики Земли
им. О.Ю. Шмидта» РАН

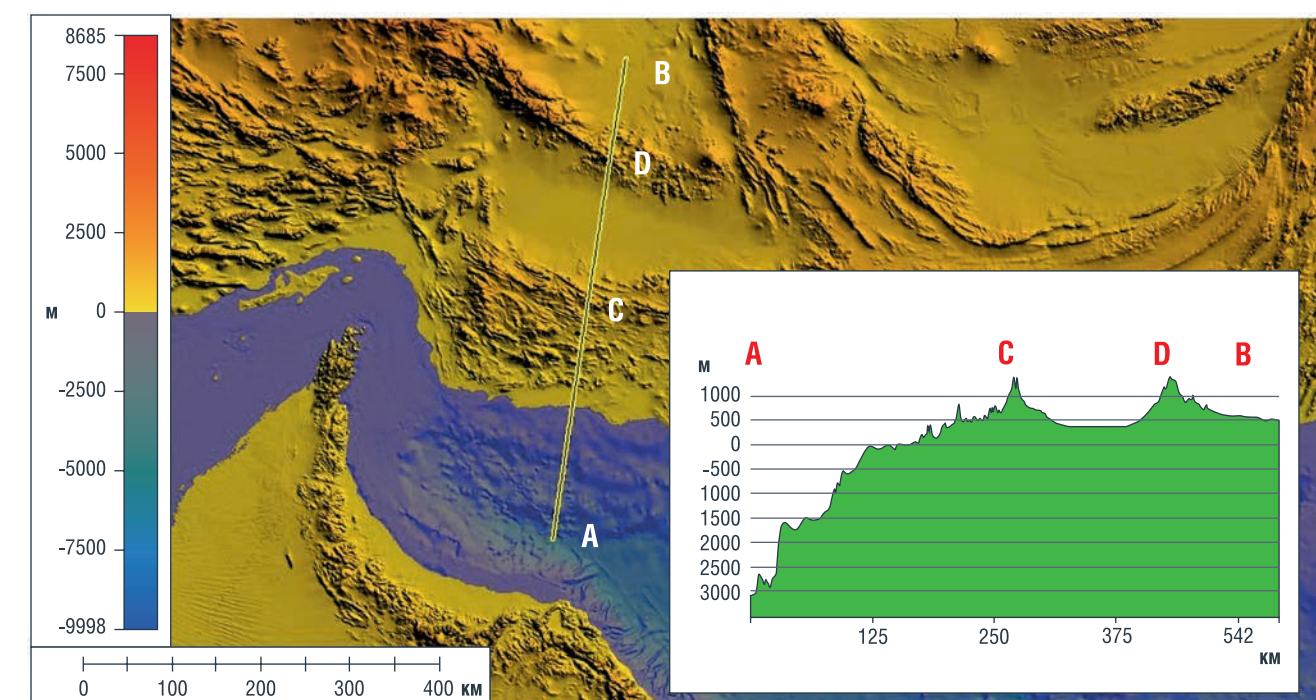
Харитонов Андрей Леонидович

ведущий научный сотрудник лаборатории
Главного магнитного поля Земли
ФГБУН «Институт земного магнетизма,
ионосферы и распространения радиоволн
им. Н.В. Пушкова» РАН

Для устойчивого экономического развития и в связи с возросшими потребностями на потребление электроэнергии некоторые страны Азии (Пакистан, Ирак, Иран) хотят найти на своей территории новые месторождения нефти и газа. В связи с этим различные российские специалисты и некоторые геолого-разведочные компании стараются помочь этим странам Азии в поисках месторождений углеводородов. Многие из стран Азии расположены в зонах, где часто происходят землетрясения. При этом создаваемые землетрясениями пластовые давления, как известно, влияют на дебит добычи нефти. Рассмотрим такую нефте-

УДК 550.311

РИСУНОК 1. Обзорная карта района исследований в субдукционной зоне Макран и разрез верхней части земной коры по профилю А – В (врезка в нижней части рисунка) [1]. Территория А – С показывает последовательность террас вдоль побережья тектонической зоны Макран (Евразийская субконтинентальная литосферная плита)



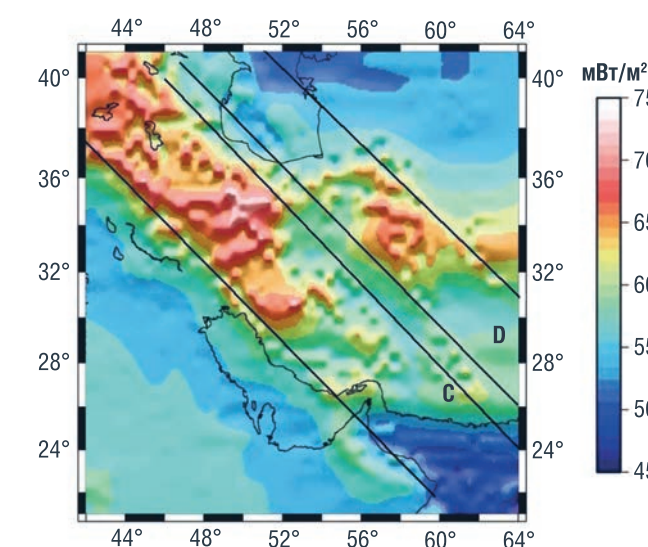
и газоперспективную зону Макран, расположенную на побережье Персидского залива. Общий вид обзорной карты с изображением рельефа поверхности в районе исследований показан на рис. 1.

Зона субдукции Макран практически широтного простирается расположена у южного побережья Ирана и Пакистана и уникальна в том, что скорости субдукции океанической части Аравийской литосферной плиты различны по обеим сторонам левостороннего разлома Зонне со смещением по простираанию, расположенного вдоль меридиана на 59,5°E, и разделяющего зону субдукции Макран на две части. На Иранской (западной) части поддвижение происходит со скоростью 20,4 мм · год⁻¹, а на Пакистанской (восточной – со скоростью 32,6 мм · год⁻¹, причем на Иранской части желоба субдукция идет в режиме асейсмичного скольжения, а на Пакистанской части – в ходе последовательности сильных землетрясений, последнее из которых (с магнитудой $M_w = 8,1$) произошло 27 ноября 1945 года. Предыдущие сильные землетрясения случились на Пакистанской части желоба Макран в 1851 году (западнее зоны землетрясения 1945 года) и в 1765 году (восточнее этой зоны), так что в настоящее время на Пакистанской части желоба Макран, по-видимому, подготовлено очередное сильное землетрясение. Согласно [1], распределение фокусов землетрясений по глубине севернее 27°N свидетельствует, что средний угол субдукции составляет ~26°, а из рис. 3 этой статьи видно, что севернее приблизительно 29°N угол субдукции ~24°. Прежние данные об отраженных сейсмических сигналах интерпретировались как свидетельства в пользу крайне пологой субдукции, происходящей под углом ~2–3° до глубин в несколько десятков километров [1], однако этот вывод можно отнести только к неглубокой части субдуцирующего блока.

В работе [2] на рис. 5 и в тексте представлены сведения о расположенной при ~33°N параллельной зоне субдукции Макран 2D-зоне аномального повышенного теплового потока с дневной поверхности (рис. 2).

Максимум теплового потока ~67 мВт · м⁻² расположен в тылу западной (Иранской) части желоба Макран, а позади восточной (Пакистанской) части желоба аномалия теплового потока менее ~63 мВт · м⁻². Поперечный размер зоны аномального теплового потока составляет ~200 км, и происхождение этой зоны, по-видимому, связано с 2D конвективным

РИСУНОК 2. Карта двух основных линейных зон (С и D) аномалий теплового потока, связанных с поддвигом океанической части Аравийской литосферной плиты под Евразийскую субконтинентальную литосферную плиту [2]



потоком в мантийном клине, восходящим к подошве настилающей Евразийской литосферы и локализирующим вынос диссипативного тепла. В работе [3] показывается, что 2D-конвекция в мантийном клине, рассчитанная с учетом диссипативного тепловыделения, неньютоновской реологии мантии и влияния фазовых переходов на глубинах 410 и 660 км, действительно обеспечивает вынос разогретого мантийного материала конвективным потоком шириной ~200 км на расстоянии ~500 км к северу от желоба Макран, где и наблюдается зона аномального теплового потока. Конвективный поток из мантии может выносить к поверхности Земли мантийные углеводороды и щелочные металлосодержащие внедрения (железосодержащие руды). В работе [2] отмечается, что поверхностный тепловой поток является важным указателем наличия в недрах Земли углеводородных резервуаров и перспективных источников минеральных ресурсов. Меньший тепловой поток, вероятно, объясняется прерывистым режимом субдукции в восточной (Пакистанской) части желоба Макран и, как следствие, более высоким содержанием кристаллизационной воды в мантийном клине. Согласно [4], содержание воды в мантийном клине, выжимаемой из погружающегося литосферного блока, достаточно велико и может достигать нескольких весовых процентов. Вследствие этого в мантийных клинах доминирует дислокационная неньютоновская ползучесть, при которой коэффициент эффективной вязкости обратно пропорционален степенной функции концентрации воды C_w и уменьшается с увеличением C_w . В [4] на с. 167 указывается, что наличие воды в мантийном клине провоцирует сейсмичность через механизм неустойчивости, но имеется и обратная связь сейсмичности и содержания воды через механизм «встряхивания» субдуцирующего блока и более активного выжимания воды. В силу этого вязкость в мантийном клине над литосферным блоком, субдуцирующим в прерывистом режиме в ходе последовательности землетрясений понижается, кроме того, с ростом содержания воды (т.е. увеличением влажности материала мантийного клина) снижается энергия активации, что еще более уменьшает вязкость и, следовательно, уменьшается диссипативное тепловыделение в мантии. Совместное действие этих причин понижает аномальный тепловой поток с дневной поверхности. Описанный механизм понижения теплового потока в тылу зоны субдукции, в которой происходят землетрясения, альтернативен описанному в [5], где на основе моделирования напряженного состояния в зоне трения субдуцирующего блока с настилающей литосферой показывается, что фрикционное тепловыделение в зоне трения меньше в случае прерывистого режима субдукции и в силу этого тепловой поток диссипативного происхождения уменьшается.

Геотермическое моделирование процессов в зоне субдукции

Опишем вначале построение термомеханической модели мантийного клина в иранской части зоны субдукции Макран, в которой имеет место асейсмичное скольжение. Предполагая, что в западной (Иранской) части зоны Макран происходит асейсмичная субдукция, примем модель мантийного клина в этой зоне, рассчитываемую при условии равномерного

поддвигания Аравийской плиты, т.е. будем считать, что субдукция происходит не в процессе прерывистого движения в ходе последовательности сильных землетрясений, а квазиравномерно. Такое предположение, основывающееся на данных работы [1], может быть существенным для обоснования используемых в модели граничных условий прилипания вязкого вещества мантийного клина, как к подошве настилающей литосферы, так и к поверхности субдуцирующей Аравийской плиты. При прерывистом (скачкообразном) режиме субдукции материал неньютоновской вязкой жидкости, моделирующей мантийный клин, может проскальзывать вдоль границ с литосферными плитами из-за повышения скорости деформации в мантийном клине вблизи этих границ, и граничное условие прилипания может нарушаться. В качестве модели термомеханического состояния мантийного клина между подошвой Евразийской литосферной плиты, на которой находится тыловая зона западной (Иранской) части зоны субдукции Макран и поверхностью океанической части Аравийской литосферной плиты, поддвигающейся под побережье Ирака и Ирана под углом β со скоростью V , примем модель, получаемую при бесконечном числе Прандтля ($Pr \rightarrow \infty$) в приближении Буссинеска из системы двумерных безразмерных уравнений гидродинамики для функции тока ψ и температуры T [6]:

$$(\partial^2_{zz} - \partial^2_{xx}) \cdot \eta \cdot (\partial^2_{zz} - \partial^2_{xx}) \cdot \psi + 4 \cdot \partial^2_{xz} \eta \cdot \partial^2_{xz} \psi = Ra \cdot T_x - Ra^{(410)} \cdot \Gamma_x^{(410)} - Ra^{(660)} \cdot \Gamma_x^{(660)}, \quad (1)$$

$$\partial_t T = \Delta T - (\psi_z \cdot T_x) + (\psi_x \cdot T_z) + Di/Ra \times \tau^2_{ik}/(2 \cdot \eta) + Q, \quad (2)$$

здесь η – безразмерный коэффициент динамической вязкости, символ ∂ и индексы означают частные производные по координатам x (горизонтальной), z (вертикальной) и времени t , Δ – оператор Лапласа, $\Gamma_x^{(410)}$ и $\Gamma_x^{(660)}$ – объемные доли тяжелой фазы на фазовых переходах на глубинах 410 и 660 км, компоненты скорости V_x и V_z связаны с функцией тока как:

$$V_x = \psi_z, \quad V_z = -\psi_x, \quad (3)$$

а безразмерные числа Рэлея Ra , фазовые $Ra^{(410)}$, $Ra^{(660)}$ и диссипативное Di есть:

$$Ra = [(\alpha \cdot \rho \cdot g \cdot d^3 \cdot T_1)/(\eta c \cdot \chi)] = 5,55 \times 10^8, \\ Ra^{(410)} = [(\delta \rho^{(410)} \cdot g \cdot d^3)/(\eta c \cdot \chi)] = 6,60 \times 10^8, \\ Ra^{(660)} = [(\delta \rho^{(660)} \cdot g \cdot d^3)/(\eta c \cdot \chi)] = 8,50 \times 10^8, \\ Di = [(\alpha \cdot g \cdot d)/c_p] = 0,165, \quad (4)$$

где $\alpha = 3 \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$ – коэффициент теплового расширения, $\rho = 3,3 \cdot 10^3 \text{ (кг} \cdot \text{м}^{-3})$ – плотность мантии, g – ускорение силы тяжести, $c_p = 1,2 \cdot 10^3 \text{ Дж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ – удельная теплоемкость при постоянном давлении, $T_1 = 1950 \text{ °K}$ – температура у основания переходной зоны мантии (ПЗМ) на глубине 700 км, считающейся нижней границей модельной области, $Q = 6,25 \cdot 10^{-4} \text{ мВт} \cdot \text{м}^{-3}$ – объемная мощность тепловыделения в оре, τ_{ik} – тензор вязких напряжений, $d = 700 \text{ км}$ – вертикальный размер модельной области, $\eta c = 1018 \text{ Па} \cdot \text{с}$ – масштабный множитель вязкости, $\chi = 1 \text{ мм}^2 \cdot \text{с}^{-1}$ – коэффициент температуропроводности, $\delta \rho^{(410)} = 0,07\rho$ и $\delta \rho^{(660)} = 0,09\rho$ – скачки плотности на фазовых переходах на глубинах 410 и 660 км. В уравнениях (1), (2) масштабными множителями для времени t , напряжений τ_{ik} и функции тока ψ служат соответственно величины

$(d^2 \cdot \chi^{-1})$, $(d^{-2} \cdot \eta c \cdot \chi)$ и χ . Ранее в [7] строилась модель термомеханического состояния мантийного клина под Западно-Сибирской плитой в предположении линейной реологии для диффузионного механизма ползучести, доминирующего в мантии на глубинах более ~200 км [8], зависимость коэффициента вязкости η от температуры T и литостатического давления p принималась в виде [4]:

$$\eta = (\mu/2 \cdot A) \cdot (C_w^r \cdot \tau^{n-1}) \cdot (h/b^*)^m \cdot \{\exp[(E^* + p \cdot V^*)/(R \cdot T)]\}, \quad (5)$$

где для «влажного» оливина $A = 5,3 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$, $m = 2,5$, размер зерна $h = 10^{-1} - 10^1 \text{ мм}$, вектор Бюргерса $b^* = 5 \cdot 10^{-7} \text{ мм}$ [9], энергия активации $E^* = 240 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$, объем активации $V^* = 5 \times 10^3 \text{ мм}^3 \cdot \text{моль}^{-1}$, $\mu = 300 \text{ ГПа}$ – нормирующее значение модуля сдвига, R – универсальная газовая постоянная. При этих значениях констант, выбранном масштабном множителе $\bar{\eta} = 1018 \text{ Па} \cdot \text{с}$ и размере зерна $h = 1,6 \text{ мм}$ безразмерный коэффициент вязкости, который также обозначается через η , равен:

$$\eta = (5,00 \times 10^{-7}) \cdot \exp\{[14,80 + 6,72 \times (1 - z)]/T\}, \quad (6)$$

где T – безразмерная температура, а безразмерная координата z , нормированная на d , отсчитывается вверх от основания ПЗМ (ось x направлена по нижней границе ПЗМ против субдукции). Чтобы проверить, насколько для получаемых оценок скорости субдукции океанической части Аравийской литосферной плиты существенно предположение о линейной реологии мантии, в настоящей работе проведен расчет для неньютоновской реологии, для которой формулы вязкости (5), (6) переписываются в виде:

$$\eta = (1/2 \cdot A \cdot C_w^r \cdot \tau^{n-1}) \cdot (h/b^*)^m \cdot \{\exp[(E^* + p \cdot V^*)/(R \cdot T)]\}, \quad (7)$$

где, согласно [10], для горных пород с преобладающим содержанием оливина с повышенным содержанием в нем весовой доли воды (%), условно называемых породами «влажного» оливина, соответствуют следующие физические параметры: $n = 3$, $r = 1,2$, $m = 0$, $\tau = (\tau_{ik}^2)^{1/2}$, $E^* = 480 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$, $V^* = 11 \cdot 10^3 \text{ мм}^3 \cdot \text{моль}^{-1}$, $A = 10^2 \text{ с}^{-1} \cdot (\text{МПа})^{-n}$, $C_w \geq 10^{-3}$. Следует отметить, что значения констант в (7) у разных авторов, на которых приводятся ссылки в [10], весьма разнятся, и выше приведены усредненные значения. При $C_w = 10^{-3}$ с учетом

$$\tau_{ik}^2 = (4 \cdot \eta^2) \cdot [(\psi_{zz} - \psi_{xx})^2/2 + 2 \cdot \psi_{xz}^2] \quad (8)$$

безразмерная вязкость есть

$$\eta = \{1,27/[(\psi_{zz} - \psi_{xx})^2/2 + 2 \cdot \psi_{xz}^2]^{1/3}\} \cdot \exp\{[10,0 + 5,3 \cdot (1 - z)]/T\}. \quad (9)$$

Отношение сторон модельной области примем равным 1:2,25, так что при субдукции по диагонали модельной области угол субдукции составит $\beta \approx 24^\circ$, а расчетная скорость $V = 10 \text{ мм/год}$ в единицах $\chi \times d^{-1}$ равна $V = 0,416 \cdot 10^3$, т.е. в субдуцирующей Аравийской литосферной плите ее компоненты $V_x = -0,380 \cdot 10^3$ и $V_z = -0,170 \cdot 10^3$.

Следуя [11], примем фазовые функции $\Gamma^{(l)}$ в виде (напомним, что ось z здесь направлена вверх, поэтому знаки изменены):

$$\Gamma^{(l)} = (1/2) \cdot \{1 - th[z - z^{(l)}(T)]/w^{(l)}\}; \\ z^{(l)}(T) = z_0^{(l)} - \{[\gamma^{(l)} \cdot (T - T_0^{(l)})]/(\rho \cdot g)\}, \quad (10)$$

где $z^{(l)}(T)$ – глубина l -го фазового перехода, $z_0^{(l)}$ и $T_0^{(l)}$ – усредненные глубина и температура фазового перехода, $\gamma^{(410)} = 3 \text{ Мпа} \cdot \text{K}^{-1}$ и $\gamma^{(660)} = -3 \text{ Мпа} \cdot \text{K}^{-1}$ – наклоны кривых фазового равновесия, $w^{(l)}$ – характерная ширина l -го фазового перехода, $T_0^{(410)} = 1800^\circ \text{K}$ и $T_0^{(660)} = 1950^\circ \text{K}$ – средние температуры фазовых переходов. Теплоты фазовых переходов, как и в [11], в формуле (2) не учитываются ввиду несущественности в случае развитой конвекции. Из формулы (10) получаем:

$$\Gamma_x^{(l)} = -(\gamma^{(l)}/2 \cdot \rho \cdot g \cdot w^{(l)}) \cdot T_x \cdot ch^{-2}\{[(z - z_0^{(l)} + \gamma^{(l)} \cdot (T - T_0^{(l)}))/(\rho \cdot g)]/w^{(l)}\}, \quad (11)$$

откуда видно, что фазовый переход с $\gamma^{(l)} > 0$ (при $l = 410$) усиливает конвекцию, а фазовый переход с $\gamma^{(l)} < 0$ (при $l = 660$) – ослабляет. В безразмерном виде $z_0^{(410)} = 0,38$, $z_0^{(660)} = 0,99$, $w^{(l)} = 0,05$, $\gamma^{(410)} = 2,55 \cdot 10^9$, $\gamma^{(660)} = -2,55 \cdot 10^9$, $T_0^{(410)} = 0,92$, $T_0^{(660)} = 1$, и тогда на этом основании формулу (11) можно переписать как:

$$\Gamma_x^{(l)} = -[(\delta \rho^{(l)} \cdot \gamma^{(l)})/(2 \cdot \rho \cdot Ra^{(l)} \cdot w^{(l)})] \times T_x \cdot ch^{-2}\{[z - z_0^{(l)} + \gamma^{(l)} \cdot (\delta \rho^{(l)}/\rho \cdot Ra^{(l)}) \cdot (T - T_0^{(l)})]/w^{(l)}\} \quad (12)$$

В качестве граничных условий приняты изотермичность горизонтальных и вертикальных границ, условия прилипания и непроницаемости границ (кроме «окон» внедрения и выхода субдуцирующей плиты, в которых задана скорость субдукции, и проницаемости удаленной от зоны субдукции границы под прямым углом, близким к углу выхода вынужденного мантийного потока при пологой субдукции). Величина Q в формуле (2) отлична от нуля в континентальной и океанической коре мощностью 40 км и 7 км соответственно. Начальная температура вертикальных границ принята по модели охлаждения полупространства в течение 1 млрд лет для Евразийской литосферной плиты и 100 млн лет для Аравийской плиты.

Сравнительные характеристики мантийного клина в пакистанской и иранской частях зоны субдукции Макран

Для первоначальной оценки того, насколько характеристики термомеханического состояния мантийного клина в Пакистанской части желоба Макран отличаются от характеристик, относящихся к Иранской части желоба, примем параметры среды равными их средним значениям, т.е. усредненным по горизонтальному и вертикальному размерам области максимального диссипативного тепловыделения. В этом случае можно считать, что коэффициент вязкости η , температура T , вязкое напряжение $\tau = \eta V \cdot d^{-1}$ (V – скорость субдукции, d – вертикальный размер рассматриваемой области мантийного клина) являются константами. При этом зависимость коэффициента вязкости от температуры, концентрации воды и других параметров среды учитывается усреднено, т.е. множители, входящие в реологический закон вязкости, считаются равными

их средним значениям. По сравнению с Иранской частью мантийного клина, в Пакистанской его части концентрация воды повышается вследствие связи сейсмичности с наличием воды, а величины T , $\tau^2 \cdot \eta^{-1}$ должны быть уменьшены на $\sim 8\%$, т.е. настолько, насколько тепловой поток, наблюдаемый в тылу Пакистанской части желоба, меньше наблюдаемого в тылу Иранской части желоба. Как видно из дальнейшей оценки, увеличение концентрации воды C_w влияет на тепловой поток преимущественно через уменьшение энергии активации среды, а не напрямую, поэтому в качестве первоначальной оценки содержания воды в Пакистанской части мантийного клина примем величину $C_w = 2$ весовых %, т.е. на 1 % больше, чем в Иранской части. С учетом формулы (7) для дислокационной вязкости в Пакистанской части зоны субдукции рассмотрим величину

$$\eta^3 V^2 \cdot d^{-2} = (1/(2A(C_w))) \exp((H^* - \delta E^*)/R(T - \delta T)), \quad (13)$$

где H^* – энтальпия активации, а δE^* и δT – положительные величины возмущений энергии активации и средней температуры по сравнению с Иранской частью зоны субдукции.

Так как $\eta \cdot V^2 \cdot d^{-2}$ (диссипативное тепловыделение) должно быть уменьшено на 8 %, то с учетом того, что $V^2 \cdot d^{-2}$ в Пакистанской части желоба выше в 2,25 раза, чем в Иранской (скорость субдукции в Пакистанской части выше в 1,5 раза), средний коэффициент вязкости оказывается меньше в 2,43 раза, а левая часть формулы (13) в 6,4 раза меньше в Пакистанской части зоны субдукции. Поэтому величина $\exp((H^* - \delta E^*)/R(T - \delta T))$ в Пакистанской части зоны субдукции меньше, чем в Иранской части $\exp(H^*/RT)$ в 14,67 раза. Принимая $\delta T = 0,08T$, т.е. что средний «температурный фон» на 8% меньше в Пакистанской части зоны субдукции, находим, что при $T = 1700$ К оказывается $\delta E^* = 38$ кДж·моль⁻¹. Аналогичная оценка, сделанная для содержания воды $C_w = 1,5$ весовых %, т.е. при повышении C_w в Пакистанской части мантийного клина на 0,5 весовых % по сравнению с Иранской дает $\delta E^* = 43,6$ кДж·моль⁻¹.

Этот пример показывает, что понижение диссипативного теплового потока из мантийного клина может определяться не самым увеличением содержания воды, а связанным с ним понижением энергии активации. Хотя точных формул, описывающих уменьшение энергии активации при увеличении C_w , не существует (о чем указывается в [4] на с. 274, где говорится, что энергия активации E^* принимает лишь два значения: одно – для сухих пород и другое, меньшее, – для влажных), представляется вполне разумным найденное уменьшение энергии активации на $\sim 8-9\%$ при увеличении концентрации воды на 0,5–1 весовых %, уменьшении теплового потока на 8% и увеличении скорости субдукции в 1,5 раза в Пакистанской части зоны субдукции по сравнению с Иранской.

Принимая для Пакистанской части зоны Макран скорость субдукции равной 32,6 мм·год⁻¹ (безразмерные компоненты скорости Аравийской плиты $V_x = -0,620 \cdot 10^3$ и $V_z = -0,280 \cdot 10^3$), угол субдукции приблизительно таким же, как в Иранской части зоны субдукции, энергию активации в формуле (7) $E^* = 440$ кДж·моль⁻¹ и $C_w = 2$ весовых %, находим, что мощность диссипативного тепловыделения и соответствующий тепловой поток в Пакистанской части желоба на $\sim 5\%$

меньше, чем в Иранской части, а локализация конвективного теплового потока, выносящего диссипативное тепло из мантийного клина к дневной поверхности остается неизменной, т.е. такой же, как на рис. 2. Найденная модельная величина уменьшения мощности диссипативного тепловыделения и связанного с ним снижения аномального теплового потока с дневной поверхности удовлетворительно соответствует данным наблюдений в [2].

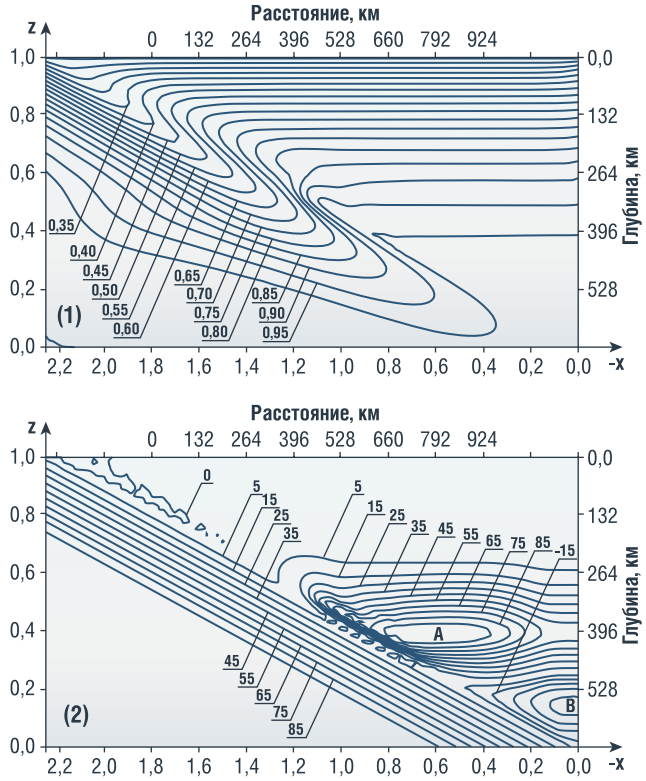
Результаты и обсуждение

Предполагая, что максимум теплового потока q возникает над конвективным течением, восходящим к зоне аномального теплового потока на Иранском плато на широте $\sim 33^\circ \text{N}$ [2], и размер конвективной ячейки равен характерной ширине зоны повышенного теплового потока, можно оценить размер конвективной ячейки ~ 200 км. Для построения согласованной модели мелкомасштабной термической конвекции в мантийном клине между настиляющей Евразийской литосферной плитой и субдуцирующей Аравийской плитой, ради повышения точности вычислений вначале необходимо положить в уравнениях (1)–(2) $Ra \rightarrow 0$, $Di = 0$, т.е. рассчитать модель погружающейся плиты, мантийного клина и настиляющей плиты без учета вязкой диссипации и конвекции. Это связано с тем, что при значениях Ra и Di в формуле (4) конвекция в модели проходит стадии с большими скоростями, и для обеспечения устойчивости расчета квазистационарного состояния требуются крайне малые шаги по времени. При этом трудно рассчитать термическое состояние погружающейся плиты, настиляющей плиты и индуцированного возвратного потока. Полагая вначале в уравнениях (1)–(2) $Ra \rightarrow 0$, $Di = 0$, т.е. учитывая только теплопроводность и адвекцию тепла (а также эффекты фазовых переходов), и интегрируя значения в уравнениях (1) – (2) по пространственным координатам методом конечных элементов на сетке 104×104 и по временной координате методом Рунге-Кутты 3-го порядка при $V = 20$ мм в год, получим квазистационарные безразмерные $T = T_R$ и ψ , изображенные на рис. 3, где изотермы показаны с интервалом 0,05, а линии тока – с интервалом 5.

На рис. 3 показаны результаты расчета для неньютоновской реологии (формулы (7)–(9) для вязкости), причем на рис. 3(1) показано распределение безразмерной температуры (изотермы), на рис. 3(2) – безразмерная функция тока (линии тока).

Скорость $V = 20$ мм в год выбрана как подходящая современным геодезическим данным наиболее соответствующая наблюдаемому пространственному распределению теплового потока. Плита, субдуцирующая с заданной скоростью V , показанная равноотстоящими диагональными линиями тока, считается жесткой, а коэффициент вязкости в зоне трения литосферных плит при температурах ниже 1200°K понижается по сравнению с (7) на два порядка величины. Последним учтен эффект смазки за счет субдуцирующих осадков, которые частично затягиваются погружающейся плитой и препятствуют прилипанию к ней настиляющей литосферы [12]. Из рис. 3(2) видно, что возвратный поток, индуцируется в виде двух расположенных один над другим конвективных вихрей «А» и «В», верхний из которых (вихрь «А» с $\psi > 0$) вращается по часовой стрелке, а нижний («В» с $\psi < 0$) – против часовой стрелки.

РИСУНОК 3. (1) – квазистационарное распределение безразмерной температуры без учета эффектов вязкой диссипации и конвекции. Изотермы показаны с интервалом 0,05. (2) – квазистационарное распределение безразмерной невозмущенной функции тока в мантии над субдуцирующей Аравийской литосферной плитой без учета эффектов вязкой диссипации и конвекции. Линии тока показаны с интервалом 5. Диагональные эквидистантные линии тока соответствуют жесткой субдуцирующей плите, а вынужденные течения «А» и «В» индуцируются субдуцирующей литосферной плитой и отчасти конвективным механизмом. Расстояние отсчитывается от расположенного при 29°N «краевого угла» мантийного клина в меридиональном направлении

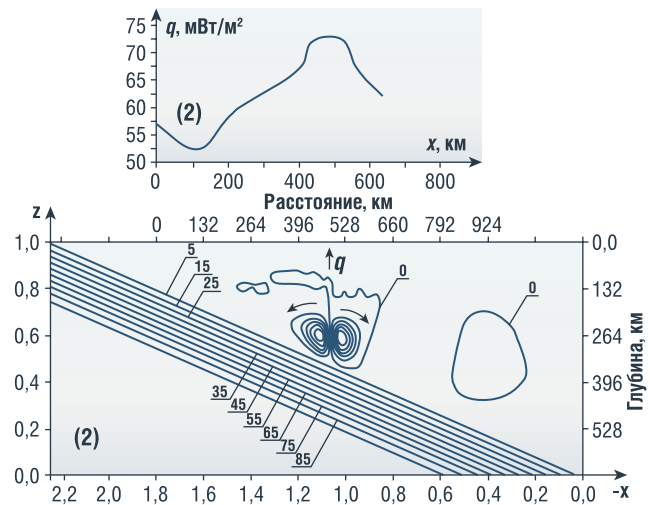


Конвективный вихрь «А» вызывается в мантийном клине отчасти вынужденным субдукцией вихрем «В», а отчасти конвективным механизмом, который нельзя полностью исключить, так как в уравнениях (1)–(2) число Рэлея не может быть положено в точности равным нулю (так как число Рэлея стоит в (2) в знаменателе). Из рис. 3(2) видно, что в зоне «трения» индуцированного течения «А» и субдуцирующей плиты, движущихся навстречу друг другу, велик градиент скорости (т.е. скорость деформации), благодаря чему коэффициент вязкости (7) уменьшается на несколько порядков величины, и возможна инициация восходящего потока вихря Карига. В зоне трения микровихри течения «А» о субдуцирующую литосферную плиту объясняются неустойчивостью типа тангенциального разрыва, причем видно, что конвективный вихрь «А» отрывает от субдуцирующей литосферной плиты поверхностный слой мощностью ~ 30 км. Невозмущенная термомеханическая модель на рис. 3 возникает за безразмерное время $t = 0,205283 \times 10^{-2}$. Полагая затем безразмерные параметры в уравнениях (1)–(2) согласно формуле (4), т.е. включая эффекты диссипации и конвекции, и интегрируя значения в уравнениях (1)–(2), находим, что в случае неньютоновской реологии при $C_w = 1$

весовых % вынужденный мантийный поток над субдуцирующей плитой за безразмерное время $\sim 0,1 \times 10^{-7}$ (в размерном виде $\sim 10^3$ лет) разрушается конвекцией, которая по достижении стадии развитой конвекции, принимает вид, изображенный на рис. 4.

Видно, что вихревые линии тока, показанные с интервалом 4×10^4 , действительно соответствуют одной конвективной ячейке, возбуждающейся при скорости субдукции $V = 20$ мм/год. Размер конвективной ячейки порядка 200 км, т.е. близок к наблюдаемой поперечной протяженности аномалии теплового потока на Иранском плато на широте $\sim 33^\circ \text{N}$ (рис. 4). Расположение конвективной ячейки на расстоянии около 500 км от «острия» мантийного клина приблизительно соответствует 4° по долготе между широтой 29°N , при которой угол субдукции резко возрастает до 24° , и широтой $\sim 33^\circ \text{N}$, на которой расположена зона повышенного теплового потока. Густота линий тока соответствует скорости конвективных движений более ~ 1 м·год⁻¹.

РИСУНОК 4. (1) – сглаженное распределение теплового потока q по [2] как функция расстояния x , отсчитываемого вдоль меридиана 58°E , перпендикулярного Иранскому сегменту зоны субдукции Макран. (График функции $q(x)$ построен авторами данной работы); (2) – квазистационарное распределение безразмерной функции тока в мантии над субдуцирующей Аравийской литосферной плитой с учетом эффектов вязкой диссипации и конвекции в случаях неньютоновской реологии среды. Линии тока в литосферной плите показаны с интервалом 10, а в конвективных вихрях с интервалом 4×10^4 . Вектор q указывает направление восходящего теплового потока, выносимого конвекцией. Нулевая линия тока соответствует состоянию покоя в Евразийской литосферной плите и/или разделяет противоположно вращающиеся конвективные вихри в мантийном клине



Таким образом, расчет для неньютоновской реологии с вязкостью в уравнениях (7)–(9) показывает, что при снижении вязкости на три порядка по сравнению с (7)–(9), т.е. при $C_w = 1$ весовых % в мантийном клине развивается конвекция в виде двух микровихрей, могущая обеспечить аномальный 2D тепловой поток. Значительная скорость конвективных движений объясняется локальным снижением вязкости за счет повышения напряжений в мантии в зоне, охваченной конвекцией. Отметим, что в случае ньютоновской реологии образование в мантийном

клине конвективных валов, ориентированных поперек субдукции, как на рис. 4, характерно для достаточно малых углов субдукции. Так, при $\beta = 30^\circ$ поперечные валы не возникают [13]. В случае неньютоновской реологии поперечные валы (2D конвективные вихри Карига) могут возникать и при больших углах субдукции и достаточно малых скоростях субдукции. Очевидно, наличие двумерной конвекции в узком мантийном клине связано с большими, чем в широком клине, вязкими напряжениями и, следовательно, с большим диссипативным нагревом. Для неньютоновской реологии мантии конвекция при $V = 20 \text{ мм} \cdot \text{год}^{-1}$ возникает при концентрации воды $C_w \sim 1$ весовых % благодаря формированию двух невозмущенных вынужденных течений, расположенных одно над другим, и значительному вязкому трению верхнего вынужденного течения, движущегося навстречу субдуцирующей литосферной плите. Следует отметить, что в многочисленных исследованиях термомеханического состояния мантии в зонах субдукции (см., например, [14] и обширную библиографию в этих статьях) не получалось конвекции в виде валов, поперечных к направлению субдукции, так как модели с неньютоновской реологией в мантийном клине не рассматривались, хотя именно в мантийном клине неньютоновская вязкость может играть доминирующую роль, так как сильно понижается благодаря воде, «выжимаемой» из субдуцирующего блока. Действительно, понижение эффективной вязкости мантии из-за наличия воды происходит только в случае неньютоновской реологии. Подчеркнем, что течение, индуцируемое в мантийном клине субдуцирующей литосферной плитой и не возмущенное конвекцией, состоит из двух расположенных одно над другим течений «А» и «В» (рис. 3) только в случае неньютоновской реологии мантии, и именно в этом случае формируется локализованная зона трения в области контакта встречного течения «А» и субдуцирующей литосферной плиты. В этой зоне велико диссипативное тепловыделение, порождающее восходящий конвективный поток (показанный вектором q на рис. 4(2)). Кроме тепла, этот поток может выносить к поверхности Земли металлические руды и способствовать формированию залежей железа и других металлов. В Пакистанской части зоны субдукции Макран пониженный тепловой поток в тылу зоны субдукции может объясняться повышением содержания воды до 2 весовых % и уменьшением энергии активации на $40 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$ по сравнению с Иранской частью, или альтернативным повышением содержания воды до 1,5 весовых % и уменьшением энергии активации на $45 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$. Считается общепринятым, что с ростом «влажности» среды энергия активации слагающих пород уменьшается, хотя формул, связывающих энергию активации с концентрацией воды не существует. Предлагаемая модель показывает, насколько по величине аномального теплового потока можно оценить уменьшение энергии активации с ростом содержания воды.

Выводы

В случае неньютоновской реологии характерный размер конвективной ячейки, полученной в модели мантийного клина, сформировавшегося при субдукции океанической части Аравийской

литосферной плиты под Евроазиатскую литосферную плиту, составляет $\sim 200 \text{ км}$, что при скорости субдукции 20 мм в год практически точно совпадает с характерным пространственным размером 2D-аномалии теплового потока широтного простирания на Иранском плато при $\sim 33^\circ \text{N}$ в тылу зоны субдукции Макран. Локализация восходящего 2D конвективного потока в предлагаемой модели также соответствует расположению наблюдаемой зоны повышенного теплового потока на широте $\sim 33^\circ \text{N}$. В тылу Пакистанской части зоны субдукции Макран тепловой поток меньше, чем в Иранской части, что, по-видимому, можно объяснить прерывистым режимом субдукции, происходящей в ходе последовательности сильных землетрясений, связанным с этим ростом содержания воды и уменьшением на $40 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$ энергии активации материала мантийного клина. Подъем конвективного потока, восходящего из мантийного клина в направлении к дневной поверхности, может выносить мантийные углеводороды и металлосодержащие геофлюиды и способствовать формированию нефтегазоносного района и залежей металлических руд в областях повышенного теплового потока. ●

Литература

1. Penney C., Tavakoli F., Saadat A., Nankali H.R., Sedighi M., Khorrami F., Sobouti F., Rafi Z., Copley A., Jackson J., Priestley K. Megathrust and accretionary wedge properties and behavior in the Makran subduction zone // *Geophysical Journal International*. 2017. V. 209. P. 1800–1830. DOI: 10.1093/gji/ggx126.
2. Mousavi N., Ebrahimzadeh A.V. 3D Surface Heat Flow, Low-Temperature Basins and Curie Point Depth of the Iranian Plateau: Hydrocarbon Reservoirs and Iron Deposits // *Journal of the Earth and Space Physics*. 2023. V. 48. № 4. P. 137–150. DOI: <http://doi.org/10.22059/jesphys.2023.348000.1007453>.
3. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Геодинамическое моделирование глубинного строения и процессов конвективного выноса УВ из мантийного клина в тылу зоны субдукции Макран для поисков нефтегазовых месторождений на территории Ирана // *Геология, география и глобальная энергия*. 2024. № 2 (93). С. 19–28.
4. Жарков В.Н. Физика земных недр. М.: Наука и просвещение. 2012. 384 с.
5. Gao, X., Wang, K. Strength of stick-slip and creeping subduction megathrusts from heat flow observations. *Science*. 2014. № 345 (620). P. 1038–1041. DOI:10.1126/science.1255487.
6. Schubert G., Turcotte D.L., Olson P. *Mantle Convection in the Earth and Planets*. New York: Cambridge University Press, 2001. 940 p.
7. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Оценка скорости субдукции Русской платформы под Сибирскую в палеозое по распределению зон выноса мантийных углеводородов в Западной Сибири // *Геофизические Исследования*. 2015. Т. 16. № 4. С. 36–40.
8. Billen M., Hirth G. Newtonian versus non-Newtonian Upper Mantle Viscosity: Implications for Subduction Initiation // *Geophys. Res. Lett.* 2005. V. 32 (L19304). DOI:10.1029/2005GL023458.
9. Жарков В.Н. Геофизические исследования планет и спутников. М.: ИФЗ РАН. 2003. 102 с.
10. Трубицын В.П. Реология мантии и тектоника океанических литосферных плит // *Физика Земли*. 2012. № 6. С. 3–22.
11. Трубицын В.П., Трубицын А.П. Численная модель образования совокупности литосферных плит и их прохождения через границу 660 км // *Физика Земли*. 2014. № 6. С. 138–147.
12. Gerya T.V. Future directions in subduction modeling // *J. of Geodynamics*. 2011. V.52. P. 344–378.
13. Гаврилов С.В., Абботт Д.Х. Термомеханическая модель тепло- и массопереноса в окрестности зоны субдукции // *Физика Земли*. 1999. № 12. С. 3–12.
14. Gerya T.V., Connolly J.A.D., Yuen D.A., Górczyk W., Cape A.M.I. Seismic implications of mantle wedge plumes // *Phys. Earth Planet. Inter.* 2006. V. 156. P. 59–74.

KEYWORDS: forecast of oil and gas potential, thermal convection, angle and rate of subduction, rheological parameters, phase transitions, anomalies of heat flow.



ПРЕМИАЛЬНЫЙ ЖИЛОЙ КВАРТАЛ В 15 МИНУТАХ ОТ ЦВЕТНОГО БУЛЬВАРА

АВТОРСКАЯ ОТДЕЛКА | САД АРОМАТОВ | СВОЯ ШКОЛА И ДЕТСКИЙ САД



РЕКЛАМА. PRIDE (ПРАЙД) — ГОРДОСТЬ. ЗАСТРОЙЩИК ООО «СЗ «ЛАЙФ САВЕЛОВСКАЯ». ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ





65 лет ПАО «Газпром автоматизация»

В 2025 ГОДУ ПАО «ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ» ОТМЕЧАЕТ 65-ЛЕТНИЙ ЮБИЛЕЙ. КОМПАНИЯ, НАЧАВШАЯ СВОЙ ПУТЬ В 1960 ГОДУ КАК СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО ПО АВТОМАТИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, СЕГОДНЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ РАЗРАБОТЧИКОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ДЛЯ ТЭК

Анастасия Гончаренко

От истоков к вершинам

История «Газпром автоматизации» началась в 1960 году с СКБ «Газприборавтоматика» – первой в СССР организации, комплексно решавшей задачи автоматизации газовой промышленности. Компания стояла у истоков технического прогресса в отрасли. В 1980-е объединяла НИИ, КБ, вычислительный центр, монтажные тресты и экспериментальные заводы. Сегодня это ведущий разработчик и производитель систем автоматизации, энергетического оборудования, газораспределительных станций и систем метрологического обеспечения для объектов добычи,

транспортировки, переработки и хранения углеводородов. В компании трудятся более чем 2500 специалистов, имеются производственные площадки в 13 регионах России.

Приоритеты компании – обеспечение технологической независимости и безопасности объектов ТЭК. Среди знаковых проектов последних лет – автоматизация стратегических объектов, таких как: газопроводы «Бованенково – Ухта», «Ухта – Торжок», «Сила Сибири», и крупнейшие месторождения: Чаяндинское, Ковыктинское, Бованенковское, Заполярное, а также Амурский ГПЗ и другие.

Достижения к юбилею

За 20 лет работы под эгидой «Газпрома» компания создала многоуровневые системы управления, успешно применяющиеся на объектах в России, а также хорошо зарекомендовавшие себя в работе с мировыми ЕРС-подрядчиками. В условиях санкций «Газпром автоматизация» обеспечивает технологическую независимость, адаптируя системы управления с иностранными комплектующими на отечественную элементную базу.



Импортозамещение и инновации

Общество внедряет процессы цифровой трансформации, развивает роботизацию и искусственный интеллект. Так, за последние годы оцифрованы знания по нескольким тысячам систем автоматизации, создано «озеро данных» с миллионами сигналов в реальном времени, внедрены тысячи алгоритмов управления, позволяющих контролировать процессы без постоянного присутствия персонала.

Это основа для перехода к технологиям искусственного интеллекта, предиктивного управления и «малолюдных» производств.

Взгляд в будущее

Компания не останавливается на достигнутом. Среди задач – развитие технологий ИИ, промышленного интернета вещей и цифровых двойников. Это снизит роль человека в управлении и повысит адаптивность процессов, научные исследования ведутся

в сотрудничестве с вузами, такими как МГТУ им. Н.Э. Баумана и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Кадры

Новыми специалистами компанию пополняют выпускники профильных вузов и опытные инженеры. Совместно с университетами создаются программы обучения и практики. Создан центр обучения 1С для подготовки IT-специалистов. Кроме того, привлекаются опытные сотрудники научно-технических организаций и вкладываются инвестиции в программы повышения квалификации.

Итоги и планы

2024 год стал успешным: выполнена производственная программа, запущены новые объекты, испытаны восемь систем автоматизации, шесть из которых пошли в серию. В 2025-м «Газпром автоматизация» продолжит решать стратегические задачи отрасли, оставаясь верной своему пути длиной в 65 лет. ●



РЕКЛАМА



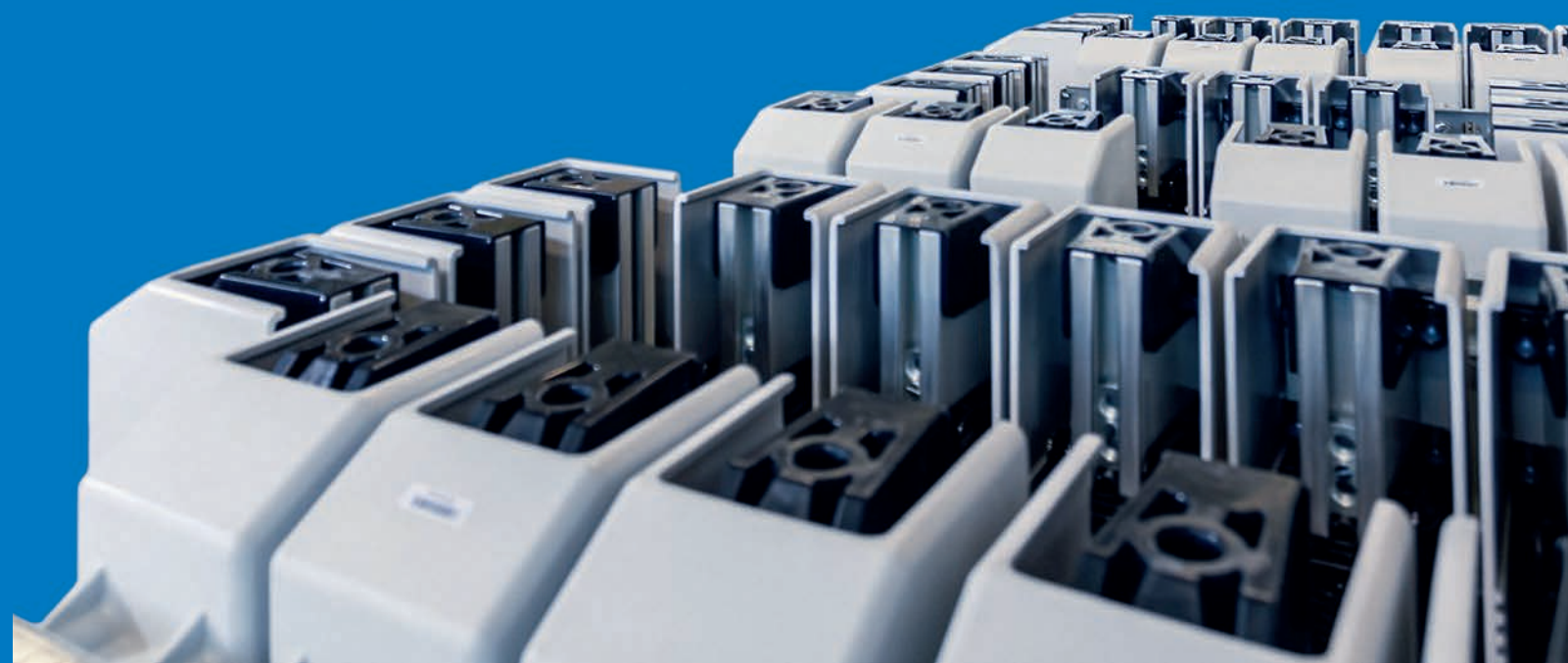
Москва, ул. Верейская,
д. 29 стр. 134
gazauto@gazprom-auto.ru,
gazprom-auto.ru



Опережая время –
создаем будущее



ПАО «Газпром автоматизация» – компания с 65-летним опытом в области автоматизации объектов газовой отрасли. Выполняет полный цикл работ по производству автоматизированных систем управления, оборудования и ИТ-решений для топливно-энергетического комплекса: от научно-исследовательского этапа, проектирования, изготовления до пусконаладочных работ и последующего сервисного обслуживания на объекте



НЕЙРОННЫЕ СЕТИ для расчета параметров газовых и газоконденсатных скважин

АВТОРЫ СТАТЬИ ПРОВОДЯТ ИССЛЕДОВАНИЕ ПО СОЗДАНИЮ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И НЕЙРОННОЙ СЕТИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ И ОПЕРАТИВНОСТИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ, А ТАКЖЕ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ, СВЯЗАННЫХ С КОРРОЗИОННЫМ ИЗНОСОМ И ОБРАЗОВАНИЕМ ГИДРАТОВ. МЕТОД ОСНОВАН НА КОМПЛЕКСНОЙ ОЧИСТКЕ И ВОССТАНОВЛЕНИИ ДАННЫХ (УДАЛЕНИЕ ВЫБРОСОВ, ИНТЕРПОЛЯЦИЯ ПРОПУСКОВ), ИНТЕГРАЦИИ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И АНАЛИЗА ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ (DLT, LGT, KTR), УЧЕТЕ ТРЕНДОВ И СЕЗОННОСТИ, А ТАКЖЕ НА АДАПТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ К РЕАЛЬНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ НЕСКОЛЬКИХ СКВАЖИН. РЕЗУЛЬТАТ РАБОТЫ НЕЙРОННОЙ СЕТИ ВЫРАЖАЕТСЯ В СУЩЕСТВЕННОМ УМЕНЬШЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ ОШИБОК, ПОЛНОМ ВОСПОЛНЕНИИ ПРОПУЩЕННЫХ ДАННЫХ И ПОВЫШЕНИИ ПРОДУКТИВНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА И СОКРАЩЕНИЯ ВРЕМЕНИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ. АВТОРЫ ДЕЛАЮТ ВЫВОД О ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИНТЕЗА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ И ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ: ТАКОЙ ПОДХОД СОЗДАЕТ ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ ОБЪЕМОМ ОБУЧАЮЩИХ ДАННЫХ, ВВЕДЕНИЯ ФУНКЦИЙ ИЗМЕНЕНИЯ НЕСКОЛЬКИХ ПАРАМЕТРОВ С ЦЕЛЬЮ ДЕТАЛЬНОГО АНАЛИЗА ИХ ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СВОЕВРЕМЕННОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

THE PURPOSE OF THE STUDY IS TO CREATE A MATHEMATICAL MODEL AND A NEURAL NETWORK FOR PREDICTING KEY PARAMETERS OF GAS AND GAS CONDENSATE WELLS, WHICH WILL IMPROVE THE ACCURACY AND EFFICIENCY OF DECISION-MAKING, AS WELL AS REDUCE THE RISKS ASSOCIATED WITH CORROSION WEAR AND HYDRATE FORMATION. THE METHOD IS BASED ON COMPREHENSIVE DATA CLEANING AND RECOVERY (REMOVAL OF OUTLIERS, INTERPOLATION OF OMISSIONS), INTEGRATION OF MACHINE LEARNING ALGORITHMS AND TIME SERIES ANALYSIS (DLT, LGT, KTR), TAKING INTO ACCOUNT TRENDS AND SEASONALITY, AS WELL AS ADAPTING THE RESULTS TO THE REAL INDICATORS OF SEVERAL WELLS. THE RESULT OF THE NEURAL NETWORK IS A SIGNIFICANT REDUCTION IN THE LIKELIHOOD OF TECHNICAL ERRORS, COMPLETE COMPLETION OF MISSING DATA, AND INCREASED FIELD PRODUCTIVITY BY INCREASING GAS PRODUCTION AND REDUCING DECISION-MAKING TIME. THE CONCLUSIONS INDICATE THE HIGH EFFICIENCY OF THE SYNTHESIS OF MACHINE LEARNING AND PHYSICAL MODELS: THIS APPROACH CREATES THE PREREQUISITES FOR EXPANDING THE VOLUME OF TRAINING DATA, INTRODUCING FUNCTIONS FOR CHANGING SEVERAL PARAMETERS IN ORDER TO ANALYZE IN DETAIL THEIR MUTUAL INFLUENCE AND ORGANIZE CONTINUOUS MONITORING OF EQUIPMENT FOR TIMELY ASSESSMENT OF THE TECHNICAL CONDITION OF WELLS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: прогнозирование, нейронные сети, газовые скважины, газоконденсатные скважины, коррозионный износ, оптимизация производства, временные ряды, машинное обучение в нефтегазовом деле.

УДК: 622.276; 004.8



**Деулин
Никита Викторович**

НТЦ «Газпром нефти»,
специалист



**Туреев
Никита Романович**

Кафедра разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный
университет императрицы
Екатерины II,
студент

В процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин одной из ключевых проблем является коррозия оборудования, которая не только увеличивает расходы на ремонт и замену элементов конструкции, но и в конечном итоге может приводить к аварийным ситуациям. По данным нефтепромышленной статистики АО «Оренбургнефть» ПАО «НК «Роснефть», за 2020 год каждая пятая поломка (20 % от общего числа отказов) была спровоцирована именно коррозией, а свыше четверти эксплуатируемых скважин (26 % от всего фонда) осложнялись воздействием коррозионной среды [7]. Не менее серьезной проблемой остается гидратообразование, которое способно вывести из строя целые участки трубопроводов и негативно повлиять на производительность. По некоторым оценкам, до трети всех затрат (30–35 %) при добыче и транспортировке природного газа уходит на предотвращение

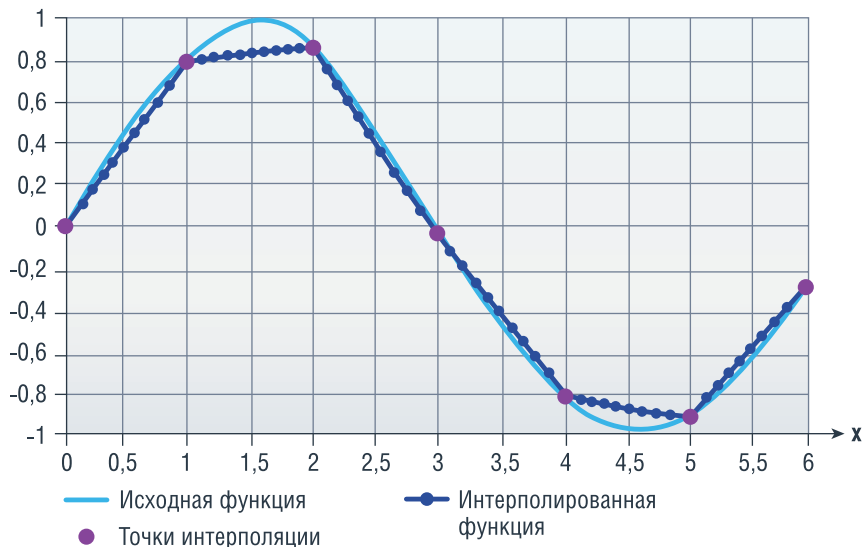
образования гидратов, а риск их возникновения сохраняется практически на всем этапе освоения скважин – от 0 до 1350–1470 м в зоне Енисей-Хатангского прогиба и до 1800–2100 м в пределах западной части Сибирской платформы [8]. Вместе с тем существенную угрозу для бесперебойной работы месторождений представляет и человеческий фактор: ошибки в управлении системой и анализе данных, несвоевременное принятие решений, недостаточный контроль за изменениями в технологических показателях приводят к дополнительным затратам и тормозят оптимизацию производства.

Современные методы машинного обучения, применяемые в нефтегазовой отрасли, быстро развиваются благодаря росту объемов промышленных данных и совершенствованию вычислительных ресурсов. В классический набор инструментов для прогнозирования динамики добычи и технологических параметров скважин входят модели ARIMA, которые хорошо зарекомендовали себя при анализе сезонных процессов, однако слабо учитывают нелинейные факторы и необходимость оперативно адаптироваться к изменяющейся среде. Более гибкими и продвинутыми методами стали стохастические модели с трендовыми и регрессионными компонентами, в числе которых DLT (Dynamic Linear Trend), LGT (Local Linear Trend) и KTR (Kalman Trend Regression) [1]. Эти подходы могут использовать внешние регрессоры, что особенно полезно в газовой промышленности, когда важна информация о составе флюида, давлении, температуре и прочих индикаторах состояния пласта и оборудования. В последнее десятилетие все большее внимание привлекают нейронные сети для анализа временных рядов, в частности рекуррентные архитектуры (RNN), а также LSTM (Long Short-Term Memory) и GRU (Gated Recurrent Unit). Они эффективно справляются с прогнозированием сложных взаимосвязанных процессов, например, изменение дебита, давление на устье и забое, скорость коррозии или образование гидратов, поскольку способны «запоминать» долгосрочные

зависимости в данных [8]. Еще более мощными оказались сверточные решения (например, TCN – Temporal Convolutional Networks) и современные трансформеры (Transformer-based models), изначально разработанные для обработки текстов, но успешно адаптированные для задач временных рядов. Они позволяют обрабатывать большие объемы информации параллельно и выделять существенные корреляции в исторических данных.

Проведя эксперименты, было замечено, что сочетание физико-математических моделей с методами машинного обучения дает особенно высокую точность и устойчивость прогнозов. К таким гибридам относятся модели, учитывающие решения дифференциальных уравнений для многофазной фильтрации и параллельно использующие обученную нейронную сеть в качестве корректирующего слоя, компенсирующего несовершенство априорных допущений. Это значит, что инженерные знания о коррозии и гидратообразовании не исключаются из процесса, а дополняются машинным анализом: алгоритмы могут непрерывно следить за трендами в данных, выявлять нестандартные ситуации и предлагать оперативные рекомендации. Решение полностью отвечает современным запросам. Оно опирается на возможности алгоритмов, способных не только строить краткосрочные и среднесрочные прогнозы по добыче, давлению и температуре, но и выявлять аномальные сигналы, потенциально указывающие на ускоренный коррозионный износ или риск гидратообразования [8]. За счет интеграции нескольких видов данных (технологические характеристики, показатели химического состава флюида и исторические сведения о состоянии оборудования), можно создавать комплексные модели, более точно отражающие реальные процессы. При этом нейронные сети позволяют восполнять пропущенные значения или корректировать выбросы, существенно сокращая проблемы, связанные с потерями информации и человеческим фактором. В перспективе подобные системы могут работать в онлайн-режиме: получать входные данные прямо с датчиков и интеллектуальных систем мониторинга, мгновенно

РИСУНОК 1. Пример интерполяции



формировать прогнозы, а при необходимости автоматически корректировать рабочие параметры. Такой подход открывает дорогу к дальнейшим улучшениям, например к созданию цифровых двойников скважин и к их «обучению» на растущем объеме фактической информации. В результате компании получают возможность быстрее реагировать на потенциальные проблемы, снижая риски аварий из-за коррозии или гидратообразования, и оптимизировать добычу, ориентируясь не только на исторические тренды, но и на текущие данные в режиме реального времени [8].

На этапе подготовки данных важно обеспечить адекватное и полное представление о технологических процессах, влияющих на формирование целевых показателей (дебит, устьевая

температура, забойное давление и т.д.). Источниками информации обычно служат системы мониторинга (онлайн-датчики, SCADA), результаты лабораторных анализов, журналы технического обслуживания и даже архивные данные, накопленные при ручном вводе [9].

Однако из-за специфики эксплуатации месторождений, возможных остановок оборудования, смены частоты работы и ошибок человеческого фактора в собранных массивах часто встречаются пропуски и выбросы, что затрудняет достоверную оценку влияющих факторов и ухудшает качество будущей модели. Поэтому первым шагом становится интеграция всех доступных данных в единый датафрейм. На этом этапе выявляются дубликаты записей, а также расхождения по частоте

и масштабу измерений — такие аномалии приходится исправлять вручную или автоматически. Для более тонкой работы с временными рядами создаются дополнительные столбцы, отражающие сезонные и циклические компоненты (например, указывающие месяц или время суток), если таковые потенциально могут влиять на физические процессы. После формирования общего массива проводится анализ пропущенных значений. Их наличие может объясняться периодической недоступностью сенсоров, остановкой добычи или техническими сбоями. Для восполнения пропусков применяются разные методы: простая замена медианой или средним для относительно «гладких» параметров; линейная интерполяция для временных рядов, где значения постепенно меняются; использование продвинутых подходов (например, моделирование на основе соседних данных) в случаях, когда пропуски слишком большие и требуют более сложной реконструкции [1]. Если пропуски составляют слишком большую долю, иногда принимается решение об их частичном исключении или об учете этого фактора при обучении, чтобы не исказить финальные результаты (рис. 1).

Следующий этап — устранение выбросов. Согласно определению выбросы — это значения, которые сильно отличаются от большинства других значений в наборе данных. Они могут возникнуть из-за ошибок ввода, манипуляций с данными или аномальных процессов. В нашем случае

они могут считаться как резкие скачки давлений, температур и дебитов, не подкрепленные технологическими причинами (например, аварийная остановка, сбой счетчика, неверный ручной ввод) (рис. 2).

Для их выявления используются статистические методы (z-оценка, межквартильный размах) и доменные знания (задается «физически» разумный коридор значений) [1]. Если выбросы действительно вызваны технической ошибкой, их корректируют с помощью интерполяции или специальных алгоритмов очистки данных. В то же время не стоит слепо удалять все аномалии: часть из них способна указывать на реальные процессы, например, начало гидратообразования или резкий рост коррозии, и является ценным источником информации для прогнозирования. Заключительным шагом обработки становится выделение информативных признаков. Помимо исходных показателей (давление, температура, расход), в нефтегазовой отрасли очень важны производные или комбинированные признаки, которые могут ярче отражать состояние системы. Примером служат удельные показатели (отношение дебита к давлению или пропорция содержания воды в общем потоке), расчет скоростей изменений (температура/падения давления во времени), а также геологические и геофизические особенности участка (глубина залегания, структура пород) [7]. На этом этапе часто выполняется корреляционный анализ, чтобы отсеять избыточные признаки и сосредоточиться лишь на тех, что действительно влияют на целевую функцию — прогнозирование параметров эксплуатации [2].

Итогом предварительной подготовки становится «очищенный» и структурированный набор данных, где пропуски восполнены, ложные выбросы устранены, а признаки отобраны с учетом доменной специфики. Такой датафрейм служит базисом для дальнейшего построения и обучения математической модели.

Перейдем к практической реализации. Разработка нейронной сети предполагает строгий отбор факторов (регрессоров), вносящих

ТАБЛИЦА 1. Сравнительный анализ моделей

Модель	Учет тренда	Учет регрессоров	Требования к стационарности
DLT	Линейный тренд	Да	Высокие (данные должны быть близки к стационарным)
LGT	Локальный линейный тренд	Да	Менее строгие, чем у DLT
KTR	Динамический тренд (через фильтр Калмана)	Да	Требуется стационарность или условная квазистационарность данных

наибольший вклад в формирование целевой переменной (например, устьевой температуры, дебита или уровня коррозии). Оптимизация набора регрессоров позволяет существенно повысить точность итоговой модели и упростить ее структуру [2].

В первом приближении исследуется корреляционная зависимость между переменными. Для каждого потенциального фактора X_i из набора $\{X_1, X_2, \dots, X_p\}$ и целевой переменной Y рассчитывается коэффициент корреляции. Если используется классическая (Пирсоновская) корреляция, она определяется формулой:

$$r(X_i, Y) = \frac{\sum_{j=1}^n (x_{ji} - \bar{x}_i)(y_j - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{j=1}^n (x_{ji} - \bar{x}_i)^2 * (y_j - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

где x_{ji} и y_j — значения признака X_j и целевой переменной Y для i -го наблюдения, $\bar{x}$ и $\bar{y}$ — их средние арифметические по всей выборке из n наблюдений.

При этом для более надежной оценки, особенно при возможной нелинейности связи и наличии выбросов, параллельно используют корреляцию Спирмена, задаваемую выражением [10]:

$$r(X_j, Y) = 1 - \frac{6 * \sum_{i=1}^n d_i^2}{n(n^2 - 1)} \quad (2)$$

где d_i — разница в рангах i -го наблюдения признака X_j и целевой переменной Y .

После получения корреляционной матрицы R выбирают те факторы X_j , где $|r_s(X_j, Y)|$ (или $|r(X_j, Y)|$ превышает заданный порог $r_{\text{threshold}}$). На практике в нефтегазовой отрасли часто берут значения выше 0,5–0,7 как сигнал о потенциально сильной связи [4].

Для подтверждения того, что выявленная корреляционная связь не является случайностью, используют p -value, полученное по тесту Спирмена. Если $p_{\text{value}} < \alpha$, то гипотеза «между X_j и Y отсутствует статистически значимая связь» отвергается. В нашем исследовании порог α принимается равным 0,01. Иными словами, отбираются признаки, для которых p -value меньше 0,01. Таким образом, в итоговый список регрессоров входят только те факторы, которые демонстрируют высокий коэффициент корреляции с целевой переменной и при этом обладают статистически значимым связью.

На основе выбранных регрессоров формируется входной вектор $x(t) = (X_1(t), X_2(t), \dots, X_m(t))$, где $m \leq p$ — итоговое число признаков, прошедших «фильтр» корреляционного анализа и теста Спирмена. Выбор архитектуры нейронной сети зависит от задачи и структуры данных:

- **Рекуррентные сети** применяются при наличии ярко выраженных временных зависимостей. Позволяют «запоминать» предыдущие состояния, что критично при прогнозировании параметров скважин с сезонными или трендовыми эффектами.
- **Сверточные сети для временных рядов** облегчают распознавание локальных паттернов, могут быть эффективны при сложных нелинейных зависимостях.
- **Трансформеры (Transformer-based models)** обеспечивают параллельную обработку последовательностей и часто превосходят классические RNN/LSTM на крупных выборках, хотя требуют значительных вычислительных ресурсов.

РИСУНОК 2. Пример выбросов P(t)

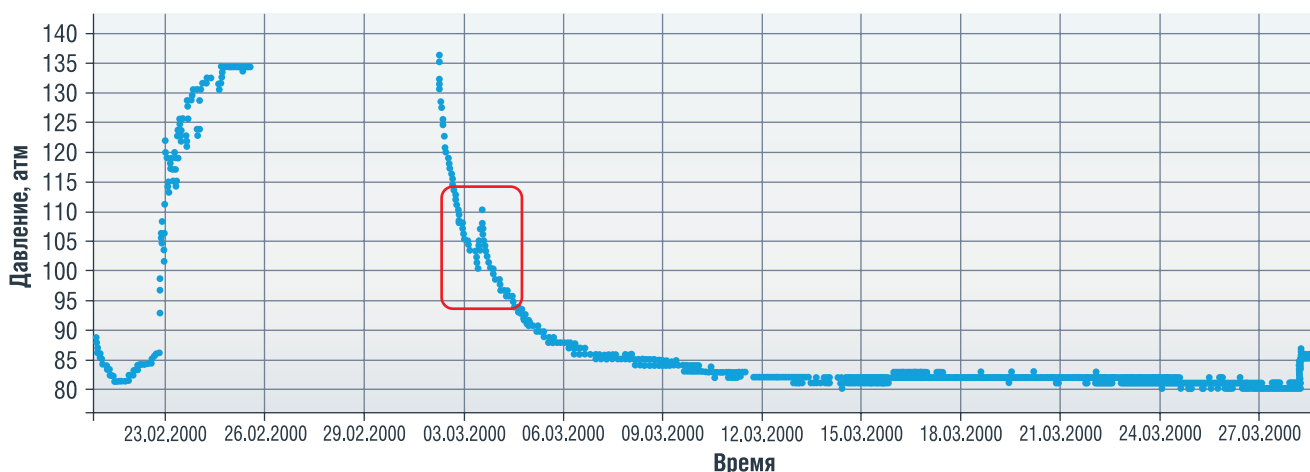
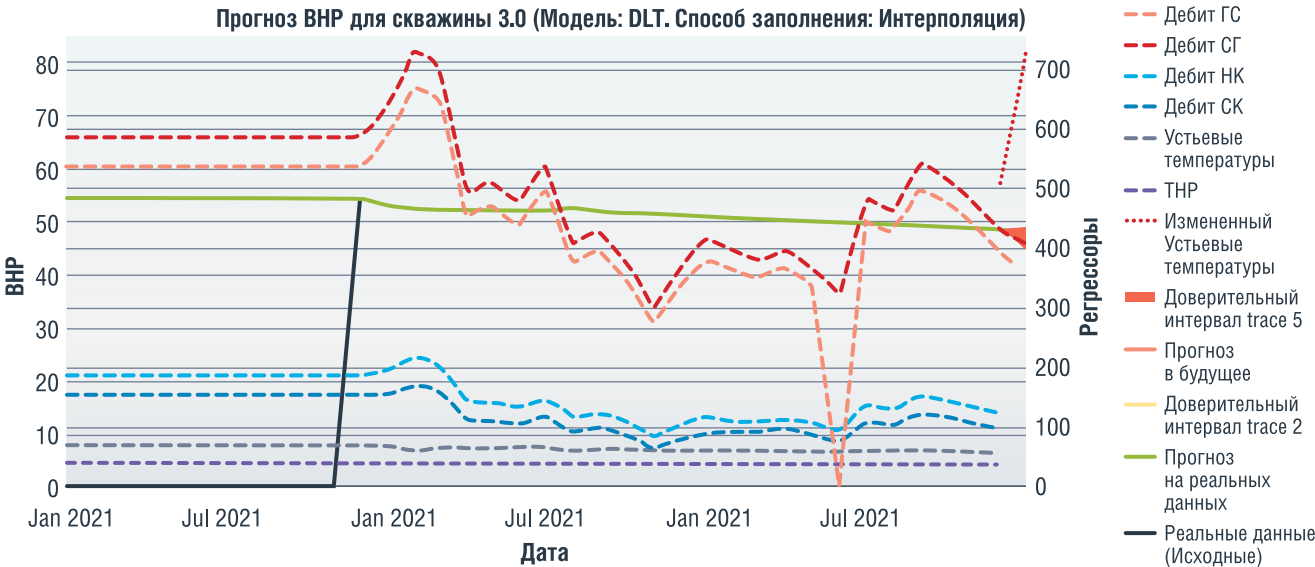


РИСУНОК 3. График прогноза с доверительным интервалом и восстановленными пропущенными данными



Во время обучения модели f_{θ} , параметризованной набором θ , минимизируют функцию потерь $L(f_{\theta}(x(t)), Y(T))$, как правило, в виде среднеквадратичной ошибки (MSE) или средней абсолютной ошибки (MAE).

Важно отметить, что в производственных условиях важно регулярно уточнять модель за счет новых данных. При поступлении измерений с датчиков или после плановых работ модель проверяется на актуальном наборе $\{(x(t), Y(t))\}$. Если же выявляется рост MSE, MAE, то проводится процедура дообучения. Данный подход поддерживает актуальность модели при изменении геолого-технических условий, появлении дополнительных параметров (например, новые признаки, связанные с химическим составом флюида) или при изменении режимов эксплуатации.

Для контроля качества прогнозирования технологических параметров скважин часто используют не только нейронные сети, но и классические модели временных рядов, учитывающие тренды и регрессоры. Ниже приведена сравнительная таблица основных характеристик трех реализуемых методов – DLT, LGT и KTR.

На представленном графике (рис. 3) отображен прогноз валового накопленного производства (ВНР) для одной из скважин, полученный с использованием модели Dynamic Linear Trend (DLT).

Модель позволяет анализировать тренды и прогнозировать ключевые

показатели, что особенно важно при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, где технологические процессы подвержены колебаниям. На графике представлены как фактические измерения, так и прогнозируемые значения ВНР. Реальные данные, отображенные черной линией, характеризуют историческую динамику добычи, в то время как прогноз модели DLT, обозначенный зеленой линией, отражает расчетное значение ВНР с учетом выявленных закономерностей.

В периодах отсутствия фактических измерений применена методика интерполяции, позволяющая восполнить пропущенные значения и обеспечить непрерывность временного ряда. Такой подход значительно повышает достоверность прогнозов и исключает искажения, вызванные техническими сбоями или недостаточностью данных. Важным элементом прогностической модели является доверительный интервал, отображенный пунктирными линиями. В начале прогнозируемого периода наблюдается существенное расширение диапазона возможных

значений, что свидетельствует о высокой неопределенности расчетов, обусловленной нестабильностью эксплуатационных параметров. По мере стабилизации технологического режима доверительный интервал сужается, указывая на возрастание предсказательной способности модели. Это подтверждает, что нейросетевой алгоритм эффективно адаптируется к изменениям условий эксплуатации, позволяя получать более точные прогнозы в стабильных режимах работы скважины.

Анализ графика также демонстрирует колебания дебита газа, дебита жидкости и устьевой температуры, что может свидетельствовать о воздействии технологических факторов, например, изменения забойного давления или проведение мероприятий по интенсификации добычи. В начале прогнозируемого периода фиксируется резкий рост добычи, после чего следует снижение и последующая стабилизация. Этот процесс может быть описан регрессионной моделью временных рядов с экзогенными переменными (DLT + регрессоры), где текущее

ТАБЛИЦА 2. Анализ метрик

Скважина	DLT	LGT	KTR
№ 2	2,537	2,44	3,95
№ 67	4,50	4,38	31,1
№ 52	1,95	2,20	101,3

значение добычи зависит не только от внутренних трендов, но и от управляемых технологических параметров:

$$X_t = \alpha + \sum_{j=1}^m \beta * X_{j,t} + T_t + S_t + \varepsilon \tag{3}$$

где α – свободный член модели (константа, учитывающая средний уровень прогнозируемой переменной), $X_{j,t}$ – регрессоры (давление, температура, состав газа), β – коэффициент влияния (значение β оцениваются с помощью метода наименьших квадратов (МНК), который минимизирует сумму квадратов отклонений прогнозируемых значений от реальных данных), T_t – трендовая составляющая, S_t – компонент сезона, ε – случайная ошибка, описываемая гауссовским шумом.

Использование нейронной сети продемонстрировало улучшение точности расчетов по сравнению с традиционными моделями временных рядов (DLT, LGT, ETS, KTR). Это подтверждается сравнением метрик RMSE (Root Mean Squared Error, корень из среднеквадратичной ошибки) для различных скважин. Точность прогноза оценивается на основе RMSE, которые показывают, насколько предсказанные значения отклоняются от реальных данных. Анализ представленных результатов (скважины № 2, 67, 52) демонстрирует, что модели DLT и LGT обеспечивают относительно низкие ошибки по сравнению с ETS и особенно KTR.

На основе этих данных можно сделать вывод, что использование более сложных моделей позволит значительно снизить ошибку предсказания по сравнению с традиционными подходами. Ключевым преимуществом подхода с нейросетями является способность адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации и учитывать сложные нелинейные зависимости между параметрами [6].

В результате внедрения автоматизированной системы прогнозирования на базе нейросетевой модели удалось сократить среднее время принятия решений более чем на 60 %. Это достигается за счет:

- автоматической обработки входных данных без необходимости ручного ввода и коррекции;

- использования прогнозов для предотвращения внештатных ситуаций, связанных с гидратообразованием и коррозией;
- автоматического подбора оптимальных параметров работы оборудования.

Внедрение модели существенно повышает эффективность эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Скорость коррозионного износа конструкции снижается на 50 % за счет точного прогнозирования условий разрушения оборудования. Вероятность образования гидратов и АСПО уменьшается более чем на 30 % благодаря предиктивному анализу режимов. Автоматизация прогнозирования сокращает ошибки операторов на 80 %, исключая влияние человеческого фактора. Восстановление пропущенных данных достигает 100 %, что устраняет потери информации из-за сбоев сенсоров. Также оптимизация работы скважин обеспечивает рост добычи газа и газоконденсата на 3 %. Ускорение обработки данных и адаптивных прогнозов снижает время принятия решений более чем на 60 %, а прогнозирование динамики обводнения позволяет сократить его скорость на 40 %, повышая рентабельность добычи.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что разработка и внедрение нейронной сети для прогнозирования параметров скважин демонстрирует повышение точности расчетов, снижение эксплуатационных рисков и оптимизацию производственных процессов. Проведенный анализ показал, что использование методов машинного обучения позволяет существенно уменьшить вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором, повысить точность оценки эксплуатационных параметров и ускорить принятие решений.

Результаты сравнения моделей временных рядов (DLT, LGT, KTR) подтвердили, что классические подходы обладают рядом ограничений, особенно в условиях нелинейных зависимостей и изменяющихся режимов работы скважин. Нейросетевой алгоритм, адаптированный к реальным замерам, продемонстрировал более высокую точность предсказаний, что позволило снизить вероятность

образования гидратов, уменьшить скорость коррозии и повысить эффективность добычи. Можно смело утверждать, что практическое применение данной модели на месторождениях открывает перспективы дальнейшего развития интеллектуального мониторинга и управления добычей, включая интеграцию с физическими моделями фильтрации, внедрение автоматизированных систем контроля и оптимизацию технологических процессов. ●

Литература

1. Афанасьев В.Н. Анализ временных рядов и прогнозирование: учебник. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2020. – 286 с.

2. Бахитов Р.Н., Гиндуллин Р.Р. Синхронный анализ временных рядов при оценке разработок нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 287–295.

3. Бушмелева К.И., Васильчук А.Н. Аспекты машинного обучения в крупной компании нефтегазовой отрасли // Вестник кибернетики. – 2018. – № 3. – С. 45–52.

4. Голубев А.В., Лебедев А.В. Комплексная методика прогнозирования временных рядов динамики проходки строительства нефтегазовых скважин на основе аддитивного моделирования // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2018. – № 3. – С. 45–52.

5. Евсюткин И.В. Глубокие искусственные нейронные сети для прогноза значений дебитов добывающих скважин // Известия ТПУ. 2020. № 11. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/glubokie-iskusstvennye-neyronnye-seti-dlya-prognoza-znacheniy-debitov-dobyvayuschih-skvazhin> (дата обращения: 12.03.2025).

6. Никитин Н.О. Гибридные и автоматизированные подходы машинного обучения для разработки нефтяных месторождений: исследование на примере месторождения Вольве, Северное море // arXiv preprint arXiv:2103.02598. – 2021. URL: <https://arxiv.org/abs/2103.02598> (дата обращения: 12.03.2025).

7. Рамазанов Р.Г., Масленников Д.В., Баушин В.В., Рыков А.Д. Машинное обучение в нефтегазовой отрасли. Прогноз вероятности успешности ГТМ и факторный анализ на примере ГРП // Нефть, Газ, Инновации. – 2022. – № 11. – С. 20–25.

8. Соловьев Н.Н., Салина Л.С., Скоробогатов В.А. Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – № 1 (25). – С. 125–133.

9. Федоров А.В., Иванов П.П. Применение методов машинного обучения для автоматизации процессов в нефтегазовой отрасли // Вестник Сибирского федерального университета. – 2020. – Т. 13, № 2. – С. 286–295.

10. Шарафутдинов Р.Р., Юсупов Р.М. Технологии машинного обучения в нефтегазовой промышленности // Вестник Казанского технологического университета. – 2021. – Т. 24, № 15. – С. 45–52.

KEYWORDS: forecasting, neural networks, gas wells, gas condensate wells, corrosion wear, production optimization, time series, machine learning in the oil and gas industry.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ для нефтегазовой отрасли

СОБЫТИЯ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ ПРИДАЛИ СУЩЕСТВЕННЫЙ ИМПУЛЬС РАЗВИТИЮ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, НО В НАСТОЯЩЕМ «ПЛЮСЕ» ОКАЗАЛИСЬ ПРЕДПРИЯТИЯ, РУКОВОДСТВО КОТОРЫХ ДЕЙСТВОВАЛО НА ОПЕРЕЖЕНИЕ, ВНЕДРЯЯ ПРИНЦИПЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ЗАБЛАГОВРЕМЕННО

THE EVENTS OF RECENT YEARS HAVE GIVEN A SIGNIFICANT BOOST TO THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC INDUSTRY, BUT THE ENTERPRISES, WHOSE MANAGEMENT ACTED PROACTIVELY, INTRODUCING THE PRINCIPLES OF IMPORT SUBSTITUTION IN ADVANCE, WERE IN A FAVORABLE SITUATION

Ключевые слова: система судовой автоматизации, программное обеспечение, энергетический объект, газотурбинная установка, оборудование диспетчеризации.

Моисеева Анастасия Сергеевна

ведущий специалист по маркетингу научно-производственного центра «Автоматизация гражданских судов», АО «Концерн «НПО «Аврора»

В АО «Концерн «НПО «Аврора», одном из ведущих разработчиков и производителей отечественных систем судовой автоматики, важность импортозамещения осознавали задолго до ужесточения ограничений, поэтому сейчас производственный и научно-технический потенциал предприятия позволяет оперативно и качественно решать задачи в области импортозамещения аппаратных и программных средств. Среди основных направлений деятельности Концерна выделяются разработка, производство, поставка, сервис и модернизация:

- автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- автоматизированных систем управления энергетическими объектами (в том числе ядерных);
- систем управления газотурбинными установками;
- главных и вторичных распределительных устройств до 1000 В;
- оборудования автоматизации и диспетчеризации, таких как контроллеры, датчики, клапаны, мониторы и панельные компьютеры.

За более чем полувековую историю АО «Концерн «НПО «Аврора» заработало репутацию надежного поставщика морской техники в интересах гособоронзаказа и отечественного атомного ледокольного флота, а в последние 15 лет активно развивает гражданское направление, предлагая решения по автоматизации не только для морских, но и для береговых объектов.

С проблемами нефтегазовой отрасли в Концерне знакомы хорошо. С уходом иностранных компаний, которые отказались не только производить новую, но и обслуживать уже поставленную технику, российской промышленности пришлось искать новые пути решения возникающих трудностей.

На вопрос, есть ли кем заменить ушедших производителей интегрированных систем управления, систем динамического позиционирования, электроэнергетического оборудования и критически важных комплектующих, в Концерне отвечают утвердительно. Значительная часть необходимого оборудования уже готова к поставкам, часть – в самом ближайшем будущем.

Отечественная система автоматического управления движением и динамическим позиционированием

Система автоматического управления движением и динамическим позиционированием (САУ ДП) является комплексом, предназначенным для автоматического и дистанционного управления судном или другим морским объектом) с целью динамического удерживания его над точкой позиционирования с заданной точностью в условиях воздействия возмущающих внешних сил.

В нефтегазовой отрасли такие системы крайне востребованы, т.к. являются обязательными для оборудования всех судов и плавучих морских объектов, эксплуатируемых в зоне бурения и добычи нефти и газа, они существенно повышают безопасность и эффективность



эксплуатации морских объектов: судов, плавучих буровых установок и др.

АО «Концерн «НПО «Аврора» имеет успешный опыт разработки и поставки САУ ДП. Начиная с 2008 года системами «Магнетит» производства Концерна оснащены более 20 судов вспомогательного флота России.

Взяв за основу надежные и проверенные технические решения, применив современную и доступную элементную базу, специалисты АО «Концерн «НПО «Аврора» разработали гражданскую версию системы автоматического управления движением и динамическим позиционированием под шифром «Апатит».

Система обладает модульной структурой с универсальным конфигурируемым набором технических средств (приборов, пультов), что позволяет устанавливать ее на различные морские объекты с разнообразным составом пропульсивного комплекса и при необходимости масштабировать.

В зависимости от символа класса судна, класса автоматизации, а также наличия технических средств движения судна САУ ДП «Апатит» может поставляться в различных модификациях, в том числе для судов и морских объектов с классами DP2 и DP3.

САУ ДП «Апатит» имеет свидетельство о типовом одобрении Российского Морского Регистра Судоходства, а также, согласно Постановлению Правительства РФ № 719, заключение Минпромторга

России о подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации.

Программируемый логический контроллер АВРОПЛК

Определенное время НПО «Аврора» при разработке гражданских систем использовало оборудование зарубежных вендоров, в том числе и программируемые контроллеры. Однако в 2020 году специалистами была начата разработка программируемых контроллеров, по своим характеристикам не уступающих зарубежным аналогам. Таким образом, в начале 2024 года в серию вышла новая линейка контроллеров «АВРОПЛК».



Функционально контроллер состоит из вычислителя и устройств удаленного ввода-вывода. Вычислитель собирает информацию с устройств удаленного ввода-вывода, обрабатывает данные, выполняет заложенные алгоритмы и выдает информацию на пульта оператора.

Устройства удаленного ввода-вывода собирают информацию с датчиков, выдают управляющие команды и осуществляют связь с вычислителем.

В программный комплекс ПЛК интегрирован САПР MASTERPLC, позволяющий пользователям разрабатывать функциональное программное обеспечение на языках МЭК (LAD, FBD, ST и др.). Программный комплекс внесен в реестр отечественного программного обеспечения.

Существенным конкурентным преимуществом данного контроллера является применение при его производстве доступной элементной базы, что делает его неуязвимым для санкций, а также обеспечивает возможность бесперебойных поставок и оперативного сервиса.

При разработке и производстве систем в АО «Концерн «НПО «Аврора» отдают приоритет применению собственных комплектующих, например, различных датчиков и сигнализаторов, мониторов и компьютеров морского исполнения.

Так, на предприятии, входящем в контур Концерна, налажен выпуск серии встраиваемых компьютеров, предназначенных для работы в составе АСУ ТП в качестве основного центрального вычислительного и обрабатывающего устройства. Компьютеры имеют компактные размеры, безвентиляторную систему охлаждения и низкое энергопотребление, что позволяет использовать их на самых различных морских объектах.



Сервис и модернизация автоматизированных систем управления

В свете мировых событий нескольких последних лет в адрес Концерна «Аврора» стало поступать большое количество запросов от компаний нефтегазовой отрасли на предмет возможности проведения модернизации и технического обслуживания автоматизированных систем управления судов и буровых установок.

Для выполнения этих работ в составе Концерна было создано специальное подразделение, а также разработан алгоритм, позволяющий заказчику выбрать наиболее удобный способ взаимодействия.

Первым шагом является выезд специалистов Концерна на объект и проведение диагностики состояния

оборудования и установленного на нем программного обеспечения.

Далее специалистами разрабатывается технический отчет, а также предложения по модернизации, если она необходима. В отчете отражаются текущие неисправности и все слабые места в системе, которые в дальнейшем могут привести к выходу из строя оборудования.

При подготовке предложений по модернизации отдается предпочтение минимизации внесения изменений в систему, при возможности специалистами предлагается проведение реинжиниринга ПО, только при невозможности последнего предлагается замена отдельных комплектующих на отечественные аналоги и разработка нового ПО.

Очень серьезно относятся в АО «Концерн «НПО «Аврора» к вопросам сервисного обслуживания своих изделий.

Сервисные подразделения предприятия функционируют на всех морях России и расположены в Мурманске, Владивостоке, Калининграде, на Камчатке, а также за рубежом, во Вьетнаме и в Индии.

В ближайших планах Концерна – укрепление взаимодействия с предприятиями нефтегазового сектора в части комплексных поставок российского оборудования собственного производства и оказания услуг по модернизации и техническому обслуживанию действующих объектов. ●

KEYWORDS: ship automation system, software, energy facility, gas turbine installation, dispatching equipment.



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

14–17.04.2025

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ГЕНЕРАЦИИ ИНЖЕНЕРНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ: цифровое будущее инжиниринга



**Валентин
Каськов**

ИТ-директор
Группы компаний
«Специальные
системы
и технологии»

МЫ НАХОДИМСЯ НА ПОРОГЕ НОВОЙ ЭРЫ ЦИФРОВОГО ИНЖИНИРИНГА. ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТРАНСФОРМИРУЮТ СПОСОБЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ. В ГРУППЕ КОМПАНИЙ «СПЕЦИАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» СОЗДАН ЦИФРОВОЙ ПРОДУКТ, КОТОРЫЙ АВТОМАТИЗИРУЕТ ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ, СИЛОВЫХ ШКАФОВ И ДРУГИХ ПОДОБНЫХ ИЗДЕЛИЙ. ЭТОТ ИНСТРУМЕНТ ДЕМОНИСТРИРУЕТ ПОТЕНЦИАЛ ЦИФРОВОГО БУДУЩЕГО, В КОТОРОМ ПРОЦЕССЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТАНОВЯТСЯ ПОЛНОСТЬЮ АВТОМАТИЧЕСКИМИ, А ИНЖЕНЕР ЛИШЬ ВЕРИФИЦИРУЕТ РЕЗУЛЬТАТ

WE ARE ON THE THRESHOLD OF A NEW ERA OF DIGITAL ENGINEERING. ARTIFICIAL INTELLIGENCE (AI) AND AUTOMATION ARE TRANSFORMING THE WAY OF ENGINEERING SYSTEMS DESIGNING AND DEVELOPING. THE SPECIAL SYSTEMS AND TECHNOLOGIES GROUP OF COMPANIES (SST GROUP) HAS CREATED A DIGITAL PRODUCT THAT AUTOMATES THE PROCESS OF DEVELOPING CONTROL BOXES, POWER CONTROL BOXES AND OTHER SIMILAR PRODUCTS. THIS TOOL DEMONSTRATES THE POTENTIAL OF THE DIGITAL FUTURE, IN WHICH DESIGN PROCESSES BECOME FULLY AUTOMATIC, AND THE ENGINEER ONLY VERIFIES THE RESULT

Ключевые слова: цифровой инжиниринг, искусственный интеллект, инженерные системы, шкаф управления, автоматизация процессов проектирования.

Проблемы традиционного проектирования

До появления систем автоматизированного проектирования (САПР) инженеры вручную создавали чертежи и спецификации, сталкиваясь с рядом сложностей:

- **Высокая вероятность ошибок:** человеческий фактор неизбежен, особенно в больших проектах с множеством элементов.
- **Трудоемкость и затраты времени:** составление документации требовало часов, а иногда и дней.
- **Ограниченные возможности оптимизации:** анализ различных конфигураций был сложен и занимал значительное время.
- **Трудности в обновлении документации:** любое изменение в проекте требовало пересмотра всей связанной документации, что увеличивало нагрузку на инженеров.

С развитием технологий появился следующий этап – системы автоматизированного проектирования, которые позволили частично облегчить процесс создания чертежей. Они ускорили

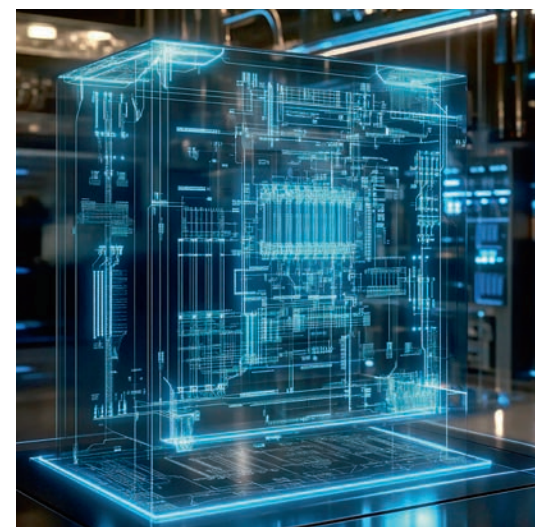
работу инженеров, но не исключили ручной труд, так как специалистам по-прежнему приходилось вручную настраивать параметры, оформлять чертежи, проверять соответствие требованиям и вносить изменения.

Недостатки САПР по сравнению с автоматической генерацией чертежей

Хотя системы автоматизированного проектирования стали большим шагом вперед по сравнению с ручными чертежами, они имеют ряд ограничений:

- **Требуют значительного участия инженеров:** специалист должен вручную настраивать параметры и компоненты схем.
- **Не исключают человеческого фактор:** ошибки при вводе данных и проектировании остаются возможными.
- **Не обладают возможностью интеллектуального анализа:** системы автоматизированного проектирования не могут сами предлагать оптимальные решения, а лишь помогают визуализировать идеи инженера.

РЕКЛАМА



Сгенерировано Midjourney

- **Медленнее, чем автоматическое проектирование:** процесс создания документации все еще требует много времени на настройку и корректировки.

Революция с приходом ИИ

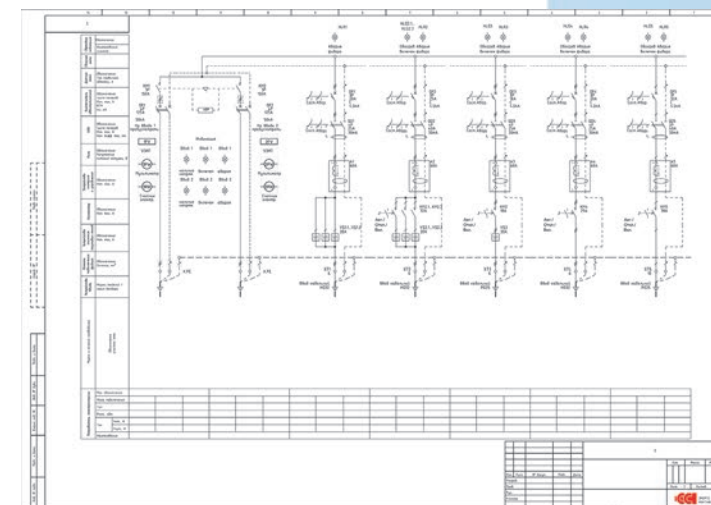
Однако настоящий прорыв произошел с появлением **автоматических систем проектирования**, таких как наш продукт. Они не просто упрощают процесс, а полностью генерируют готовые комплекты чертежей и спецификации без необходимости ручного черчения.

Автоматические системы генерации инженерной документации позволяют:

- **Автоматизировать рутинные задачи:** ИИ берет на себя создание схем, подбор компонентов и расчет параметров.
- **Исключать вероятность ошибок:** алгоритмы исключают человеческий фактор и обеспечивают соответствие нормативам.
- **Ускорять процесс проектирования:** время на подготовку документации сокращается на порядок.
- **Обеспечивать интеллектуальный анализ:** система может предложить оптимальные конфигурации, учитывая технические требования и ограничения.

ИИ и инженер: кто проектирует лучше?

Искусственный интеллект уже сейчас демонстрирует конкурентоспособность в проектировании. Он может анализировать тысячи вариантов, проверять схемы на соответствие стандартам и находить ошибки в ТЗ, которые человек мог бы пропустить. Однако нужно понимать, что ИИ не может создать принципиально новых решений, для революционных открытий, нестандартных решений и радикально новых подходов по-прежнему необходим человек.



Чертеж, созданный в системе генерации инженерной документации, разработанной в ГК «ССТ»

Будущее без рутины: что делать инженерам, когда чертежи создаются мгновенно?

Автоматизация высвобождает огромное количество времени, позволяя инженерам сосредоточиться на более сложных и креативных задачах. Вместо многодневного ручного создания чертежей специалисты смогут разрабатывать инновационные решения, исследовать новые материалы и методы проектирования, а также заниматься верификацией результатов работы ИИ и дообучением.

От спецификации до производства: как ИИ меняет не только проектирование, но и производство?

ИИ не только автоматизирует создание документации, но и способствует цифровой трансформации всего производственного процесса. Автоматически созданные схемы могут быть напрямую интегрированы в PLM-системы, а спецификации – в ERP, где автоматически формируются заказы на комплектующие, планируются процессы комплектации и оптимизируется логистика поставок.

Мгновенная адаптация под требования клиента

ИИ позволяет динамически менять параметры проекта в зависимости от изменений в ТЗ от заказчика. Если раньше даже небольшие изменения могли привести к полной переработке схем и документации, то теперь система автоматически вносит корректировки в считанные секунды. Это дает компаниям колоссальное преимущество в гибкости и скорости работы.

Автоматически созданные схемы

могут напрямую интегрироваться в PLM-системы, а спецификации – в ERP

Автоматизация инженерной документации:

- экономит до 40 % рабочего времени
- снижает затраты на изменения на 60 %

Все необходимые чертежи

генерируются
в полностью
автоматическом
режиме

В 11 раз

ускорился процесс
проектирования
шкафов управления

300
миллионов
рублей

составляет ежегодная
экономия фонда оплаты
труда

Сокращение издержек: экономия времени и ресурсов с ИИ

Сокращение времени проектирования и исключение ошибок ведет к значительному снижению затрат. Расчетные модели показывают, что **автоматизация инженерной документации может сэкономить до 40 % рабочего времени специалистов и снизить затраты на изменения на 60 %**. Программные продукты TraceXPro™ и TraceCAD™, разработанные в Группе компаний «Специальные системы и технологии» (ГК «ССТ»), создают единую среду жизни инженерных данных и **позволяют генерировать спецификации и чертежи за минуты вместо дней** расчетов и проектирования.

Рассмотрим модельный кейс по генерации чертежей шкафов управления. Основная концепция, которую мы вкладывали в разработку программного обеспечения, заключается в том, чтобы проектировщик ничего не делал руками, а был только верификатором.

Теперь при задаче спроектировать шкаф управления достаточно передать в TraceCAD™ данные из расчетной системы TraceXPro™ или внести данные из ТЗ в интерфейс. Далее остается только нажать кнопку «Чертеж», и в полностью автоматическом режиме будут сгенерированы все необходимые чертежи. В чистых цифрах: **процесс проектирования шкафов управления ускорился в 11 раз, с ежегодной экономией** относительно фонда оплаты труда **в практически 300 миллионов рублей**.

Уникальность программных продуктов заключается в идеологически ином подходе – полностью автоматическом проектировании, достигнутом благодаря применению спектра современных технологий в области машинного обучения, искусственного интеллекта, обработки данных и принципиально новаторскому подходу к тестированию нейросетевых алгоритмов.

Программные продукты цифрового инжиниринга TraceXPro™ и TraceCAD™ широко используются как в компаниях «ССТЭнергомонтаж» и «Промышленный обогрев», так и в профильных проектных институтах. Благодаря инновационным цифровым решениям, крупнейшая российская инжиниринговая компания «ССТЭнергомонтаж» занимает уникальную лидирующую роль в применении цифрового инжиниринга, обеспечивающего возможность бесконечного ресурсного масштабирования в проектировании систем электрообогрева для предприятий ТЭК и других отраслей промышленности.

Идеальный баланс: когда доверять ИИ, а когда – человеку?

Хотя ИИ способен выполнять множество задач быстрее и точнее человека, его работа всегда требует контроля. В критически важных проектах, например, в энергетике или авиастроении, даже небольшая ошибка может привести к катастрофе. Поэтому роль инженера как эксперта-контролера остается ключевой.

«Живой» интеллект: сможет ли ИИ обучаться и предлагать решения лучше, чем стандартные методики?

Современные ИИ-системы уже обучаются на основе реальных проектов и совершенствуют свои алгоритмы. Будущее цифрового инжиниринга заключается в самообучающихся моделях, которые смогут анализировать лучшие решения и адаптироваться к новым стандартам.

Новые роли инженеров в цифровом будущем

С развитием систем автоматической генерации чертежей, инженеры не исчезнут, а их роль трансформируется:

- **Эксперт-верификатор:** инженеры будут проверять и утверждать сгенерированные ИИ схемы и спецификации.
- **Разработчик правил и алгоритмов:** необходимо будет настраивать и обучать ИИ для учета специфики проектов.
- **Творческий инженер:** вместо рутинных задач специалисты смогут сосредоточиться на инновациях и улучшениях систем.

Заключение

Цифровое будущее уже наступило, и перед нами открываются огромные перспективы. Автоматические системы генерации инженерной документации позволяют оптимизировать рабочие процессы, снизить затраты и повысить качество. Развитие цифровых технологий приведет к тому, что инженерия станет более точной, быстрой и эффективной, а роль человека в этом процессе будет только расти, но в новом, более интеллектуальном качестве. ●

KEYWORDS: *digital engineering, artificial intelligence, engineering systems, control cabinet, automation of design processes.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

ЕВРАЗИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

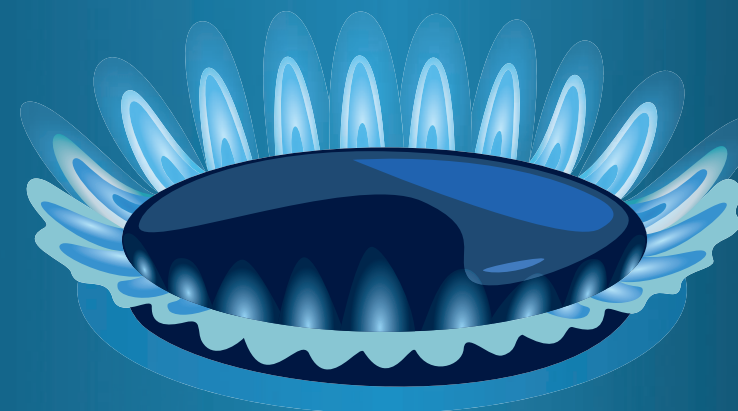
24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЕГАЗ-2025



www.neftegaz-expo.ru

14–17 апреля 2025

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+

Реклама

ЗАРУБЕЖНЫЕ И МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ: ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ

В 2025 ГОДУ СОСТОИТСЯ ВАЖНОЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СОБЫТИЕ: ВЫЙДУТ В СВЕТ ОБНОВЛЕННЫЕ КОДЫ НА КОТЛЫ И СОСУДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ASME BPVC. ЭКСПЕРТЫ КОНСОРЦИУМА «КОДЕКС» РАССКАЗЫВАЮТ, НА ЧТО ПОВЛИЯЕТ ОБНОВЛЕНИЕ КОДОВ, А ТАКЖЕ КАК СЕЙЧАС ОБСТОЯТ ДЕЛА С ПРИОБРЕТЕНИЕМ ЗАРУБЕЖНЫХ И МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ В РОССИИ

IN 2025, AN IMPORTANT EVENT WILL TAKE PLACE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY: THE UPDATED ASME BOILERS AND PRESSURE VESSELS CODES (BPVC) WILL BE RELEASED. THE EXPERTS FROM THE KODEKS CONSORTIUM WILL TELL US ABOUT THE EFFECTS OF THE UPDATED CODES AND HOW THINGS ARE CURRENTLY GOING WITH THE ACQUISITION OF FOREIGN AND INTERNATIONAL STANDARDS IN RUSSIA

Ключевые слова: международные стандарты, обновленные коды, износостойкость оборудования, котлы, сосуды под давлением.

Ирина Смотуга

эксперт проекта «Академия SMART Техэксперт»,
Консорциум «Кодекс»

Коды ASME BPVC: к чему готовиться

Обновленные коды ASME BPVC (Boiler & Pressure Vessel Code) выйдут в свет в июле 2025 года. Нового издания кодов ждут в тех отраслях промышленности, которые связаны с проектированием, производством и эксплуатацией котлов и сосудов под давлением, а также трубопроводов и атомных энергетических установок. В первую очередь нововведения затронут атомную промышленность, машиностроение и нефтегазовую отрасль. Как и предыдущие издания,

версия ASME BPVC 2025 года будет содержать технические обновления, разъяснения к существующим правилам и редакционные правки. Ожидается, что в этот раз в переиздание войдут не только формальные уточнения, но и существенные содержательные изменения, влияющие на износостойкость оборудования. В частности, уже обсуждаются изменения в приложении 47 к Разделу ASME VIII-1, касающиеся требований к проектированию сосудов под давлением, и отмена двухклассовой структуры сосудов в Разделе ASME VIII-2.

Приобретение стандартов: проблемы и пути выхода

ASME ясно осознает критическую важность кодов для обеспечения глобальной промышленной

безопасности, поэтому даже в условиях санкций не закрывает доступ к кодам BPVC для российских пользователей. Тем не менее приобретение легальной версии обновленных кодов – все еще сложная задача для отечественных предприятий. В условиях мировой поляризации взаимодействие с зарубежными правообладателями вызывает серьезные сложности, и в нефтегазовой отрасли, где потребность в международных стандартах высока, это ощущается особенно остро.

Основная проблема, с которой сейчас сталкиваются отечественные пользователи, – это снижение надзора за оборотом нелегальных версий стандартов, которое провоцирует риски «пиратства».

Чем опасно «пиратство»?

Первое и самое основное: только сам разработчик или его официальный представитель может гарантировать, что полученный документ отражает содержание актуальной версии стандарта. В ряде случаев, например в ситуации с ASME BPVC, «пиратство» угрожает безопасности всего предприятия: когда небольшая поломка оборудования может привести к полной остановке производства, работа с непроверенной информацией недопустима. Кроме того, статус официального пользователя кодов ASME BPVC дает доступ к дополнительным материалам (Code Cases), которые позволяют компаниям оставаться в курсе актуальных трендов безопасности в своей отрасли.

Второй немаловажный фактор: «пиратская» копия не позволяет предприятию пройти международный аудит. Для того чтобы обосновать соответствие требованиям проверки, организация предоставляет аудиторам пакет документов, в том числе и стандарты, на которые она опирается в своей деятельности. Даже частичное несоблюдение правил лицензионного соглашения по одному из этих документов влечет за собой отказ в получении сертификата. Чем это грозит, можно не объяснять: финансовые убытки, разрыв договоренностей, невозможность вывести продукцию на международный рынок и, конечно, серьезный удар по репутации.

Итак, проблема ясна. Но к кому обратиться, если необходима официальная версия международного или зарубежного стандарта? К примеру, ASME BPVC 2025? Риск нарваться на «пиратов» в этой сфере достаточно велик – опасно гнаться за ценой и выбирать поставщика с непроверенной репутацией. Лучше обратиться к тем, кто имеет долгую историю взаимодействия с правообладателями зарубежных и международных стандартов.

В частности, Консорциум «Кодекс» более 20 лет сотрудничает с организациями – разработчиками и реселлерами применяемых за рубежом стандартов. На 2025 год Консорциум продолжает работу с ключевыми правообладателями: API, ASTM, ISA, NACE, MSS, ANSI, NEMA IEC, ISO, ASME – всего более 390 организаций. Среди прочего «Кодекс» предоставляет

отечественным предприятиям возможность легально приобрести ASME BPVC 2025 – как полный комплект, так и индивидуальный набор кодов.

Важные нюансы и инструменты поддержки

Мало приобрести легальную копию стандарта – документ еще надо перевести, интегрировать в процессы предприятия с учетом требований национального законодательства, наладить работу со стандартом так, чтобы не нарушить условия лицензионного соглашения. Эксперты Консорциума «Кодекс» осознают это и оказывают комплексную поддержку отечественным пользователям стандартов, приобретенных у зарубежных правообладателей.

В частности, Консорциум по запросу готовит профессиональные переводы нормативной технической документации: зарубежных и международных стандартов на русский язык, а также государственных стандартов России, межгосударственных стандартов СНГ и других нормативных технических документов на иностранные языки.

Помимо этого, «Кодекс» оказывает предприятиям информационную поддержку по вопросам приобретения, анализа и использования в России международных и зарубежных стандартов. Речь идет как об индивидуальных консультациях по целому ряду направлений, так и о более сложных комплексных услугах. Примером последней может служить поиск соответствий между зарубежными стандартами с российскими аналогами.

Сверка необходима, когда предприятие готовит свои внутренние стандарты, которые опираются на зарубежные и международные. Часть процессов из этих зарубежных стандартов уже может быть описана в ГОСТ и ГОСТ Р, что требует дополнительного исследования и гармонизации внутренних нормативных технических документов с межгосударственными и национальными стандартами. Это сложная и кропотливая работа, с которой зачастую нельзя справиться без разъяснений от ведущих экспертов отрасли и консультаций с профильными техническими комитетами.

Специалисты Консорциума «Кодекс» также не обошли стороной вопрос удобной и эффективной работы с электронными версиями приобретенных стандартов. На цифровой платформе «Техэксперт» представлено программное решение, которое позволяет создавать на предприятии индивидуальный фонд зарубежных и международных стандартов. Индивидуальный фонд позволяет в едином интерфейсе работать со всеми приобретенными организацией стандартами, их переводами, а также картотекой зарубежных и международных стандартов. Особенностью фонда является автоматизированный контроль соблюдения условий лицензионного соглашения. Система позволяет для каждого документа сформировать уникальные настройки доступа, ограничений на печать и выгрузку. Таким образом, условия правообладателя не получится нарушить по незнанию или по ошибке – лицензионное соглашение соблюдается неукоснительно, а значит, шансы на успешное прохождение аудита возрастают.

Совмещая индивидуальный фонд с другими решениями «Техэксперт», можно в едином окне работать со всем наполнением профессиональных справочных систем «Техэксперт» (базой федерального законодательства, национальными стандартами, тематическими справочниками и классификаторами) и приобретенными зарубежными стандартами. А благодаря системе годовой подписки на обновления приобретенных стандартов актуализация документов производится в индивидуальном фонде автоматически, после того как правообладатель выпускает их новую редакцию. ●

KEYWORDS: international standards, updated codes, wear resistance of equipment, boilers, pressure vessels.

**КОДЕКС
ТЕХЭКСПЕРТ**

По вопросам приобретения кодов ASME BPVC 2025, а также любых других зарубежных и международных стандартов можно обратиться по электронной почте spp@kodeks.ru или телефону 8-800-505-78-25

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ➤



ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —
➤ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ
И РОБОТЫ ➤

ENSMAS



НЕ ВКЛЮЧАТЬ
РАБОТАЮТ ЛЮДИ

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ➤

↑ ИСКУССТВЕННЫЙ
ИНТЕЛЛЕКТ



ПромМашТест



АБС Электро

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ➤

КЭАЗ ЭНЕРГИЯ
ЕДИНСТВА

➤ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



➤ НОВОСТИ



↑ kaspersky

↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ



ТЕРРАЛИНК
ТЕХНОЛОГИИ

ANT ENGINEERING

➤ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА



ГАЗСТРОЙПРОМ
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ➤



➤ ЗАЩИТА ДАННЫХ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА

CHNT

Empower the World

ENSMAS

ГЛОБАЛЬНЫЙ ЛИДЕР для РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ЛОКАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



01

Силовые аппараты
распределения
и защиты

02

Автоматизированные
системы управления
электродвигателями

03

Гарантийное
и сервисное
обслуживание



01

Низковольтное
комплектное
устройство ENSIV

02

Шинопровод
ENTERRA до 6300 А

03

Промышленная
автоматизация



chint.ru

РЕКЛАМА



ensmas.ru



БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ

Применение в скважинах с аномально низким пластовым давлением на месторождениях Восточной Сибири

АВТОРЫ СТАТЬИ ОПРЕДЕЛЯЮТ ЗАВИСИМОСТЬ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ФИЛЬТРАТА ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И ИССЛЕДУЮТ ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ ДЛЯ ПРЕСНЫХ И МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE DETERMINE THE DEPENDENCE OF THE FILTRATE SURFACE TENSION ON TEMPERATURE AND STUDY THE FRACTIONAL COMPOSITION OF THE DISPERSED PHASE FOR FRESH AND MINERALIZED OIL-IN-WATER EMULSIONS

Ключевые слова: буровой раствор, эмульсия аномально низкое пластовое давление, месторождения Восточной Сибири, физико-химические свойства.

Кучин Вячеслав Николаевич
заведующий лабораторией НЦ «Арктика», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, к.т.н.

Овчинникова Ирина Михайловна
студент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Шипулин Александр Игоревич
студент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Полищученко Василий Павлович
руководитель научно-технологического центра ЗАО НПО Полицелл, к.х.н.

Бурение скважин в Восточной Сибири сопряжено со вскрытием интервалов с высокой вероятностью поглощений бурового раствора. Литологический разрез представляет собой переслаивающиеся терригенные и хемогенные отложения с растворимой каменной солью и отличается низкими коэффициентами аномальности (менее 1,0). Применение соленасыщенных растворов на водной основе в данных геологических условиях создает высокую вероятность возникновения поглощений, поскольку плотность таких растворов составляет 1,20–1,23 г/см³.

Поэтому для снижения рисков поглощения используют растворы на углеводородной основе (РУО) с плотностью 1,10 г/см³ и менее.

РУО представляют собой обратную эмульсию, обладающую многими технологическими преимуществами, такими как хорошая смазывающая способность, инертность к солям и глинам. Однако основным недостатком РУО является их высокая стоимость вследствие высокого содержания углеводородной составляющей (60–90 % объемн.). Также стоимость строительства скважины возрастает за счет применения более дорогостоящих методов геофизических исследований [1, 2]. Снижение содержания углеводорода для обратной эмульсии невозможно, поскольку это приводит к седиментационной неустойчивости и потере текучести раствора.

Снижение стоимости раствора с углеводородной составляющей возможно путем применения

прямой эмульсии, в которой объемное содержание углеводорода значительно меньше (15–45 % объемн.). Поскольку стабилизация прямых эмульсий представляет собой сложную задачу, их опытно-промышленное применение носит единичный характер [3, 4].

Авторами на базе Научного Центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета проведены уникальные исследования системы минерализованной прямой эмульсии, разработанной ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и АО НПО «Полицелл», и аналогичного пресного состава. Значительный интерес в работе представляют поверхностно-активные свойства фильтрата раствора, фракционный состав углеводородной фазы, их изменения в зависимости от температуры и минерального состава водной среды.

Поверхностное натяжение фильтрата позволяет определить характер влияния фильтрата на продуктивность пласта. Снижение поверхностного натяжения фильтрата приводит к ослаблению капиллярных сил в пласте, что подразумевает больший коэффициент восстановления проницаемости после первичного вскрытия [5].

Согласно исследованию [6] поверхностное натяжение на границе «фильтрат-воздух» для полимерных растворов при 20 °С составляет 39,5–68,5 мН/м. Аналогичный показатель для фильтрата РУО равен 22,5 мН/м при 20 °С.

Измерения поверхностного натяжения фильтрата проводились при помощи прибора для измерения краевого угла смачивания EasyDrop (Kruss) методом висящей капли [7]. В основе данного метода лежит уравнение Юнга-Лапласа, описывающее перепад давлений на границе раздела фаз.

Поверхностное натяжение фильтрата измерялось следующим

образом: шприц с фильтратом охлаждался или нагревался с помощью жидкостного криотермостата до требуемой температуры и фиксировался на приборе перед камерой. Далее производилось формирование устойчивой капли максимально возможного объема и при помощи программного обеспечения рассчитывалось значение поверхностного натяжения.

ТАБЛИЦА 1. Зависимость поверхностного натяжения фильтрата от температуры

Температура, °С	Поверхностное натяжение, мН/м
10	24,4
15	22,5
20	20,4

Поскольку месторождения Восточной Сибири характеризуются низкими пластовыми температурами, измерения поверхностного натяжения фильтрата прямой эмульсии проводились при 10, 15 и 20 °С. Данные, полученные в ходе измерений, для фильтрата минерализованной прямой эмульсии приведены в таблице 1.

Полученные значения для фильтрата минерализованной прямой эмульсии близки к значениям для фильтрата РУО, из чего можно предположить, что коэффициент восстановления проницаемости пласта, вскрытого с применением прямой эмульсии, будет сходным с коэффициентом для пласта, вскрытого с применением РУО. Данное предположение дает основания для проведения сложных исследований фильтрационно-емкостных свойств на образцах керна.

Как было упомянуто ранее, основным требованием к составу прямой эмульсии является ее стабильность, которая прежде всего

характеризуется агрегативной устойчивостью и косвенно определяется различными способами. Одним из показателей стабильности является размер капель эмульсии – чем меньше размер частицы фазы, тем стабильнее эмульсия.

Размер капель оценивался при помощи лазерного дифракционного анализатора гранулометрического состава Malvern Mastersizer 2000 с автоматическим модулем диспергирования и подачи образца в виде суспензий и эмульсий – Hydro G, который может быть использован как для измерения гранулометрического состава сыпучих материалов (например, утяжелителей), так и для размера капель в жидких дисперсных системах [8]. Данный прибор работает по технологии лазерной дифракции. Принцип метода основан на измерении углового распределения интенсивности рассеянного света, образовавшегося при прохождении лазерного луча через определенную среду (эмульсию, суспензию, аэрозоль). Крупные частицы преимущественно рассеивают свет под малыми углами к лазерному пучку, а мелкие частицы – под большими углами. Анализ данных производится с использованием теории Ми и приближения Фраунгофера.

Исследования фракционного состава дисперсной фазы проведены для пресной и минерализованной прямых эмульсий. Состав пресной прямой эмульсии исследовался для определения влияния соли на свойства раствора.

Исходя из полученных данных (таблица 2, рисунки 1, 2), практически половина капель пресной прямой эмульсии (48,7 %) находится в диапазоне 1,0–2,5 мкм, 34,1 % капель имеют размер 2,5–5,0 мкм. В минерализованной прямой эмульсии размеры капель распределяются следующим

ТАБЛИЦА 2. Объемное содержание фракций прямых эмульсий, %

Тип эмульсии	Диапазон, мкм							
	0,5–0,55	0,55–1,0	1,0–2,5	2,5–5,0	5,0–10,0	10,0–15,0	15,0–30,0	30,0–500,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пресная	0,00	4,63	48,69	34,12	8,40	2,10	1,96	0,08
Минерализованная	0,16	5,42	25,78	31,32	31,69	5,60	0,03	0,00

РИСУНОК 1. Гистограмма распределения размеров частиц пресной прямой эмульсии

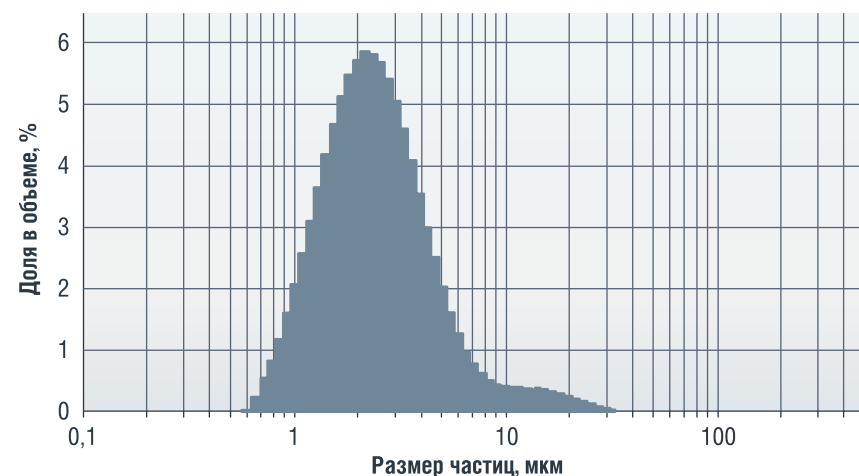
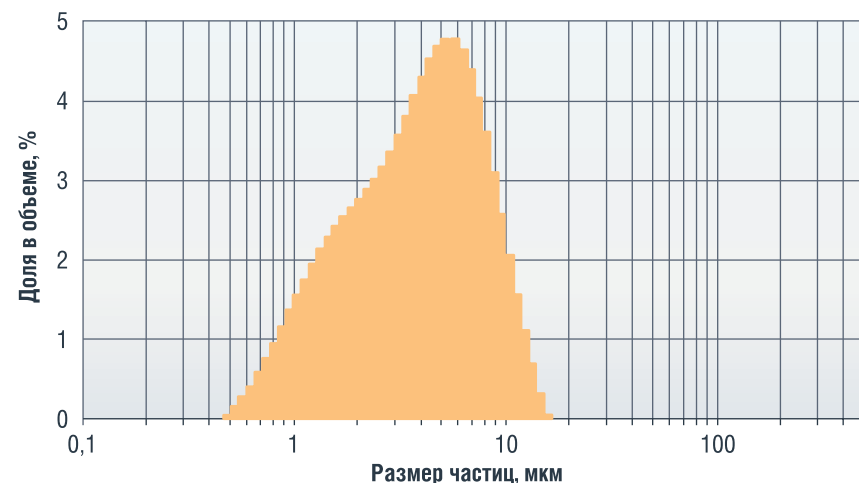


РИСУНОК 2. Гистограмма распределения размеров частиц минерализованной прямой эмульсии



образом: 31,2% находятся в диапазоне 0,55–2,5 мкм, 31,3% в диапазоне 2,5–5,0 мкм, 31,7% в диапазоне 5,0–10,0 мкм. Средний размер капель минерализованной эмульсии незначительно больше, чем пресной — 4,5 и 3,3 мкм соответственно.

При введении соли увеличивается ионная сила среды, изменяется дисперсность и фракционный состав эмульсии, что определяет последующие структурно-реологические параметры системы.

Отличительной особенностью данного состава прямой эмульсии является наличие надколлоидной фракции размером 0,55–1,0 мкм, которая обеспечивает низкие значения фильтрации и, согласно закону Стокса, высокую седиментационную стабильность. При этом доля этой фракции невысока (4,6–5,4%), что несущественно влияет на пластическую вязкость, а доля крупной фракции эмульсии

(15–35 мкм) незначительна и такие частицы не будут задерживаться на системе очистки при бурении.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и АО НПО «Полицилл» провели совместные всесторонние исследования по разработке системы прямой эмульсии, устойчивой к загрязнениям различного типа: глинистым шламом, солью, рапой, цементом, гипсом, углекислотой. В настоящее время ведутся исследования фильтрационно-емкостных свойств системы прямой эмульсии на образцах керна Тас-Юряхского НГКМ.

По результатам исследований установлена температурная зависимость поверхностного натяжения фильтрата бурового раствора при низких забойных температурах 10–20 °С, характерных для скважин Восточной Сибири; показано изменение фракционного состава дисперсной фазы при переходе от

пресной к высокоминерализованной среде. Тонкодисперсный состав обеспечивает седиментационную стабильность и низкий показатель фильтрации.

Система может быть использована как на интервале солей, так и в подсолевом комплексе. Рециклинг для использования на последующих скважинах, снижение объемного содержания углеводорода и упрощение переработки шлама улучшают экономические показатели и уменьшают экологическую нагрузку. Также в прямой эмульсии углеводород находится в состоянии дисперсной фазы, поэтому выделяется меньшее количество легковоспламеняемых паров по сравнению с РУО, что снижает пожарную опасность и негативное воздействие на персонал.

На этапе испытания и освоения прямая эмульсия, в отличие от РУО, при смешении с водными растворами солей и жидкостями ГРП не образует вязких составов, препятствующих получению углеводородного продукта. ●

Литература

1. Кузьмина М.В. Особенности применения растворов на углеводородной основе при бурении горизонтальных скважин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. — 2018. — С. 242–246.
2. Тарасова Ю.С. и др. Применение геохимических методов при бурении разведочных скважин на растворах с углеводородной основой // Нефтяная столица. — 2023. — С. 218–222.
3. Тихонов Е.В. и др. Бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением в Западной Сибири — прямая эмульсия «масло в воде» BARADRIL-N®/Mineral Oil // Бурение и нефть. — 2013. — № 10. — С. 50–52.
4. Аксенова Н.А., Липатов Е.Ю., Харитонов Т.А. Опыт строительства горизонтальных скважин на Кошильском месторождении // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2018. — № 4. — С. 34–37.
5. Нечаева О.А., Никитин В.И., Фесенко Н.А. Управление свойствами фильтрата буровой промывочной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта // Булатовские чтения. — 2020. — Т. 3. — С. 258–260.
6. Вафин Р.М. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов путем комплексного использования полисахаридов // Недропользование. — 2011. — № 1. — С. 47–52.
7. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Теоретические и экспериментальные исследования эффективности бурения твердых горных пород // Недропользование. — 2015. — № 15. — С. 38–47.
8. Литвиненко В.С., Николаев Н.И. Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. — 2011. — Т. 194. — С. 84–90.

KEYWORDS: drilling mud, emulsion, abnormally low reservoir pressure, deposits of Eastern Siberia, physico-chemical properties.

РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

100%

российское
производство

30+

лет
на рынке

Топ-3

производитель
нагревательных
кабелей в мире

35 000+

реализованных
проектов

- Поддержание технологических температур трубопроводов, резервуаров, оборудования
- Системы антиобледенения кровель и открытых площадей объектов нефтегазового сектора
- Системы обогрева магистральных трубопроводов до 150 км с одной точки питания

- Инструменты для цифрового проектирования: TraceCAD™, TraceXPro™, ExPro™
- Единая точка ответственности: от проектирования до сервисного обслуживания



+ 7 495 627-72-55

141008, Московская область,
г. Мытищи, ул. Колпакова, 46а
www.sst-em.ru info@sst-em.ru

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ МЕКСИКИ

Мексика

**Кузнецова
Екатерина Михайловна**
студент

**Филимонова
Ирина Игоревна**
студент

**Козлов
Андрей Михайлович**
доцент кафедры газохимии,
К.Т.Н.

**Стыценко
Валентин Дмитриевич**
профессор кафедры
физической и коллоидной
химии, Д.Х.Н.

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

Экономика Мексики с развитой промышленностью, включая производство автомобилей, электронику, текстиль и пищевую индустрию, по праву считается одной из крупнейших среди стран Латинской Америки. Развитию промышленного производства этой страны, наряду с относительно невысокими затратами на рабочую силу, способствуют и богатые запасы полезных ископаемых [1].

ПРИ РАССМОТРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА СТРАН АМЕРИКАНСКОГО КОНТИНЕНТА МНОГИЕ УДЕЛЯЮТ ПРИСТАЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ США И КАНАДЕ, ПОЛАГАЯ, ЧТО ИМЕННО ЭТИ ДВЕ СТРАНЫ ЗАДАЮТ ТОН КАК ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, ЭКСПОРТУ И ИМПОРТУ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ТАК И В ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ СЕКТОРЕ. ОДНАКО НЕ СЛЕДУЕТ ЗАБЫВАТЬ И СТРАНЫ ЮЖНОЙ АМЕРИКИ, В ОСОБЕННОСТИ МЕКСИКУ, КОТОРАЯ ФАКТИЧЕСКИ НАХОДИТСЯ НА ДВУХ КОНТИНЕНТАХ И ЯВЛЯЕТСЯ КРУПНЫМ ИГРОКОМ НА РЫНКЕ НЕФТЕДОБЫЧИ. СОСЕДСТВО И ДЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ СВЯЗИ С США НАКЛАДЫВАЮТ ОПРЕДЕЛЕННЫЙ ОТПЕЧАТОК НА НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ СТРАНЫ, ЕЕ СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

WHEN CONSIDERING THE OIL AND GAS SECTOR OF THE COUNTRIES OF THE AMERICAN CONTINENT, MANY PAY CLOSE ATTENTION TO THE UNITED STATES AND CANADA, BELIEVING THAT THESE TWO COUNTRIES LEAD THE WAY IN BOTH OIL AND GAS PRODUCTION, ENERGY EXPORT AND IMPORT, AND IN THE PROCESSING SECTOR. HOWEVER, WE SHOULD NOT FORGET THE COUNTRIES OF SOUTH AMERICA, ESPECIALLY MEXICO, WHICH IS ACTUALLY LOCATED ON TWO CONTINENTS AND IS A MAJOR PLAYER IN THE OIL PRODUCTION MARKET. THE PROXIMITY AND LONG-TERM ECONOMIC RELATIONS WITH THE UNITED STATES LEAVE A CERTAIN IMPRINT ON THE COUNTRY'S OIL AND GAS INDUSTRY, ITS CURRENT STATE AND DEVELOPMENT PROSPECTS

Ключевые слова: Мексика, природный газ, сжиженный природный газ, нефть, нефтегазовый сектор.

Страна располагает обширными нефтяными месторождениями в Мексиканском заливе и на суше, нефтяная промышленность играет принципиальную роль в экономике страны и в течение долгого времени является одним из основных источников дохода бюджета, также в стране сосредоточены значительные запасы природного газа. Следует отметить и значительные запасы угля, особенно в штате Коауила [2].

Традиционно в Мексиканском нефтегазоносном бассейне выделяют пять областей: Северо-Восточная область, расположенная в прогибе Рио-Браво-дель-Норте, Тампико Туспан (ранее считалась самой богатой по запасам, где выделялся район Поса-Рика с верхнемеловыми рифовыми известняками), Веракус, Южная, занимающая лидирующее

положение по запасам нефти (находится около побережья Табаско-Кампече), Юкатанская.

Одним из крупнейших месторождений природного газа является Кампече, расположенное в южной части Мексиканского залива. Для Мексики добываемый природный газ не только используется в промышленности, для тепло- и электрогенерации, но и является важной частью экспорта, обеспечивая валютные поступления [3].

Нефтегазовая отрасль Мексики традиционно связана с США, особенно с НПЗ, расположенными в Техасе. Уже к 1930 г. нефтяная промышленность являлась важной отраслью мексиканской экономики. Нефтяные предприятия под управлением иностранного капитала обеспечивали не менее 90 % добычи нефти, но были национализированы в 1938 г., после чего на основе нефтегазовых производств была образована государственная компания Petroleos Mexicanos (Pemex). Отсутствие разрушительных последствий Второй мировой войны и национализация способствовали развитию нефтепереработки в стране: только за период 1950–1960-х гг. мощности НПЗ по первичной переработке (перегонке) нефти были развиты в масштабах, способных полностью обеспечить спрос на топлива и базовые продукты нефтехимии в Мексике.

К середине 1970-х были открыты и началась разработка новых нефтегазовых месторождений, в результате чего значительно повышается добыча и экспорт нефтяного сырья, и страна становится значительным игроком на мировом рынке, а нефтяная промышленность начинает превращаться в один из наиболее активно развивающихся секторов экономики и важнейший источник валюты для бюджета страны. Как следствие, к 1981 г. доходы от экспорта нефти превышали 14 млрд долл., что составляло более 70 % стоимости всего экспорта Мексики. Одновременно государство ограничивало рост стоимости энергоносителей на внутреннем рынке, что предопределило развитие сфер энергоемкой экономики и уменьшало траты населения на приобретение тепла и электроэнергии, но приходилось привлекать на внешнем рынке

средства на выполнение инфраструктурных проектов, субсидирование неэффективных государственных предприятий, а также для импорта оборудования и технологий. Как следствие, внешний долг Мексики к 1980 г. превысил 85 млрд долл., а траты на ежегодное обслуживание превысили 15 млрд долл., и существенное уменьшение мировых цен на нефть в 1980-е гг. предопределили невозможность обслуживания долга и объявление дефолта в 1982 г.

В результате кризиса власти Мексики перешли от государственного капитализма к экономическим реформам, связанным с выходом государства из капитала предприятий. После приватизации государственных предприятий (в нефтяном секторе приватизации подверглась в первую очередь нефтепереработка) многие из них перешли к иностранным собственникам, также практически все доходы госкомпании Pemex стали изыматься в федеральный бюджет, что предопределило значительное уменьшение вложений в бурение и разработку месторождений, а также в НПЗ и, как следствие, резкое уменьшение выпуска нефтепродуктов и нефтехимической продукции, что привело к возрастанию импорта высокооктанового бензина.

С избранием в 2000 г. президента Висенте Фокса возросла эксплуатация существующих капитальных фондов на нефтяных месторождениях, но повышение добычи нефти в 2003 г. до рекордного уровня 3,4 млн баррелей/сутки и ограниченность геологических и геофизических работ привели к уменьшению доказанных запасов нефти до 18 млрд баррелей. В то время это означало, что при сохранении уровней добычи доказанных запасов нефти могло хватить примерно на 10 лет, как следствие, все больше приводилось доводов в пользу приватизации компании Pemex для увеличения акционерного капитала, при этом такой капитал хотели привлекать в наиболее капиталоемкие отрасли нефтепереработки и нефтехимии [4–6].

Несмотря на недофинансирование геологоразведки, Мексика к 2010 г. занимала третье место в Западном

полушарии и седьмое в мире при добыче в 2009 году около 3 млн баррелей в сутки. Следует отметить, что Мексика идеально расположена для поставок нефти как в Восточную Азию, где наблюдается наибольший рост спроса, так и в Европу. По сравнению с производителями по американскую сторону границы, которые сталкиваются с проблемой транспортировки нефти между Восточным и Западным побережьем, производители Мексики имеют доступ к перешейку Теуантепек (перешеек в Северной Америке между Мексиканским заливом Атлантического океана и Тихим океаном), ширина которого в самом узком месте составляет всего 200 км, и таким образом минимизируют расходы на транспортировку и фрахт танкеров.

Газодобыча сформировалась в Мексике как отрасль экономики к концу 70-х гг. XX века в связи с резким увеличением добычи нефти и энергетическим кризисом, изменившим отношение к вопросу добычи природного газа. В конце 70-х годов добывался главным образом попутный нефтяной газ в основных нефтедобывающих районах Реформа и Кампече, при этом на переработку подавалось не менее 80 % добываемого попутного нефтяного газа, и лишь на северо-востоке страны в штате Коауила эксплуатировались 7 газовых промыслов. В 1980 г. в Мексике начала создаваться национальная система магистральных газопроводов Кактус – Монтеррей, Сьюдад-Пемекс – Мехико – Гвадалахара, Рейноса – Монтеррей – Торреон – Чиуауа. Большие надежды возлагались на добычу сланцевого газа, но его добыча не была рентабельна из-за относительно недорогого газа из Соединенных Штатов, тем не менее Мексика поощряет внутреннюю добычу традиционного природного газа.

В настоящее время на месторождениях на севере и юге страны добывают около 60 % газа, остальную часть добывают в заливе Кампече, тем не менее говорить о насыщении рынка собственным газом пока рано. Для возможности импорта газа в Мексике работали два терминала СПГ: на западном побережье с 2008 года работает терминал «Коста Асуль» (Costa Azul) мощностью около 28 млн м³ в сутки, а на восточном – с 2006 г.

УДК 553.981:72

терминал Альтамира (Altamira) мощностью 14 млн м³ в сутки, который является совместным предприятием компаний Royal Dutch Shell, Total и Mitsui.

Несмотря на доказанные запасы природного газа в 17 трлн ф³ (481 млрд м³) и усилия, направленные на увеличение добычи газа, Мексика продолжает импортировать его из США, покрывая увеличивающееся годовое потребление (прирост потребления электрогенерации составляет около 3% ежегодно) и пиковые уровни в жаркие месяцы, например, в июне 2024 г. поставки газа превысили 180 млн м³ в сутки.

Но Мексика не только импортирует природный газ, но и экспортирует СПГ. Например, Mexico Pacific Limited сообщила о проекте СПГ-завода Saguaro Energia в Пуэрто-Либертад, штат Сонора, включающем три линии сжижения общей мощностью более 14 млн т СПГ в год, хранилища и причала, инвестиции в проект составят 14 млрд долл. К конкурентным преимуществам проекта относят расположение на побережье Тихого океана (это позволит не проходить танкерам через Панамский канал) и конкурентную стоимость природного газа, добываемого в близлежащем Пермском газовом бассейне (Permian Basin). Предполагается, что более половины производимого в Соноре СПГ будет поставляться

оператор проекта имеет право на беспрепятственные поставки СПГ в страны, с которыми у США есть действующие соглашения о свободной торговле. Помимо второй очереди Fast LNG Altamira, строится и первая очередь проекта Energia Costa Azul LNG на 4,1 млрд м³ газа в год, расположенного уже на западном побережье, а мощность

Доказанные запасы природного газа Мексики составляют 481 млрд м³

второй очереди этого проекта предполагается около 16,4 млрд м³ газа/год. Представлены потенциальным инвесторам и банкам проекты СПГ-заводов Saguaro Energia LNG, Amigo LNG, Gato Negro LNG, Salina Cruz LNG и Vista Pacifico LNG, общая мощность которых в случае строительства всех проектов превысит 45 млрд м³/год [8].

Реализация всех проектов или даже части из них существенно повысит возможность использования сжиженного природного газа государствами Южной Америки, так как в настоящее время стоимость СПГ для этих государств нестабильна из-за сильной зависимости от поставок газа

Общая мощность потенциальных СПГ-проектов в стране превышает 45 млрд м³ в год

американской Shell согласно подписанным 27 марта 2023 г. контрактам [7].

В августе 2024 г. Мексика впервые экспортировала СПГ с первой очереди проекта Fast LNG Altamira, расположенного рядом с восточным побережьем Мексики плавучего терминала мощностью немногим более 2 млрд м³ газа в год, использующего в качестве сырья газ из Техаса, поступающий по подводному газопроводу Sur de Texas-Тухрап. Учитывая, что сжижается импортируемый из США газ, поставки готового СПГ должны согласовываться с нормами и требованиями законодательства США, но следует учитывать, что

Соединенными Штатами. Так, в 2022 г. импорт СПГ в Южной Америке сократился на 42% (до 14,2 млрд м³), в том числе из-за переориентации США на европейский рынок, на котором тогда резко выросли цены. А в 2023 г., наряду с уменьшением цен и стабильными закупками СПГ Европой, импорт СПГ государствами Южной Америки повысился на 12% (до 15,8 млрд м³), но в объемах не достиг показателя 2021 г. (24,3 млрд м³) [9, 10].

В заключение следует отметить, что нефть и газ – важные источники энергии в Мексике, используемые не только для производства электроэнергии,

но и для бытовых нужд. Несмотря на снижение добычи газа в стране, Мексика активно развивает свою инфраструктуру и ищет новые источники газа, в том числе из-за рубежа, принимаются меры по устранению проблем с поставками газа и повышению безопасности его использования, в том числе появляются ПХГ для импортируемого из США газа. ●

Литература

- Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. – М.: Нефть и газ, 2006. – 640 с.
- Mexico – Country Commercial Guide [Электронный ресурс]. – <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/mexico-oil-and-gas> (дата обращения: 20.01.2025).
- Mexico: Energy – Oil & Gas [Электронный ресурс]. – <https://www.legal500.com/guides/chapter/mexico-energy-oil-gas> (дата обращения: 22.01.2025).
- bp Statistical Review of World Energy 2022 – <https://esgworld.ru/wp-content/uploads/2022/07/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 23.01.2025).
- Революция сверху: как Мексика открывает нефтегазовый сектор для частных компаний [Электронный ресурс]. – <https://www.forbes.ru/kompanii/resursy/247235-revolutsiya-sverhu-kak-meksika-otkryvaet-neftegazovyi-sektor-dlya-chastnykh> (дата обращения: 20.01.2025).
- EIA: Энергетическая реформа в Мексике может стать драйвером роста нефтедобычи страны на 75% [Электронный ресурс]. – <https://ngv.ru/articles/eia-energeticheskaya-reforma-v-meksike-mozhet-stat-drayverom-rosta-neftedobychi-strany-na-75/> (дата обращения: 20.01.2025).
- Mexico Pacific и ConocoPhillips подписали 20-летнее соглашение о поставках СПГ с завода Saguaro Energia в объеме 2,2 Мт/год [Электронный ресурс]. – <https://lngnews.ru/2023/08/35781/mexico-pacific-i-conocophillips-podpisali-20-letnee-soglasenie-o-postavkah-spg-s-zavoda-saguaro-energia-v-obeme-2-2-mt-god/> (дата обращения: 17.01.2025).
- Мексика начала отгрузки СПГ [Электронный ресурс]. – <https://globalenergyprize.org/ru/2024/08/22/meksika-nachala-otgruzki-spg/> (дата обращения: 20.01.2025).
- Анализ размера и доли Мексиканского рынка нефти и газа – тенденции роста и прогнозы (2024–2029 гг.) [Электронный ресурс]. – <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/mexico-oil-and-gas-markethttps://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/mexico-oil-and-gas-market> (дата обращения: 24.01.2025).
- Борьба с нефтью. Мексика: успешная индустриализация и остаточная зависимость [Электронный ресурс]. – <https://carnegieendowment.org/posts/2017/03/borba-s-neftyu-meksika-uspeshnaya-industrializaciya-i-ostatochnaya-zavisimost?lang=ru> (дата обращения: 13.01.2025).

KEYWORDS: Mexico, natural gas, liquefied natural gas, oil, oil and gas sector.

Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



Переключающий клапан серии НТКН-В
Размеры: 1"–18"
Диапазон давления: 150–1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 1"–16"
Диапазон давления: 150–900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В HTDO/В
Размеры: 1" D2"–20" BB24"
Диапазон давления: 150–2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД
Размеры: 1"×2"–10"×14"
Диапазон давления: 150–2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ
Размеры: 1/2"–48"
Диапазон давления: 150–2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+650° C



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБП (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"–78"
Диапазон давления: 150–900 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

СТРУКТУРА КОРПОРАТИВНОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКИ на современном этапе

В СТАТЬЕ ПРОИЗВЕДЕН АНАЛИЗ ИНОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНА СТРУКТУРА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ, ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ОПРЕДЕЛЕН КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК, А ТАКЖЕ ДАНЫ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВНЕДРЕНИЮ ЛУЧШИХ ПРАКТИК

THE ARTICLE ANALYZES THE INNOVATION ACTIVITIES OF THE WORLD'S LEADING UPSTREAM COMPANIES, ANALYZES THE STRUCTURES OF RESEARCH AND DEVELOPMENT DEPARTMENTS, AS WELL AS DETERMINES THE STRUCTURE OF THE RESEARCH COMPLEX OF AN OIL AND GAS COMPANY, ANALYZES THE COSTS OF SCIENTIFIC RESEARCH ACTIVITIES, IDENTIFIES KEY AREAS OF RESEARCH AND DEVELOPMENT AND PROVIDES SUGGESTIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF BEST PRACTICES

Ключевые слова: инновационное развитие, наука, инновации, техника, технологии, научно-исследовательский комплекс, анализ затрат, нефтегаз.

Ремизов Алексей Евгеньевич
начальник центра
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
к.т.н.

Ткач Владимир Сергеевич
начальник лаборатории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Пузанов Александр Сергеевич
научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Сегодня перед нефтегазовой отраслью стоит ряд вызовов, к которым в первую очередь следует отнести постоянно ухудшающуюся структуру разведанных запасов, растущую выработанность эксплуатируемых месторождений, высокую изученность традиционных регионов, а также усиливающуюся роль «зеленой повестки». Эти вызовы требуют новых технологий, и крупнейшие игроки отрасли в целях сохранения конкурентоспособности осуществляют планомерную деятельность по разработке инновационных решений для всех этапов производственной цепочки.

Методология и основные понятия

Инновационная деятельность по своему характеру шире научно-технической деятельности и полностью включает ее в себя. В ФЗ от 23.08.1996 №127-ФЗ «О науке и государственной научно-технической политике» (в редакции от 24.07.2023) [1] дано следующее определение инновационной деятельности: «Инновационная деятельность – деятельность (включая научную, технологическую, организационную, финансовую и коммерческую деятельность),

направленная на реализацию инновационных проектов, а также на создание инновационной инфраструктуры и обеспечение ее деятельности». Это определение достаточно хорошо соотносится с определениями Research & Development, приведенными в работе [2] National Center for Science and Engineering Statistics – статистического агентства США, курирующего научно-техническое развитие.

В ежегодной отчетности публичных компаний именно статья Research & Development объединяет в себе затраты на инновационное развитие и текущие НИОКР.

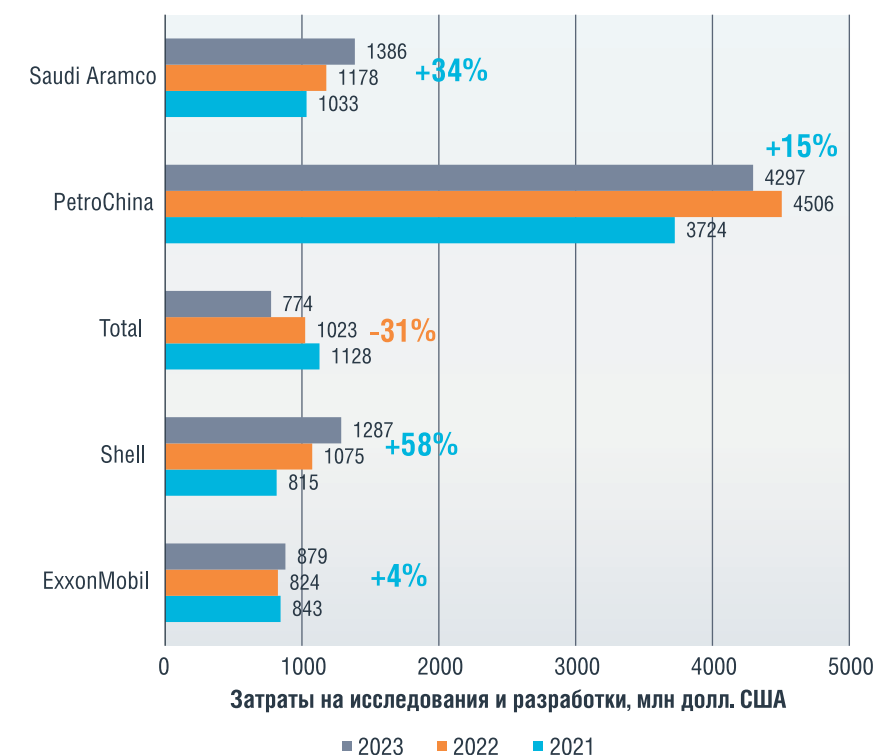
Для выявления общеотраслевых тенденций развития была проанализирована деятельность 11 компаний-лидеров отрасли. Выбор сделан на основе анализа объемов добычи (Statista [3]) и запасов УВ (по данным отчетности компаний), положением в отраслевых (Offshore Technology [4]) и общеэкономических рейтингах (Forbes Global 2000 [5] и Fortune Global 500 [6]). В статье дан подробный анализ научной деятельности компаний ExxonMobil (США), Shell (Великобритания), Total Energy (Франция), PetroChina (КНР) и Saudi Aramco (Саудовская Аравия), поскольку они представляют разнообразные подходы к операционной деятельности, различные формы собственности (национальные и частные компании) и их совместное рассмотрение дает полную картину отрасли и позволяет сделать необходимые обобщения.

Данные для анализа взяты из годовых отчетов, включая отчетность в области устойчивого развития [7–16], а также с официальных сайтов компаний. Помимо 5 компаний, по которым выполнен подробный анализ, тренды оценивались для Chevron, Conoco (США), BP (Великобритания), Eni (Италия), Equinor (Норвегия) и Sinorep (КНР).

Инновационная деятельность ведущих компаний отрасли

На рисунке 1 показана динамика изменения затрат компаний на исследования и разработки в 2021–2023 гг. В целом по рассматриваемым компаниям

РИСУНОК 1. Динамика затрат рассматриваемых компаний на исследования и разработки в 2021–2023 гг., млн долл. США



прирост составил 14 %. Максимальные затраты на исследования и разработки у PetroChina и Saudi Aramco. Эти две компании отличаются значительной долей государственного участия в их капитале, первоочередной их задачей является не столько получение прибыли, сколько обеспечение энергетической безопасности соответственно КНР и Королевства Саудовская Аравия.

Коммерческие компании своей первоочередной задачей ставят получение прибыли в интересах акционеров, поэтому в случае снижения прибыли расходы на инновационную деятельность могут стать предметом сокращения. Так, в 2020 г. при планировании бюджета на 2021 г., на фоне резкого снижения цен на УВС в связи с пандемией COVID-19, многие компании сократили расходы на инновации: у ExxonMobil сокращение составило 17 %, у Chevron – 38 %, у BP – 20 %. В то же время Saudi Aramco нарастила научный бюджет на 2021 г. более чем на 37 %, (с 755 до 1033 млн долл. США), PetroChina – на 6 %.

Рассмотрим более подробно деятельность выбранных компаний в области инновационного развития.

Направления исследований у каждой компании индивидуальны и отражают специфику регионов деятельности, портфеля проектов и стратегии развития организации. В целом по отрасли основными направлениями исследований в последние годы являются:

- «Зеленая энергетика» и энергоэффективность;
- Исследования в области новых материалов;
- Цифровые технологии и робототехника;
- Технологии добычи (морские месторождения и ТРИЗ);
- СПГ-технологии.

В последние годы для соответствия требованиям времени у большинства компаний произошло перераспределение бюджетов в пользу технологий, связанных с энергопереходом, «зеленой» энергетикой, разработкой новых материалов. Рост исследований в этих направлениях произошел за счет сокращения исследований в области новых технологий ГРП и разработки оборудования для разведки и добычи. В большинстве компаний разработки в области цифровых технологий консолидированы

в отдельных научных центрах, чтобы избежать возможного дублирования разработок, обеспечения совместимости применяемых форматов данных и использования удачных решений в разрабатываемых продуктах.

ExxonMobil

Научно-исследовательский комплекс компании ExxonMobil [7, 8] является одним из крупнейших в отрасли. Более 20 000 сотрудников, 2 200 из которых имеют ученые степени, ведут исследования в 10 ключевых научных центрах (три в США, два в Канаде, по одному в Бельгии, Индии, КНР, Индонезии и Катаре), каждый из которых специализируется на нескольких проблематиках: Calgary Research Centre (Канада) специализируется на вопросах разработки нефтеносных песков, European Technology Center (Бельгия) – на химических исследованиях, разработке новых материалов и CCUS-технологиях. Важное место отведено программам взаимодействия с ведущими учебными заведениями и научными центрами, бюджет на сотрудничество и совместные программы с вузами из топ-5 (The University of Texas, MTI, Stanford Energy Institute, Singapore National Technical University и Singapore Energy Center) в 2023 г. превысил 170 млн долл. США.

ExxonMobil участвует в отраслевых консорциумах (Canadian Oil Sands Innovation Alliance, созданный для разработки нефтеносных песков Канады) и программах технического сотрудничества (Blockchain Consortium в IT-сфере, партнерство с IBM по разработке квантовых компьютеров) и активно взаимодействует с государственными органами (бюджет проектов в области низкоуглеродных технологий, реализуемых с подразделениями Департамента энергетики США в 2013–2023 гг. составил более 100 млн долл США).

В ExxonMobil действует подразделение Technology Scouting and Venturing Group, ориентированное на поиск и отбор технологических стартапов и помощь в их реализации. С участием компании созданы венчурные фонды, крупнейшими из которых являются Exxon Ventures

и Exxon Capital Ventures. Данные о бюджетах фондов и объеме финансирования не раскрываются.

На 31.12.2023 г. компания владеет более чем 8 000 патентами, прибыль от патентных отчислений третьих лиц в 2023 г. составила 155 млн долл. США. Уровень затрат на исследования и разработки в 2023 г. составил 879 млн долл. США (рост к 2021 г. на 4%), что составляет 1,6% от прибыли ExxonMobil.

Shell

В корпоративной структуре Shell существует пост Главного технического директора (Chief Technology Officer), которому подчиняется научный совет, состоящий из 7 Главных ученых (Chief Scientist), каждый из которых курирует одно из направлений исследований [9]:

- химия, включая энергопереход и декарбонизацию,
- вычисления и наука о данных,
- физика и науки о Земле,
- биологические науки,
- химия в области катализа,
- материаловедение – полимеры,
- хранение и использование энергии.

Структура совета при необходимости изменяется. Так, должность Главного ученого, ответственного за хранение и использование энергии, была введена в декабре 2022 г. Необходимость этого изменения продиктована растущим объемом исследований в области «зеленой энергетики» и низкоуглеродных решений в структуре расходов на исследования и разработки, доля которых в 2023 г. составила 49% [10].

Всего в Shell работает более 3000 ученых. В трех ключевых технологических центрах (Shell Technology Centre Amsterdam, Shell Technology Center Houston и Shell Technology Centre Bangalore) работает более 4500 ученых и специалистов. Кроме того, функционирует 14 научных центров с более узкой и ориентированной на конечных клиентов специализацией. Ежегодно выходит Shell TechXplorer Digest, посвященный инновационным решениям во всех направлениях исследований.

Shell ведет активную деятельность в области поиска и привлечения новых технологий. Реализуются следующие программы:

- Shell Ventures – сопровождение проектов на всем жизненном цикле по направлениям энергия, мобильность, управление выбросами, цифровые технологии, разведка и добыча с 1996 г. Стратегия компании – небольшие инвестиции (2–5 млн долл. США на начальном этапе и 15–22 млн долл. США за весь цикл разработки). Фонд проинвестировал более 200 проектов, за 2014–2018 гг. объем инвестиций составил более 280 млн долларов США, данные за более поздние периоды в открытом доступе отсутствуют;
- Shell Gamechanger – онлайн платформа по поиску инновационных решений, отобранные проекты получают поддержку и финансирование;
- Shell TechWorks – сотрудничество с компаниями и поиск стартапов вне энергетической отрасли;
- Shell Research Alliance – система межотраслевого сотрудничества с индустриальными компаниями, государственными и научными учреждениями по всему миру. Начиная с 2019 г. ежегодно инициируется около 200 проектов.

Кроме того, реализуются международные программы по внедрению новых технологий:

- Shell Startup Engine – помощь стартапам в области энергетики;
- Shell LiveWIRE – развитие мелкого предпринимательства;
- Studio X – помощь проектам в области ГРП.

На 31.12.2023 г. компания владеет более чем 8 800 патентами, за 2023 г. было получено около 200 новых патентов. Затраты на исследования и разработки составили 1 287 млн долл. США (4% от доходов компании), что на 58% выше уровня 2021 г.

TotalEnergies

Деятельность в области исследований и разработок в структуре TotalEnergies в 2021 г. была сведена в отдельный операционный сегмент – One Tech. Сейчас в 18 научных центрах (крупнейшие расположены во Франции, Индии и Катаре)

Новый промышленный стандарт датчиков давления в России с МПИ 6 лет, расширенной диагностикой и поддержкой протокола HART 7

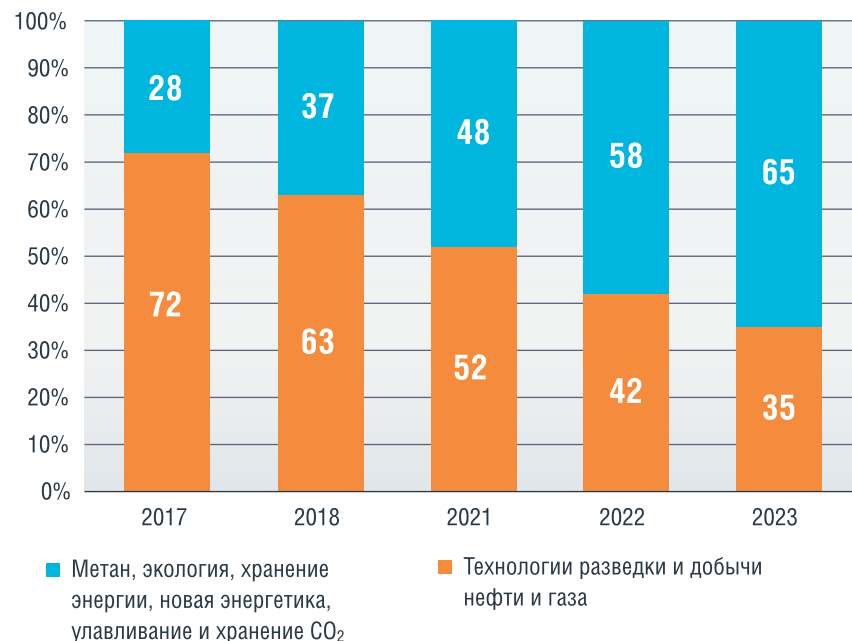


Метран-150

- Уровень полноты безопасности SIL2/SIL3
- Диагностика целостности токовой петли
- Соответствие Namur NE43 и Namur NE107
- Средняя наработка на отказ не менее 200 000 часов
- Соответствует Постановлению Правительства РФ № 719
- Температура электроники и температура сенсора датчика как дополнительные переменные процесса
- Журналы событий с архивами данных
- Настройка пользовательских предупреждений



РИСУНОК 2. Динамика распределения расходов TotalEnergies на исследования и разработки в 2017–2023 гг. (по данным [12])



работает более 3500 ученых и инженеров. В структуре компании создана «Цифровая фабрика», где консолидированы более 300 разработчиков и программистов из разных подразделений, которые разрабатывают новые IT-решения для энергетической отрасли [11, 12].

Ведется активное сотрудничество с вузами. Два крупнейших совместных проекта компании – Center for Artificial Intelligence and Data in Saclay (Франция, организован в сотрудничестве с бизнес школой HEC и Политехническим Институтом, ведутся исследования в области обработки данных и искусственного интеллекта) и Center of Excellence in Decarbonized Energies (ведутся разработки в области ВИЭ, декарбонизации и снижения выбросов совместно с Техническим Университетом Дании).

С 2017 г. доля, приходящаяся на исследования в области «зеленой» энергетики, биотехнологий и хранения энергии выросла с 28 до 65 % (рисунок 2).

Программа поиска новых перспективных технологий и решений включает в себя:

- Total Energy Ventures – венчурный фонд, основные направления – ВИЭ, снижение выбросов, переработка отходов. К 2022 г. Фондом были проинвестированы проекты на сумму около

400 млн долл. США. В 2022 г. было принято решение о снижении новых инвестиций и перераспределении бюджета в пользу акселератора стартапов TotalEnergies On;

- TotalEnergies On – акселератор стартапов, проводится для отбора проектов в области электричества и ВИЭ;
- Open innovation – программа поиска и внедрения стартапов в области углеродной нейтральности. Возможна помощь в финансировании, тестировании и коммерческом развитии проекта.

Патентование новых технологий ведется очень активно, за 2023 г. было подано 250 патентных заявок, общее число патентов компании превышает 10 000.

Total Energy является одной из немногих компаний, значительно сокративших свои затраты на исследования и разработки, причем как в абсолютном, так и в процентном выражении. Снижение относительно 2021 г. составило 31 %, (с 1128 до 774 млн долл. США), доля расходов на исследования и разработки сократилась вдвое: с 4 % в 2021 г. до 2,1 % в 2023 г. Скорее всего, это временная мера для компенсации потерь компании при выходе из российских проектов, и уже в 2024 г. затраты вернуться к прежнему уровню.

Petrochina

МСБ углеводородов Китая в значительной степени представлена трудноизвлекаемыми либо глубокозалегающими запасами. С учетом задач по наращиванию добычи газа и нефти, поставленных XX съездом КПК перед добывающей отраслью КНР [13], для поиска разведки и разработки новых месторождений необходима разработка новых технологий и решений.

В структуре компании [14] действует Отдел управления исследованиями и разработками, напрямую ему подчиняются три института, ведущие деятельность в интересах всей компании:

- Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPEDE) – ответственный за стратегическое планирование, фундаментальные исследования и разработки в области разведки и добычи;
- China Petroleum Planning and Engineering Institute (CPPEI) отвечает за экономическое планирование, проектные, инжиниринговые и консультационные услуги по всей производственной цепочке;
- PetroChina Petrochemical Research Institute (PRI) ведет самостоятельно и курирует исследования в области нефте- и газохимии, проводимые в ДО.

Помимо институтов центрального подчинения, в каждом из сегментов и 52 ДО компании организованы научные подразделения (институты и отдельные лаборатории), решающие прикладные вопросы: разработка ТРИЗ, повышение углеводородоотдачи, обработка данных ГРП, оперативное планирование ГРП. В 2024 г. в структуре компании насчитывалось 84 научных учреждения, в т.ч. 21 – национального уровня, в которых работало более 30 000 сотрудников.

Компания ведет широкую программу сотрудничества с ВУЗами и техническими компаниями по всему миру, организованы совместные научные центры, однако подробности в годовой отчетности не раскрываются. На 31.12.2023 г. компания владеет более чем 20 700 патентами, за 2023 г. только в КНР было получено 1760 патентов.

Затраты PetroChina на исследования и разработки являются одними из самых крупных в отрасли: 4 297 млн долл США в 2023 г, что составляет 11,6 % от прибыли компании за год. Прирост относительно 2021 г. составляет 15 %, а некоторое снижение затрат относительно 2022 г. связано с ослаблением курса юаня относительно доллара.

Saudi Aramco

Saudi Aramco – национальная нефтяная компания Королевства Саудовская Аравия (КСА) контролирует около 12 % мировых запасов нефти. Компания ведет активную деятельность по диверсификации деятельности, реализуя проекты в области газодобычи, в энергетической сфере, в области переработки и альтернативной энергетики [15].

Научные исследования ведутся в 12 центрах, расположенных в Саудовской Аравии, США, Великобритании, Голландии, Франции, России, Южной Корее и КНР. Кроме того, функционирует центр по разработке неметаллических материалов в Кембридже, основанный совместно с TWI Ltd и ADNOC.

В структуре российских добывающих компаний в последние годы идет процесс приведения структуры к общемировому стандарту. Мощным толчком к развитию блока поиска новых технологий для российских компаний стало введение технологических санкций в 2014 г.

Новые направления исследований приводят к постоянной потребности в новых решениях, экосистема Saudi Aramco по привлечению и развитию новых технологий охватывает весь производственный цикл, направлена на локальные исследовательские команды и включает в себя:

- Технологический парк LAB7, где одновременно может работать до 300 исследователей в составе 26 команд, оснащен двумя производственными участками, цифровой лабораторией и студией дизайна и ориентирован на работу над проектами, находящимися на ранней стадии;

- Wa'ed Ventures – венчурный фонд, лимит финансирования проекта до 20 млн долл. США, общий объем инвестиций – свыше 500 млн долл. США, ориентирован на предприятия КСА. Предоставляется поддержка, включая программу бизнес-инкубатора;
- Taleed – программа поддержки предприятий малого и среднего бизнеса, уже имеющих готовый к производству и внедрению продукт;
- Namaat – программа поддержки производственных предприятий.

За пределами КСА действует Aramco Ventures, общий объем инвестиций в 2024–2025 гг. планируется довести до 7 млрд долл. США.

При поддержке Saudi Aramco реализуется программа Aramco's In-Kingdom Total Value Add (IKTVA), цель которой – локализация производств внутри КСА [15].

Saudi Aramco владеет более чем 25 000 патентов. В 2022 г., получив 966 патентов в США, компания стала лидером среди отраслевых компаний.

Широкая программа исследований, включая приобретение суперкомпьютеров (введенный в эксплуатацию в 2021 г. Dammam-7 на момент ввода в эксплуатацию занимал 10 место в мировом рейтинге), поддерживается бюджетом на НИР, который в 2023 г. составил 1386 млн долл. США (прирост относительно 2021 г. – 34 %).

Выводы

В целом, обобщая информацию по рассмотренным компаниям-лидерам отрасли, можно отметить, что структуры сегмента «Исследования и разработки»

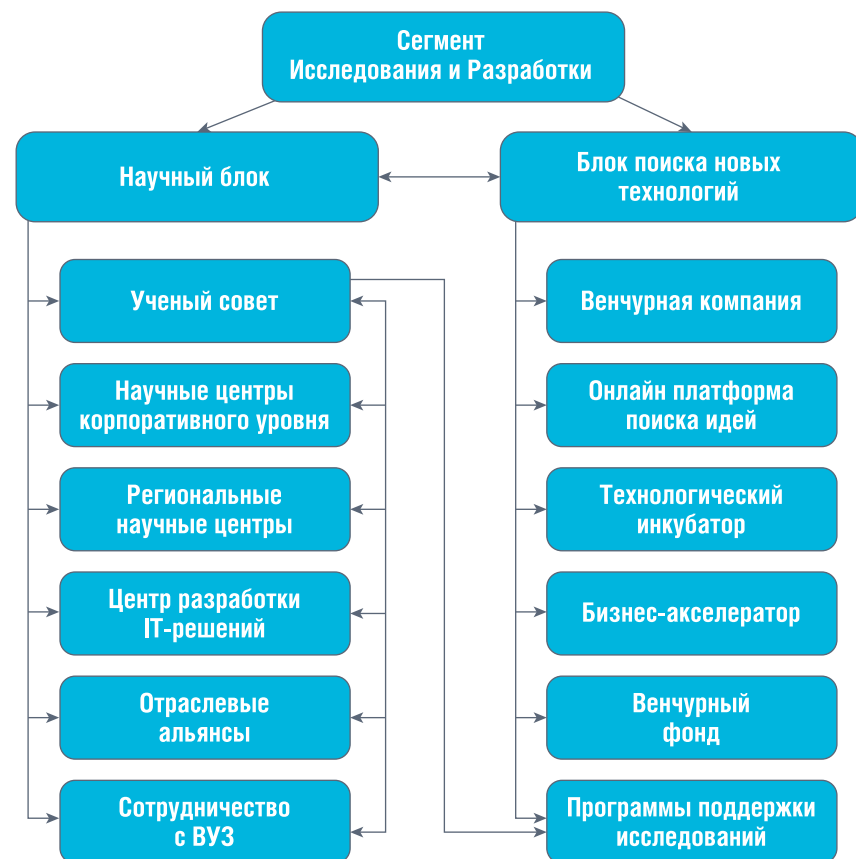
у большинства из них близки, отличаясь лишь отдельными элементами. Обобщенный вид структуры приведен на рисунке 3. Координацию исследований осуществляет ученый совет, руководящий деятельностью научных центров корпоративного уровня, работающих с общекорпоративной проблематикой. Региональные научные подразделения работают по вопросам частного/регионального характера, они могут быть интегрированы в структуру дочерних организаций (как в PetroChina). Цифровые решения и IT-разработки, как правило, сосредоточены в отдельных центрах разработки для избежания дублирования и унификации и интеграции применяемых решений.

Важное место в научной структуре занимают отраслевые и межотраслевые альянсы и сотрудничество с органами власти для разработки технологий и нормативной документации отраслевого и государственного уровней. Сотрудничество с вузами решает три важнейшие задачи: расширение спектра исследований, доступ к перспективным разработкам на ранней стадии и подготовка и отбор кадров еще со студенческой скамьи.

Поиск новых технологий, решений и концепций занимает все более важное место в технологическом развитии компаний. Как правило, блок поиска и отбора новых технологий включает в себя онлайн-платформу поиска идей (могут приниматься любые идеи либо в рамках определенной тематики, как делает, например, Eni), технологический инкубатор, где команды сторонних исследователей могут вести работы над проектом и создать рабочий концепт, венчурные фонды либо венчурные фирмы, занимающиеся отбором и финансированием проектов.

Бизнес-акселераторы оказывают помощь уже отобранному проекту, помогая организации-разработчику сделать свое положение более устойчивым. Кроме того, могут реализовываться программы по поддержке исследований в отраслях, которые компания считает наиболее перспективными (как правило, сейчас это «зеленые» технологии и исследования в области альтернативной энергетики).

РИСУНОК 3. Структура сегмента «Исследования и разработки» ведущих компаний нефтегазовой отрасли



Приведенная выше структура является обобщенной, в структуре ряда компаний отсутствуют отдельные элементы, функции которых перераспределены между другими сегментами. Исключением является структура компании CopocoPhillips, научный бюджет которой на фоне других мейджоров отрасли невелик (81 млн долл. США в 2023 г.). Компания сосредоточена на исследованиях в области СПГ, а большая часть разработок выполняется за счет сторонних технологических компаний, в рамках технологических альянсов либо за счет венчурных инвестиций.

В структуре российских добывающих компаний в последние годы идет процесс приведения структуры к общемировому стандарту. Научные блоки большинства крупных компаний (ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть» и др.) уже имеют структуру, близкую к приведенной на рисунке 3. Мощным толчком к развитию блока поиска новых технологий для российских компаний стало

введение технологических санкций в 2014 г. Одно из ведущих мест среди российских лидеров отрасли занимает ПАО «Газпром»: функционирует онлайн-платформа для поиска новых идей (система «Одно окно»), в рамках ПАО «Газпром нефть» разработана цифровая консоль решений консолидирована в Центре цифровых инноваций, в апреле 2019 г. создан венчурный фонд «Новая индустрия» (участники ПАО «Газпром нефть», АО «Газпромбанк», Российская венчурная компания и VEB Ventures). Однако объем венчурного инвестирования в РФ пока значительно уступает общемировому, что объясняется закрытостью рынка, спецификой российской правовой системы, отсутствием устоявшейся практики функционирования венчурных компаний. ●

Литература

1. Федеральный закон от 23.08.1996 № 127-ФЗ «О науке и государственной научно-технической политике» (ред. от 24.07.2023) [Электронный ресурс]. – URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102043112&ysclid=m0dtr16vmt954241378/> (дата обращения: 28.08.2024).

2. Definitions of Research and Development: An Annotated Compilation of Official Sources. NCSES, 2018. [Электронный ресурс]. – URL: / (дата обращения: 28.08.2024).
3. Международная платформа Statista [Электронный ресурс]. – URL: www.statista.com/statistics/270732/largest-natural-gas-producers-worldwide-based-on-production-output/ (дата обращения: 28.08.2024).
4. Международное отраслевое агентство Offshore Technology [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.offshore-technology.com/analysis/top-10-highest-earning-oil-gas-companies-2021-2020/> (дата обращения: 28.08.2024).
5. Рейтинг Forbes Global 2000 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.forbes.com/lists/global2000/?sh=2c1bd1fe5ac0> (дата обращения: 28.08.2024).
6. Рейтинг Fortune Global 500 [Электронный ресурс]. – URL: <https://fortune.com/ranking/global500/> (дата обращения: 28.08.2024).
7. ExxonMobil Form 10-K, 2023 [Электронный ресурс]. – URL: <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/all-sec-filings/content/0000034088-24-000018/0000034088-24-000018.pdf> (дата обращения: 16.08.2024).
8. ExxonMobil отчет об устойчивом развитии за 2023 г. [Электронный ресурс]. – URL: <https://corporate.exxonmobil.com/sustainability-and-reports/sustainability> (дата обращения: 16.08.2024).
9. Shell. Technology and innovation. Our people and locations. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.shell.com/what-we-do/technology-and-innovation/our-people-and-locations-in-technology.html#iframe=L1dYkFwcHMvU2hjbGwtVGJvG5vbG9neS1TY2llbnRpe3QvcHJvZC8%3D> (дата обращения: 29.08.2024).
10. Shell. Annual Report and Accounts 2023 [Электронный ресурс]. – URL: https://reports.shell.com/annual-report/2023/_assets/downloads/shell-annual-report-2023.pdf (дата обращения: 16.08.2024).
11. TotalEnergies Annual report 2023 [Электронный ресурс]. – URL: https://totalenergies.com/system/files/documents/2024-03/totalenergies_universal-registration-document_2023_2023_en_pdf.pdf (дата обращения: 16.08.2024).
12. TotalEnergies Sustainability-climate-2024-progress-report 2024 [Электронный ресурс]. – URL: https://totalenergies.com/system/files/documents/2024-03/totalenergies_sustainability-climate-2024-progress-report_2024_en_pdf.pdf (дата обращения: 16.08.2024).
13. Full text of the report to the 20th National Congress of the Communist Party of China. [Электронный ресурс]. – URL: http://my.china-embassy.gov.cn/eng/zgxw/202210/t20221026_10792358.htm (дата обращения: 16.08.2024).
14. PetroChina Annual report 2023. 24.06.2024 – <https://www.petrochina.com.cn/ptr/rdxw/202404/82094bcd144f40068ae45d46d48b643b/files/t9a9a2c3b2cb4029b33399ea3c699fa6.pdf>.
15. Saudi Aramco Annual Report 2023, [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/annual-reports/saudi-aramco-ara-2023-english.pdf> (дата обращения: 16.08.2024).
16. Saudi Aramco Commercial ecosystems, [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.aramco.com/en/what-we-do/commercial-ecosystems> (дата обращения: 16.08.2024).

KEYWORDS: innovative development, science, innovation, engineering, technology, R&D complex, cost analysis, upstrram.

ВАШ НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР ПО ПРОМЫШЛЕННОМУ ОБОРУДОВАНИЮ



ПРОМЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ

**ТЕПЛООБМЕННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ**

ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

МАССООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

>1500
ПРОЕКТОВ

Г. ОЗЕРСК

Адрес:
456780, Россия, Челябинская обл.
г.Озерск, ул. Герцена, д. 9, корпус. 5

Телефон:
+7 (35130) 4-51-15
+7 (35130) 4-51-44

Г. МОСКВА

Адрес:
115191, Россия, г.Москва,
ул. 4 Рошинский проезд, 19

Телефон:
+7 (495) 952-69-08

pktt.ru



реклама

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ в 2023–2024 гг.

Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний

**Ремизов Алексей
Евгеньевич**

начальник центра,
к.т.н.

**Ткач
Владимир Сергеевич**

начальник отдела

**Ершова
Анастасия Николаевна**

научный сотрудник

**Пузанов
Александр Сергеевич**

научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В СТАТЬЕ ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ПУБЛИЧНЫХ МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ, ОТРАЖЕНЫ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗО- И НЕФТЕДОБЫЧИ И ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ КОМПАНИЙ ЗА 2023–2024 ГГ. ТАКЖЕ В СТАТЬЕ ОПРЕДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В КРУПНЫХ МАКРОРЕГИОНАХ – АЗИИ И ОКЕАНИИ, ЕВРОПЕ, АФРИКЕ, СЕВЕРНОЙ И ЮЖНОЙ АМЕРИКЕ

THE ARTICLE REVEALS THE MAIN TRENDS OF THE WORLD'S LARGEST PUBLICLY TRADED ENERGY COMPANIES, REFLECTS THE MAIN CHARACTERISTICS OF GAS AND OIL PRODUCTION, AS WELL AS CHANGES IN THE STATE OF THE MINERAL RESOURCE BASE OF COMPANIES FOR 2023-2024. THE ARTICLE ALSO IDENTIFIES THE MAIN TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN MAJOR MACRO-REGIONS – ASIA AND OCEANIA, EUROPE, AFRICA, NORTH AND SOUTH AMERICA

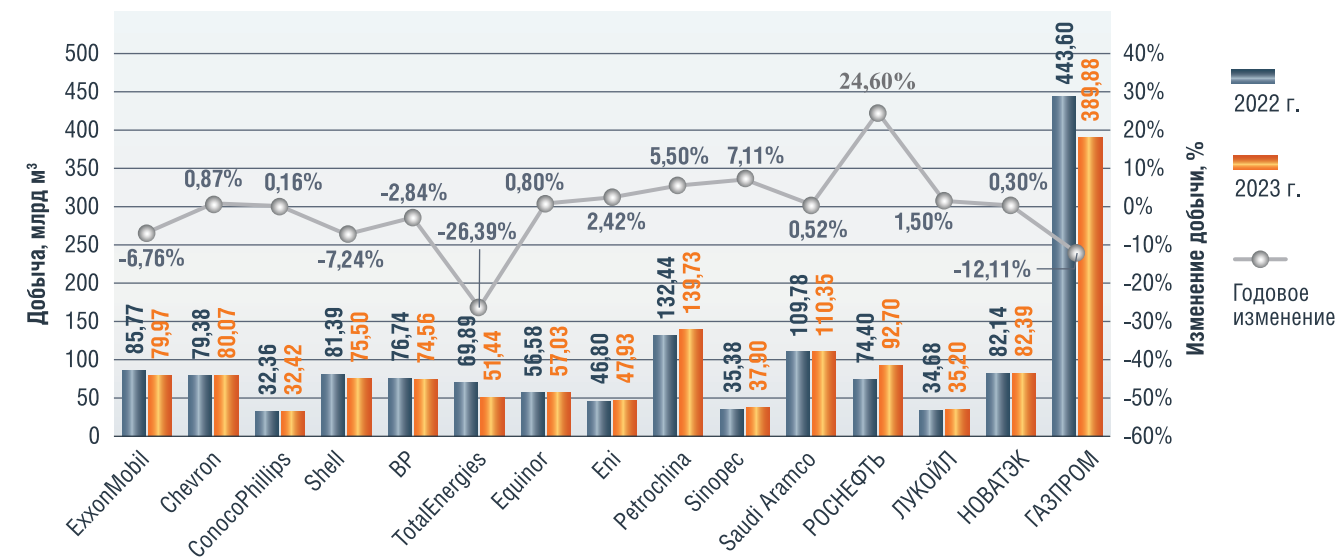
Ключевые слова: запасы, добыча, углеводороды, газ, нефть, геолого-разведочные работы, жидкие углеводороды, СПГ, ЖУВ, углеводородное сырье, УВС.

Мировая нефтегазовая отрасль в 2023–2024 гг. продолжала испытывать сильное влияние геополитических факторов, однако после перестройки мировых рынков и маршрутов поставок УВС в 2022 г., вызванных введением санкций на российские нефть и газ и что привело к скачку цен,

можно сказать что 2023 и 2024 гг. стали временем относительной стабилизации. В 2024 г. потребление странами Европы российских УВС начало расти, по итогам 2024 г. РФ поставила 54,45 млрд м³ газа, став вторым по величине поставщиком на европейском

рынке (1 место у Норвегии, поставившей в страны ЕС 93,3 млрд м³, третье – у США, 51,3 млрд м³). Однако прекращение с 01.01.2025 г. транзита газа через Украину может привести к тому, что доли игроков на европейском рынке вновь изменятся, поскольку единственным путем поставок

РИСУНОК 1. Добыча газа анализируемыми компаниями, млрд м³



трубопроводного газа РФ в Европу сейчас остается турецкий маршрут.

Данная статья является продолжением публикаций по состоянию нефтегазовой отрасли в 2020–2023 гг., опубликованных в журнале «Neftegaz.RU» (№ 2/2023 и № 3/2024), и посвящена рассмотрению деятельности ключевых компаний отрасли.

Принципы анализа и методология

В статье проведен сравнительный анализ ключевых показателей деятельности крупнейших нефтегазовых компаний – 11 зарубежных (ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Shell, BP, TotalEnergies, Equinor, Eni, PetroChina, Sinopec, Saudi Aramco) и 4 отечественных (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Газпром»). Эти компании на 01.01.2024 г. владели 23,4 % мировых запасов газа, 21,4 % запасов нефти, их доля в общемировой добыче за 2023 г. составила 34,2 % для газа и 36,5 % для ЖУВ. Доминирующее положение 15 компаний на рынке позволяет оценить важнейшие тренды отрасли на основании анализа их деятельности.

Поскольку в отрасли используется имперская система мер (запасы приводятся в баррелях и куб. футах, добыча – в баррелях и куб. футах в день), все производственные показатели были приведены к метрической системе, финансовые результаты выражены в долларах США с переводом по курсу на последний

день рассматриваемого периода. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 12.03.2022 № 351 [1] в годовых отчетах российских компаний за 2022–2023 гг. не полностью раскрываются данные по результатам финансовой и операционной деятельности.

В географическом отношении каждая компания использует собственное исторически сложившееся географическое деление. Для унификации отчетных данных в данной статье принято следующее деление регионов: Азия (включая РФ) и Океания, Европа, Америка и Африка. Китайские компании (PetroChina и Sinopec Corp.), а с 2022 г. и компании РФ выделяют только основной регион деятельности, давая зарубежные проекты общим итогом.

Добыча

Согласно данным годовой отчетности анализируемых компаний [2–16], объем добычи природного газа в 2023 г. составил 1387,06 млрд м³, снижение относительно уровня 2022 г. (1441,33 млрд м³) составило 3,77 %.

Наибольший уровень добычи природного газа в 2023 г. (рисунок 1) обеспечили ПАО «Газпром», на долю которого пришлось 28,1 % суммарной добычи рассматриваемых компаний (389,88 млрд м³), PetroChina (10,1 %, 139,73 млрд м³) и Saudi Aramco (8,0 %, 110,35 млрд м³).

Наибольший прирост как в процентном, так и в абсолютном значениях наблюдается

у ПАО «НК «Роснефть», активно развивающей газовую ветвь бизнеса. Добыча газа выросла до 92,7 млрд м³ (прирост составил 18,30 млрд м³, +24,6 % к показателю 2022 г.). Добыча газа компаниями PetroChina и Sinopec в 2023 г. возросла на 5,5 и 7,1 %.

Значительное снижение добычи газа произошло у TotalEnergies (на 26,4 %, с 69,89 до 51,44 млрд м³) и ПАО «Газпром» (на 12,1 %, с 443,6 млрд м³ до 389,88 млрд м³), на 7 % сократилась добыча Shell и ExxonMobil. Добыча остальных компаний сохранилась на уровне 2022 г.

Если рассмотреть динамику добычи по регионам (рисунок 2), то в 2023 г. в Азии и Океании добыча сократилась на 4,12 %, что обусловлено сокращением добычи природного газа ПАО «Газпром», которое обеспечивает 36 % добычи региона. В Европе добыча газа уменьшилась на 8,46 %, главным образом за счет выхода Shell и ExxonMobil из европейских проектов. В Африке снижение добычи составило 1,91 %, что обусловлено выходом крупных компаний из проектов на суше. Увеличение добычи природного газа в 2023 г. наблюдалось только на Американском континенте (на 1,61 %), основной прирост получен на приобретенных Chevron участках (+3,42 млрд м³). Китайские PetroChina и Sinopec Corp. и также российские компании в 2023 г. не раскрывают в отчетности подробную информацию о регионах, где ведется деятельность по добыче УВ. При невозможности локализовать добытые на зарубежных проектах

РИСУНОК 2. Добыча газа анализируемыми компаниями по регионам, млрд м³

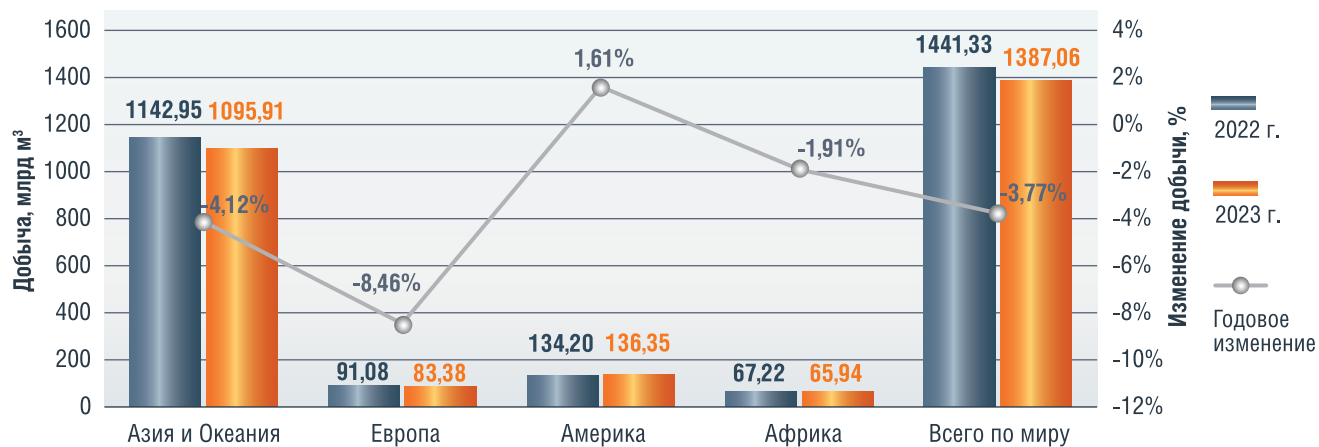


РИСУНОК 3. Добыча ЖУВ анализируемыми компаниями, млн т

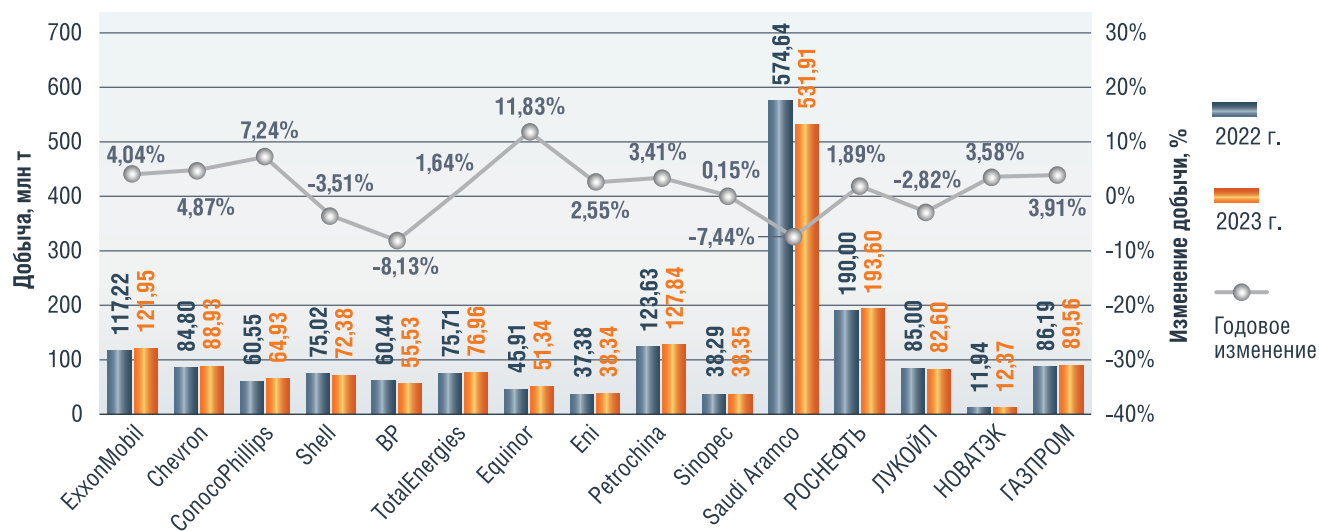
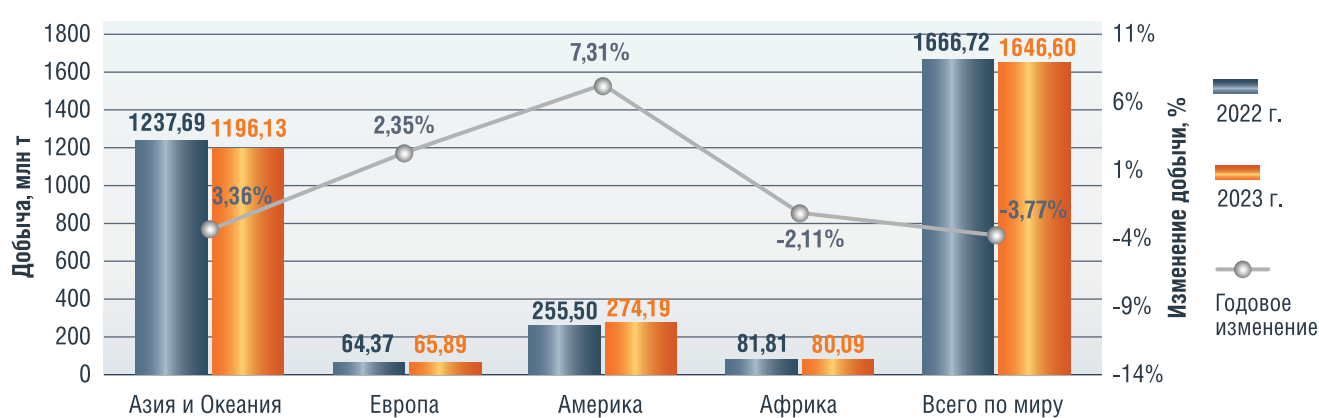


РИСУНОК 4. Добыча ЖУВ анализируемыми компаниями по регионам, млн т



объемы, они учитывались в суммарной добыче компании. В 2023 г. объем добычи ЖУВ (включая нефть, синтетическую нефть, ШФЛУ, ГК и битумы) анализируемыми компаниями составил 1 646,60 млн т, что на 1,22% ниже показателя предыдущего года. Главная причина сокращения добычи – сделка ОПЕК+.

Максимальное сокращение добычи наблюдается у Saudi Aramco (рис. 3), добыча в рамках договоренностей ОПЕК уменьшилась на 42,72 млн т (-7,44%). Наибольший прирост наблюдается у Equinor, добыча ЖУВ выросла на 5,43 млн т (+11,83%). В 2023 г. добыча ЖУВ ПАО «Газпром» по сравнению с уровнем предыдущего года увеличилась на

3,91%, с 86,19 до 89,56 млн т. Рост добычи получен на ачимовских отложениях Уренгойского НГКМ и проектах ПАО «Газпром нефть». ПАО «НК «Роснефть» увеличило добычу на 3,60 млн т, что составило 1,89%. В 2023 г. добыча ЖУВ в Европе увеличилась на 2,35% (с 64,37 до 65,89 млн т) (рисунок 4).

РИСУНОК 5. Прирост запасов УВ и затраты отрасли на ГРП

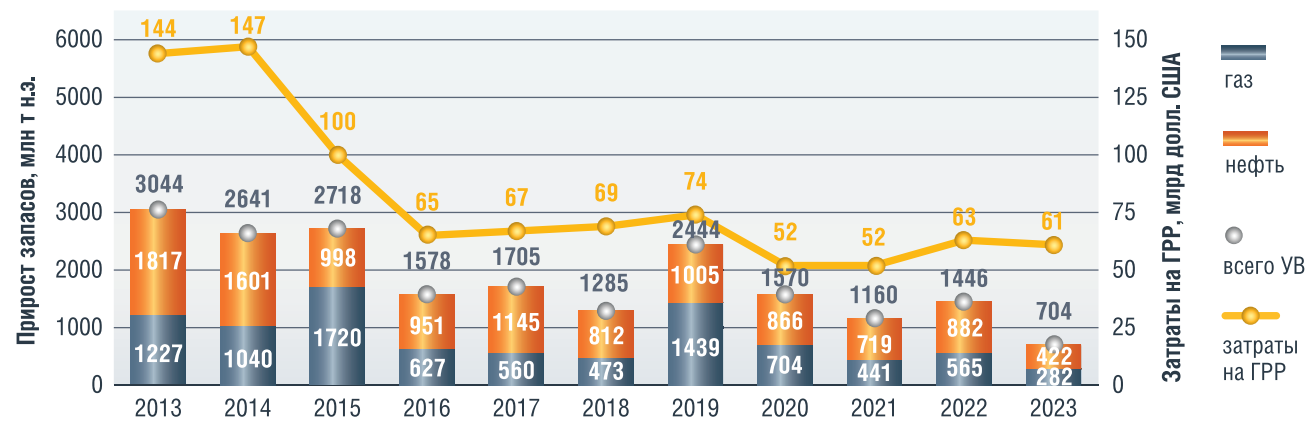
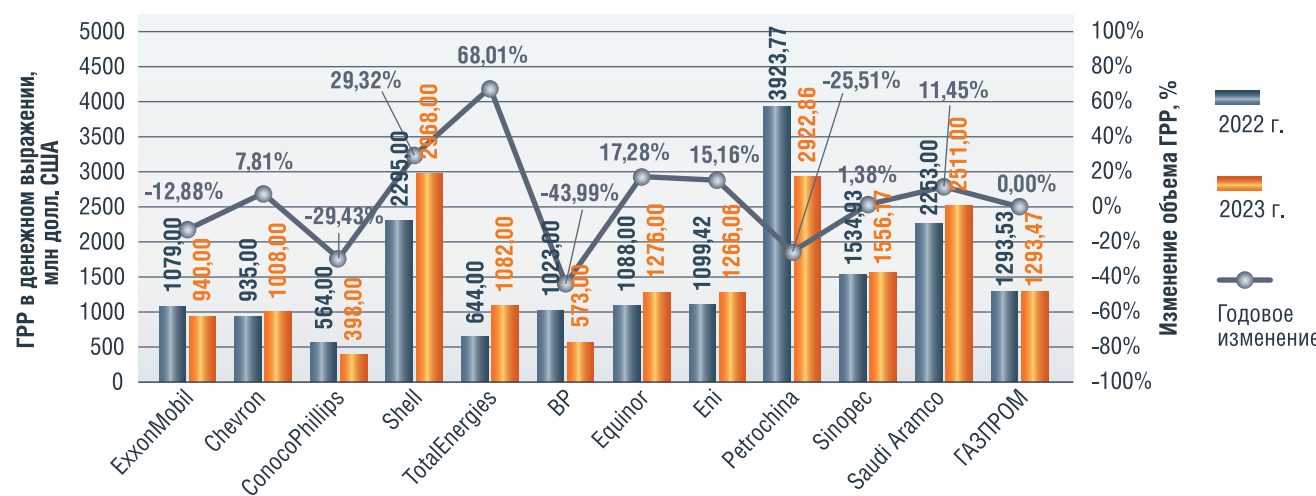


РИСУНОК 6. Затраты анализируемых компаний на ГРП, млн долл. США



В Америке добыча ЖУВ увеличилась на 7,31%, наибольший рост обеспечила ExxonMobile (+4,73 млн т), которая, как и Chevron (+4,13 млн т) и ConocoPhillips (+4,38 млн т), прирастила добычу в первую очередь за счет приобретения активов.

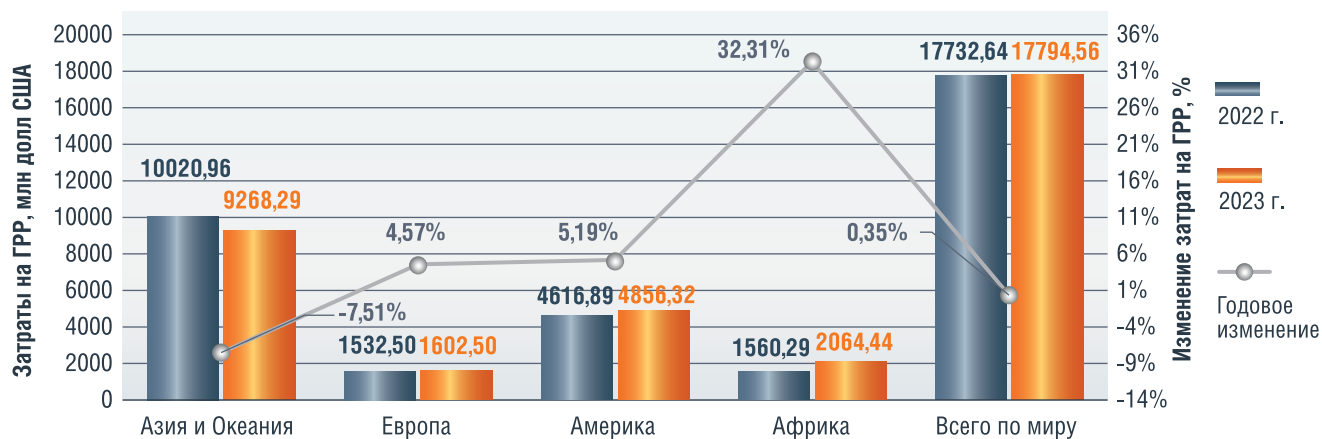
Геолого-разведочные работы

Для поддержания обеспеченности запасами УВ компании как приобретают активы уже подготовленные к разработке, так и ведут геолого-разведочные работы (ГРП). Необходимо отметить, что с 2014 года мировая нефтегазовая отрасль столкнулась с проблемой недофинансирования: в условиях снижения цен на УВС в 2015–2016 гг., большинство международных коммерческих компаний сократили затраты, в том числе и на ГРП, что имеет накопительный эффект. По оценкам Форума стран экспортеров газа [17], объем ГРП на УВС в денежном выражении сократился за 2013–2023 гг. в 2,5 раза, со 147 до 61

млрд долл. США. Такое сокращение работ вызвало падение объема открытий УВ за 2014–2023 гг. в 4,4 раза, с 3,1 до 0,704 млрд т н.э. (рисунок 5). Такая тенденция несет риски снижения обеспеченности отрасли запасами УВ, поскольку коэффициент восполнения запасов газа в 2021 и 2023 гг уже составлял менее 15%, а также приводит к росту стоимости прироста запасов: так, стоимость прироста запасов газа в 2023 г. выросла относительно 2022 г. более чем вдвое – с 18,9 до 38,7 долл. США за т н.э. Несмотря на значительный рост доходности отрасли в 2022–2023 гг. за счет роста цен на УВ, практически все частные компании оставили бюджет на ГРП без изменений. Сверхдоходы были направлены на приобретение активов с уже доказанными запасами и на программы обратного выкупа акций. Рассмотрим деятельность ведущих компаний отрасли в области ГРП. В целом по рассмотренным компаниям объем ГРП в денежном выражении не изменился. Необходимо

отметить, что российские компании, за исключением ПАО «Газпром», которое в своей отчетности приводит затраты по статье «разведка и разработка», воспользовались возможностью не раскрывать финансовые показатели, предусмотренной Постановлением Правительства РФ [1] и на графике (рисунок 6) не показаны. Наиболее значительно сократила затраты на ГРП компания Petrochina – на 1 001 млн долл. США, что составляет 25,51%. Заметное сокращение затрат также произошло у ExxonMobil (на 12,88%, с 1 079 до 940 млн долл. США), ConocoPhillips (на 29,43%, с 564 до 398 млн долл. США) и TotalEnergies (на 43,99%, с 1 023 до 573 млн долл. США). Ряд анализируемых компаний показали рост затрат на ГРП: так, в 2023 г. Shell потратила на ГРП 2968 млн долл. США, что выше показателя предыдущего года на 29,32%, в абсолютном соотношении прирост затрат составил 673 млн долл. США. Значительно выросли затраты на ГРП у BP (+ 68,01%,

РИСУНОК 7. Затраты анализируемых компаний на ГРП по регионам, млн долл. США



увеличились на 438 млн долл. США) и Equinor (+17,28%, увеличились на 188 млн долл. США).

В Европе и Америке суммарные затраты анализируемых компаний увеличились на 4,57% и 5,19% соответственно (рисунок 7). При этом наибольший рост затрат на Американском континенте наблюдался у Shell (на 365 млн долл. США), а на Европейском континенте у Equinor (на 168 млн долл. США).

На Африканском континенте затраты на ГРП за рассматриваемый период увеличились наиболее значительно – на 32,31% (с 1560,29 до 2064,44 млн долл. США), преимущественно за счет увеличения объема ГРП на морских участках. Рост затрат был обеспечен за счет BP – на 393 млн долл. США и Shell – 277 млн долл. США. Американские компании ExxonMobil, Chevron и ConocoPhillips затраты на ГРП в регионе сократили.

Суммарное снижение затрат на ГРП в Азии и Океании составило 752,67 млн долл. США. Максимальное снижение затрат на ГРП в 2023 г. было отмечено у Petrochina (на 1 000,91 млн долл. США), значительное снижение в 2023 г. в АТР было отмечено у TotalEnergies, BP (причина – выход из проектов в РФ) и ExxonMobil.

Запасы

Запасы природного газа анализируемых компаний в 2023 г. снизились на 0,42% по сравнению с объемами запасов 2022 г. (рисунок 8). ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ» в годовой отчетности за 2023 г. не предоставляли информацию о запасах природного газа. Максимальный прирост запасов газа в абсолютном значении был достигнут Saudi Aramco – на 157,08 млрд м³ (на 3,83%), а в процентном

отношении – TotalEnergies (на 14,21%, с 682,52 до 779,52 млрд м³). Также прирост запасов природного газа наблюдается у Shell (на 4,39%) и Sinopec (на 4,14%).

Наибольшее сокращение запасов наблюдается у компании ExxonMobil: сокращение составило 8,40%, в абсолютном значении – 89,58 млрд м³. Запасы природного газа компаний Eni, ConocoPhillips и BP снизились приблизительно на 5%.

Запасы газа значительно сократились в Европе – на 9,54%, главным образом за счет сокращения запасов у компании TotalEnergies (рисунок 9). Запасы газа в Азии и Океании и на Американском континенте сократились на 0,45% и 1,61% соответственно.

В Африке запасы природного газа увеличились на 91,33 млрд м³ благодаря компании TotalEnergies, запасы газа которой в данном

РИСУНОК 8. Доказанные запасы газа анализируемых компаний, млрд м³ (ПАО «Газпром» приводит запасы УВ согласно российской классификации, прочие компании указывают запасы согласно SEC/PRMS)

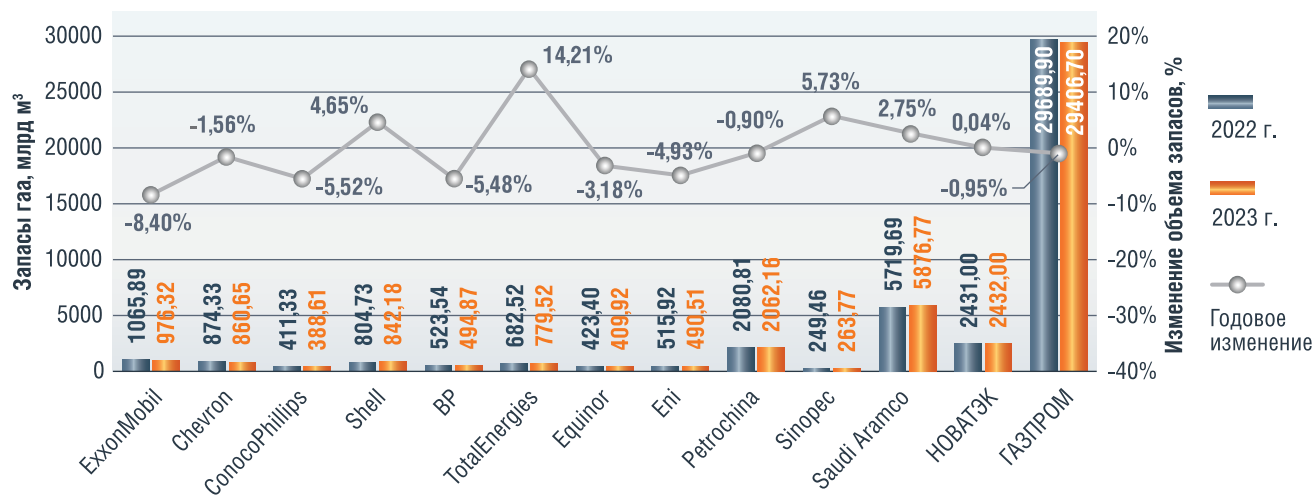


РИСУНОК 9. Запасы газа анализируемых компаний по регионам, млрд м³

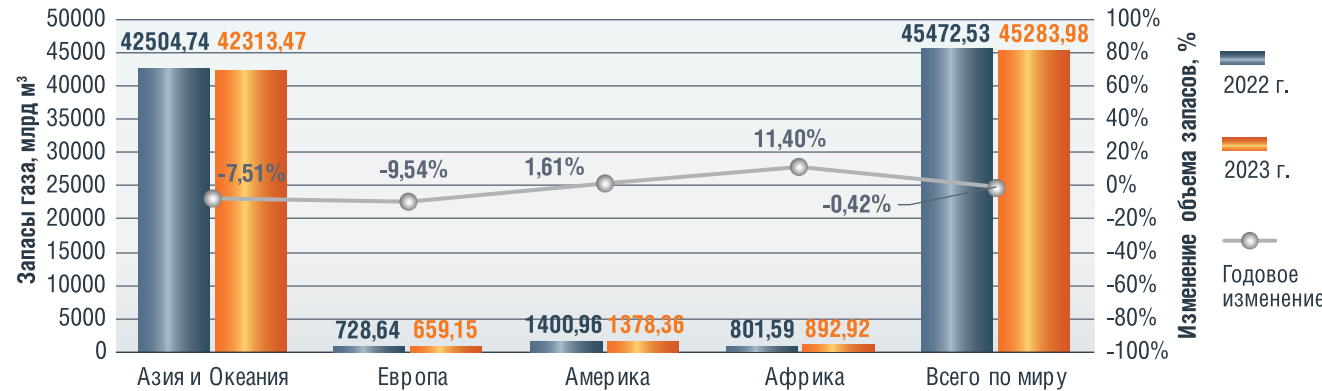
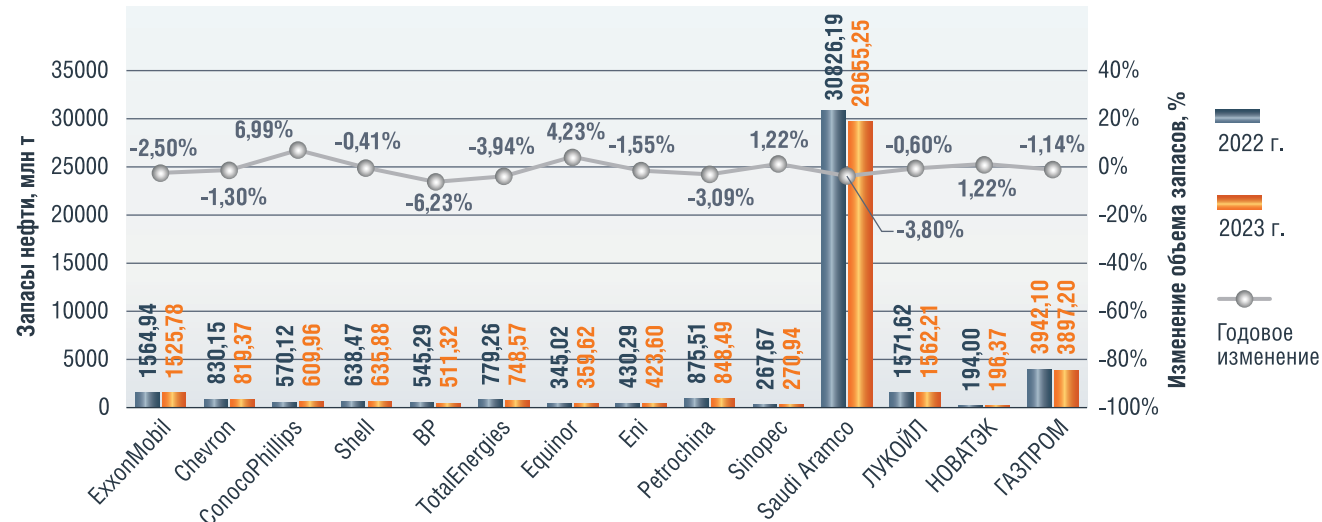


РИСУНОК 10. Доказанные запасы ЖУВ анализируемых компаний, млн т



регионе увеличились на 40%, с 300,59 до 421,13 млрд м³.

Суммарные запасы ЖУВ рассматриваемых компаний в 2023 г. сократились на 6,63%, с 43 380,64 до 40 502,36 млн т (рисунок 10). ПАО «НК «Роснефть» в годовом отчете 2023 г. не предоставила информацию об объемах запасов ЖУВ.

Значительное уменьшение запасов ЖУВ в 2023 г. произошло у Saudi Aramco – запасы компании снизились на 3,8%, 1 170,94 млн т. У ПАО «Газпром», ExxonMobil, BP, TotalEnergies и PetroChina запасы сократились на 27–45 млн т, что составило 1–6% от общего объема запасов компаний. В 2023 г. наибольший прирост запасов (39,84 млн т) получили ConocoPhillips (+6,99%) и Equinor (+4,23%, 14,60 млн т) по результатам переоценки, ГРП и за счет применения методов интенсификации добычи.

Запасы ЖУВ в абсолютном значении наиболее значительно (на 1192,34 млн т) снизились в Азии

и Океании (-3,04% относительно объема запасов 2022 г., рисунок 11). Наибольшее сокращение запасов ЖУВ в этом регионе приходится на компанию Saudi Aramco. В 2023 г. наиболее значительно в процентном соотношении снизились запасы Европейского континента – на 9,30%, в Америке снижение наименьшее из рассматриваемых регионов – на 2,07%. Частично снижение запасов можно объяснить снижением цен на нефть, из-за чего эксплуатация некоторых залежей стала экономически нецелесообразной.

Одним из важнейших параметров, характеризующих устойчивость добывающих компаний является обеспеченность запасами. Частные добывающие компании, как правило, поддерживают этот параметр на уровне 7–12 лет, что объясняется тем, что поддержание на балансе компании значительных запасов, не вовлеченных в разработку, оказывает негативный характер на финансовую отчетность. Запасы таких компаний

поддерживаются за счет постоянной доразведки и перевода запасов из вероятных в доказанные, а также за счет приобретения новых месторождений.

Государственные компании (ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», Saudi Aramco) и в несколько меньшей степени частные компании РФ являются гарантом энергетической стабильности своих стран и несут значительную социальную нагрузку, поэтому поддержание обеспеченности запасами на высоком уровне является вопросом обеспечения политической и экономической стабильности. Компании КНР на данный момент обладают достаточно низкой обеспеченностью запасами, что объясняется особенностями баланса УВ в КНР (представленного в значительной мере сланцевыми и трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, а также метаном угольных пластов) геологическая обстановка не позволяет одновременно поставить на баланс

РИСУНОК 11. Запасы ЖУВ анализируемых компаний по регионам, млн т



значительный объем, однако ведется большая работа по разведке новых месторождений, в т.ч. на больших глубинах (т.н. проект «Deep Earth»).

Тенденции развития нефтегазовой отрасли

В 2020–2024 гг. нефтегазовая отрасль испытывала сильнейшее влияние колебаний цен на УВС, что оказало влияние на результаты деятельности сегмента «Разведка и добыча» всех компаний отрасли. На рисунке 13 показана динамика цен на нефть сорта Brent и природный газ на ведущих европейской (хаб TTF) и американской (хаб HH) торговых площадках и прибыль сегмента «Разведка и добыча» 11 зарубежных компаний (российские компании не предоставляют финансовую отчетность по международным стандартам в полном объеме в соответствии с [1], и данные по ним недоступны).

После падения цен в 2020 г. на фоне снижения спроса в результате пандемии COVID-19 2021 г. был годом стабилизации. В 2022 г. после отказа стран ЕС от российского газа начался рост цен: в августе 2022 г. на ключевом европейском газовом хабе (TTF) стоимость газа достигала 3810,4 долл. США за 1000 м³. Такой рост цен позволил компаниям показать в 2022 г. рекордную прибыль в сегменте «разведка и добыча». Увы, эти прибыли, как было сказано ранее, не были в массовом порядке направлены на ГРП. Стабилизация цен в 2023–2024 гг. в результате переориентации цепочек поставок и замещения природного газа в Европе на СПГ привела к некоторому снижению прибыли: по итогам 2023 г. прибыль рассмотренных компаний снизилась на 28,8%, с 494,2 до 352,2 млрд долл. США. Снижение цен продолжалось и в 2024 г. (за 8 месяцев 2024 г. стоимость газа на TTF снизилась относительно 2023 г. на 25%, с 466 до 349 долл.

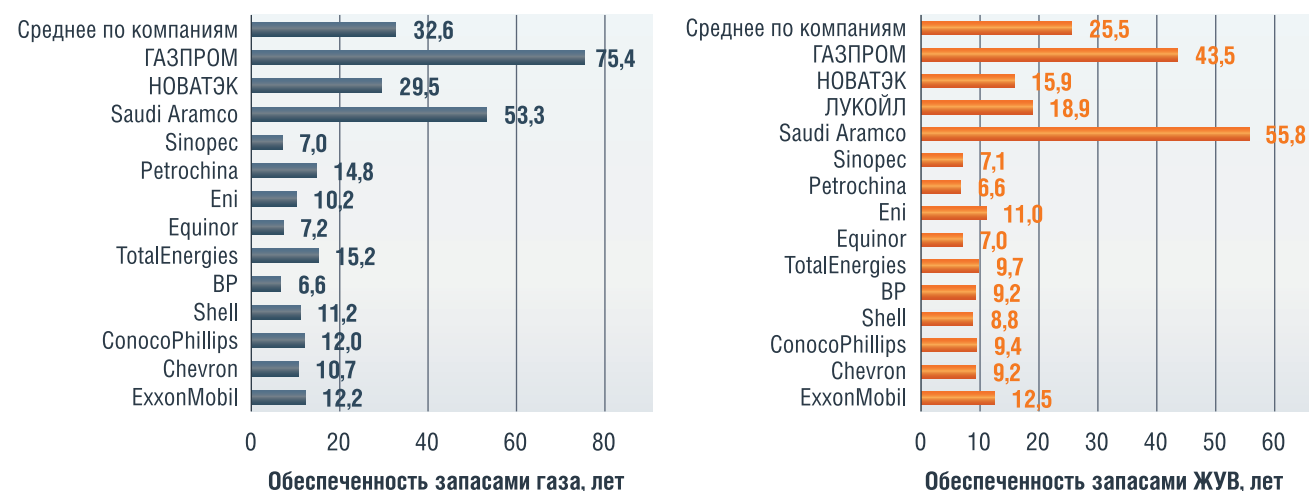
США), в результате стоит ожидать дальнейшего снижения прибылей компаний отрасли. Ориентировочно, для компаний, рассмотренных в статье, в 2024 г. она не превысит 250 млрд долл. США.

В региональном разрезе развитие МСБ в 2023 г. показало снижение активности во всех регионах. Лидерами по количеству проектов, по которым принято окончательное инвестиционное решение, в 2023 г. стали Северная и Южная Америка и Азия, при этом количество решений о разработке проектов сократилось в обоих регионах. Общее количество проектов, по которым принято окончательное инвестиционное решение по данным Global Energy Monitor [18], представлено на рисунке 14.

Северная Америка

В североамериканском регионе в 2023 г. основной объем ГРП по-прежнему приходился на шельфовые проекты в Мексиканском заливе и ТРИЗ в континентальных

РИСУНОК 12. Обеспеченность компаний запасами газа и ЖУВ, лет

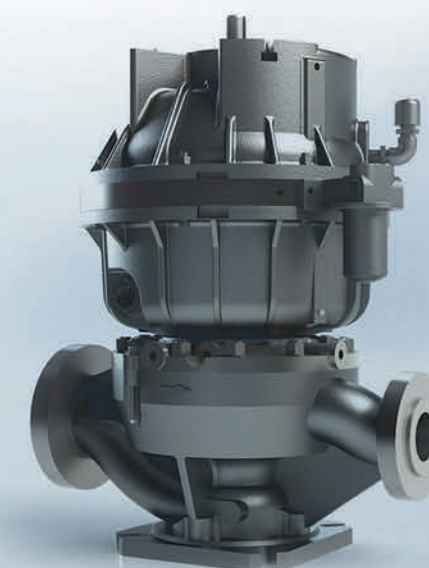


BAPTEEC LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (ОН6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °C
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecmont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и ПКОВ Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



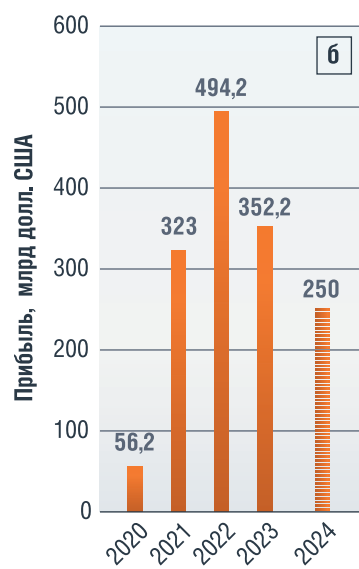
Сервис на площадке Сибур

Штаб-квартира г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

РИСУНОК 13. Стоимость УВС (а) и прибыль компаний в сегменте «Разведка и добыча» (б)



бассейнах, включая сланцевые толщи. Одно из ключевых событий – принятие компанией ConocoPhillips окончательного инвестиционного решения по проекту Willow на Аляске, пиковая добыча которого оценивается в 24,6 тыс. т нефти в сутки [19].

Компании США (ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips) все более концентрируют свою деятельность в сланцевых бассейнах континентальных штатов: ConocoPhillips значительно расширило ресурсную базу за счет активов приобретенной в 2024 г. компании Marathon Oil в наиболее конкурентоспособных сланцевых бассейнах США – Eagle Ford (Техас), Bakken (Северная Дакота), Permian (Нью-Мексико и Техас) и в Оклахоме [20]; ExxonMobil в 2024 г. закрыла сделку по приобретению крупнейшего независимого игрока на сланцевом рынке – компании Pioneer Natural Resources Co., владеющей значительными площадями в бассейне Midland [21].

Еще одним трендом стало расширение работ на шельфе Мексиканского залива и развитие в регионе инфраструктуры для экспорта СПГ. В 2025 г. планируется к запуску СПГ-терминал Golden Pass, совместное предприятие ExxonMobil и Qatar Petroleum, которое позволит экспортировать около 18 млн тонн СПГ в год.

В Канаде ряд крупнейших компаний отказались от участия в проектах разработки нефтеносных песков. Предпосылка к развитию тренда состоит в том, что нефть битуминозных песков относится

к ТРИЗ, добыча является углеродоемкой и имеет высокую себестоимость, что делает ее менее рентабельной в условиях энергоперехода. Так, в 2024 г. Chevron продала долю в нескольких проектах в Канаде Canadian Natural Resources. Кроме того, Chevron объявила о реализации 20% в проекте по разработке нефтеносных песков Athabasca Oil Sands Project и 70% – в сланцевом проекте Duvernay. Ранее свою долю в Athabasca Oil Sands Project продала Shell, покупателем также выступила Canadian Natural Resources, которая довела долю в этом проекте до 90% [22]. TotalEnergies в 2023 г. продала 50%-ную долю участия в канадском месторождении нефтеносных песков Surmont компании ConocoPhillips [23].

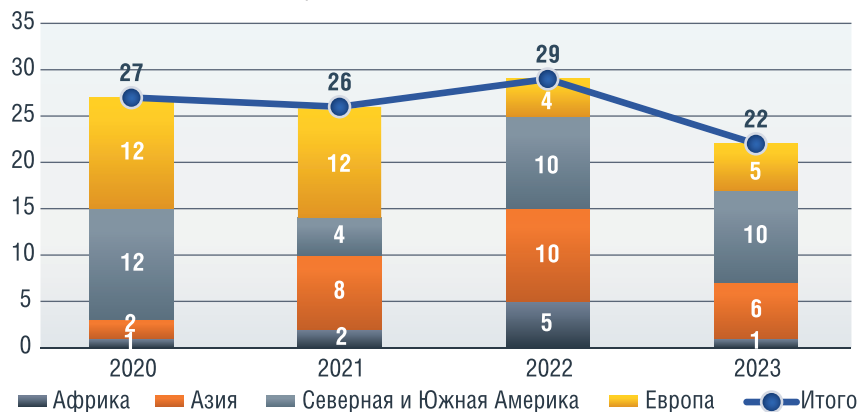
Южная Америка

Ситуация в нефтегазовой отрасли Южной Америки относительно стабильна: идет планомерное

развитие проекта Stabroek на шельфе Гайаны. Этот проект, являющийся одним из крупнейших в отрасли, в 2023–2024 гг. стал центром двух событий.

Объявленный правительством Гайаны в 2023 г. лицензионный раунд на 14 участков недр в территориальных водах, привел к тому, что Венесуэла, имеющая с 1899 г. нерешенный территориальный спор с Гайаной из-за региона Эссекибо, занимающего около 60% ее территории, заявила о необходимости согласования любой деятельности на морских участках с Венесуэлой и о непризнании результатов аукционов. Началась эскалация конфликта, военное решение вопроса принадлежности региона было вполне вероятным, однако переговоры президентов Венесуэлы и Гайаны, а также высказанные Бразилией

РИСУНОК 14. Количество проектов нефтегазовой отрасли, по которым принято окончательное инвестиционное решение



и США намерения поддержать территориальную целостность Гайаны привели к замораживанию конфликта.

Второй конфликт, связанный с блоком Stabroek, имеет экономический характер: намерение Chevron Corporation приобрести за 53 млрд долл. США американскую компанию Hess Corp., которой, помимо активов на сланцевом месторождении Баккен в Северной Дакоте, в Мексиканском и Сиамском заливах принадлежит 30%-ная доля в проекте Stabroek, находится в процессе одобрения. Соглашение по проекту предполагает приоритетное право других участников (ExxonMobil и CNOOC) на выкуп доли в нефтяном месторождении. В марте 2024 г. ExxonMobil подала иск в Международную торговую палату в Париже, чтобы отстоять право преимущественной покупки доли Hess в проекте Stabroek в Гайане, рассмотрение назначено на май 2025 г. [24].

Планомерно развиваются проекты на шельфе Бразилии, основными из которых являются Bacalhau и Raia (оператор обоих Equinor), Mero и Lapa (оператор TotalEnergies). В Тринидаде и Тобаго, крупнейшем в регионе-производителе СПГ, намечена реализация проектов разработки газовых месторождений Manatee (Shell, начало добычи в 2027 г.) и Coconut (BP, разработку планируется начать в 2026 г.).

Ситуация с нефтедобычей в Венесуэле зависит в первую очередь от геополитических факторов – санкции, снятые в конце 2023 г., были возобновлены с марта 2024 г.

Африканский континент

В Африке деятельность крупных компаний сосредоточена на севере континента, УВС этого региона легко могут быть направлены в Европу. В Египте работают ExxonMobil, BP, Sinopec, Eni, TotalEnergies, Shell и Chevron, в Алжире – Sinopec, Eni, Equinor, TotalEnergies, в Тунисе – Eni. В Ливии активно действуют Eni, которая приобрела в 2023 г. доли в морских участках у BP, ConocoPhillips (нарастила долю в концессии Waha), а также Equinor и TotalEnergies.

Продолжается деятельность крупных компаний на шельфе Африки, реализуются проекты в области ГРП. В то же время

продолжается курс на сокращение присутствия крупных компаний на континентальных участках южнее Сахары: в 2023 г. ExxonMobil прекратила деятельность в Нигерии и заявила о выходе из проектов в Экваториальной Гвинее и Чаде, Shell вышла из большинства проектов в дельте реки Нигер. На место крупных игроков приходят компании КНР (PetroChina, Sinopec, CNOOC и более мелкие), а также компании «второго эшелона». В целом по региону наблюдается большое количество приостановленных проектов, главным образом сосредоточенных в Нигерии и Ливии.

Азия и Океания

Азиатский регион остается основным драйвером развития новых нефтегазовых проектов, что связано с растущей потребностью стран АТР в сырье. Среди реализуемых в 2023 г. нефтегазовых проектов наибольшей является доля стран Ближнего Востока, также в число лидеров входят Китай, Иран, Малайзия и Индонезия. Продолжается развитие СПГ-проектов в регионе для снижения возможного дефицита на фоне растущих поставок в Европу. Темп открытий в регионе в 2023–2024 гг. снизился, крупные открытия были сделаны на месторождениях Ирана, Китая и Индонезии.

Международные компании активно участвуют в реализации проектов в ОАЭ (ExxonMobil, Shell, Eni), Катар (ConocoPhillips, ExxonMobil), Израиле (Chevron), Азербайджане (ExxonMobil, TotalEnergies, BP), Казахстане (Chevron, ExxonMobil, Shell), Малайзии (ConocoPhillips, Shell, TotalEnergies), Ираке (Shell, ExxonMobil), Индонезии (ExxonMobil, Chevron, Eni), Вьетнаме (ExxonMobil) и Таиланде (Chevron, ExxonMobil).

В Австралии активно ведется добыча газа, который служит базой СПГ-проектов, нацеленных на страны АТР. Финальное инвестиционное решение по проекту Papua LNG, ресурсной базой которого должны были стать месторождения Elk и Antelope, было в очередной раз сдвинуто оператором (TotalEnergies) на 2025 г.

Европа

Тренды развития европейской энергетики в последние годы стабильны и включают увеличение доли ВИЭ и переход на зеленую энергетику. Разработка

месторождений и проведение ГРП окончательно сместились в шельфовые районы Северного, Норвежского и Баренцева морей, где основным недропользователем является Equinor, которая в качестве приоритетных проектов выделяет разработку месторождений Johan Castberg, Irga и Johan Sverdrup в Норвегии, а также Mariner и Rosebank в Великобритании. Необходимо отметить, что обеспеченность Норвегии, традиционного поставщика Европы, запасами УВ постепенно снижается, темпы добычи опережают прирост запасов. Кроме того, Норвегия не в состоянии нарастить темпы добычи для компенсации сокращения поставок газа из РФ. Дефицит УВ привел к тому, что в 2023 г. была возобновлена выдача лицензий на участки Британского шельфа.

Вторым по значимости регионом Европы является Средиземное море. В 2024 г. была начата добыча на крупнейшем в Италии морском проекте Argo-Cassiopea в Сицилийском проливе, оператором которого является Eni, однако запасы проекта невелики (10 млрд м³), а ежегодный уровень добычи (1,5 млрд м³ в год «на полке») составляет менее 3% потребления Италии. Освоение месторождений шельфа Средиземного моря (Aphrodite, Zohr, Leviathan, Tamar и др.), а также направление газа этих месторождений на европейский рынок требует создания транспортной инфраструктуры, а также может быть осложнено геополитическими рисками (необходимость демаркации границ, нерешенные споры по поводу территориальной принадлежности месторождений, нестабильность ситуации в регионе).

Предпосылки к увеличению газо- и нефтедобычи в Европе отсутствуют, регион продолжит оставаться зависимым от экспорта энергоресурсов, особенно из США. Снизить зависимость и насытить рынок могли бы поставки УВ из РФ по существующим маршрутам, однако решение этого вопроса является заложником политической ситуации.

Технологическое развитие

В технологическом плане большинство крупных компаний в последние 5 лет развивается стабильно – в фокусе усиливается «зеленые технологии», включая

улавливание и хранение CO₂, ВИЭ, использование водорода, активно разрабатываются новые материалы. Разработка оборудования и технологий для разведки и добычи у большинства компаний отошла на второй план и стала прерогативой нефтесервисных и технологических компаний, в т.ч. в рамках венчурных фондов. Развитие этих технологий идет поступательно, каких-либо заметных прорывов в 2023–2024 гг. не отмечено.

Выводы

Сверхприбыли 2022 г. позволили добывающим компаниям аккумулировать значительные средства, эти деньги были направлены преимущественно на программы обратного выкупа акций и сделки по слияниям и поглощениям (более 1500 за 2023 г.). В то же время объемы ГРП у ведущих игроков отрасли в 2023–2024 гг. выросли незначительно. Достаточно стабильны и имеют тенденции к росту объемы ГРП у компаний с государственным участием. Частные же компании нацелены в первую очередь на получение прибыли и неохотно увеличивают инвестиции в поисково-разведочные работы, которые несут значительные геологические риски.

Объем выполненных ГРП в отрасли, несмотря на некоторый рост в 2022–2023 гг., остается недостаточным для преодоления накопленного эффекта недофинансирования за 2015–2021 гг. Такие факторы, как недостаточный объем выполняемых ГРП, постоянное усложнение МСБ газа и нефти и растущая доля ГРП на морских участках, где стоимость работ гораздо выше, чем на суше, привели к тому, что объем открытий за 2023 г. (704 млн т н.э.) стал рекордно низким за последние 76 лет. Коэффициент восполнения запасов газа в 2023 г. составил 13%, стоимость прироста запасов выросла относительно 2022 г. более чем вдвое: газа – с 18,9 до 38,7 и нефти с 25,6 до 64,2 долл. США за т н.э.

С учетом того, что за 11 месяцев 2024 г. объявлено об открытиях в 460 млн т н.э., ожидать увеличения прироста по итогам года относительно 2023 г. не стоит, общий объем открытий окажется в диапазоне 650–700 млн т н.э.

Следует ожидать дальнейшего увеличения роста доли газа

в добыче УВ: значение газа как наиболее экологичного ископаемого топлива подчеркивается большинством компаний, о переносе усилий на газовые проекты в 2023–2024 гг. заявили Eni и TotalEnergies, активно развивают газовые проекты ПАО «НК «Роснефть» и SaudiAramco, за первые 9 месяцев 2024 г. спрос на газ вырос на 60 млрд м³, что значительно опережает прогнозы и подтверждает тренд.

Компании-лидеры продолжили оптимизацию портфеля активов: деятельность в континентальной Африке южнее Сахары сокращается, что вызвано в первую очередь соображениями безопасности, на их место приходят мелкие компании Европы и США, а также китайские нефтедобывающие компании. Сокращаются объемы деятельности американских компаний в Европе, особенно на британском шельфе, где высока налоговая нагрузка и действуют многочисленные экологические ограничения. В то же время деятельность в сланцевых бассейнах США расширяется, а объявленный избранным президентом Д. Трампом лозунг «Drill, baby drill» только подтверждает эту тенденцию. В то же время ожидать резкого прироста нефте- и газодобычи не стоит, поскольку в таком случае законы рынка приведут к резкому падению цен на УВС, что окажет негативное влияние на отрасль. Даже если будет принято решение о начале освоения месторождений Аляски, строительство инфраструктуры займет длительное время, а производство ГРП на шельфе Гренландии потребует длительного цикла работ (начиная с региональных) и является высокорисковым в геологическом отношении. Даже в случае успеха ГРП, ввод в разработку месторождений арктического шельфа потребует значительных инвестиций, готовность отрасли к которым сомнительна, и срока освоения в 5–6 лет.

Среди геополитических факторов, которые могут оказать заметное влияние на отрасль – снятие санкций с нефтяной отрасли Венесуэлы, что является весьма маловероятным, и рост объема поставок российских энергоресурсов на европейские рынки, вероятность чего в близкой перспективе также мала. ●

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 12.03.2022 № 351, – <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202203140028?ysclid=izqzgokmaz198439134>.
2. ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2023 г., – <https://www.rosneft.ru/upload/>.
3. ПАО «ЛУКОЙЛ». Годовой отчет 2023 г., – <https://investonic.ru/wp-content/uploads/2024/0>.
4. ПАО «НОВАТЭК». Годовой отчет 2023 г., – <https://www.novatek.ru/common/upload/d>.
5. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2023 год, – <https://www.gazprom.ru/t/posts/>.
6. ExxonMobil 2023. Annual report, <https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports->.
7. Form 20-F Annual Report BP, – <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2023.pdf>.
8. ConocoPhillips Annual report 2023, – <https://www.conocophillips.com/company-reports-resources/annual-report/>.
9. PetroChina 2023 Annual Report, – <https://www.petrochina.com.cn/ptr/rdx/202404/82094bcd144f40068ae45d46d48b643b/files/f9a9a2c3b2cb4029b33399ea3c699fa6.pdf>.
10. Sinopec Corp. Annual report 2023, – <http://www.sinopecgroup.com/group/Resource/Pdf/>.
11. TotalEnergies Annual report 2023, – <https://totalenergies.com/system/files/documents/2024-03/>.
12. Chevron Corporation 2023 Annual Report, – <https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2023/>.
13. SHELL. Annual Report and Accounts 2023, – <https://reports.shell.com/annual-report/2023/>.
14. Saudi Aramco Annual Report 2023, – <https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports>.
15. Equinor Integrated annual report 2023, – <https://cdn.equinor.com/files/f>.
16. Eni. Annual report 2023, – <https://report.eni.com/annual-report-2023/en/>.
17. Annual Gas Market Report 2024, Gas Exporting Countries Forum, – https://www.gecf.org/_resources/files/events/gecf-unveils-the-annual-gas-market-report-2024/.
18. Global Oil and Gas Extraction Tracker, Global Energy Monitor, – <https://globalenergymonitor.org/projects/global-oil-gas-extraction-tracker/tracker-map/>.
19. What is the Willow project in Alaska, and why do green activists oppose it, – <https://www.reuters.com/world/us/willow-oil-gas-project-alaska-sparks-green-opposition-2023-03-03/>.
20. Получилось! ConocoPhillips купит Marathon Oil с оценкой на уровне 22,5 млрд долл. США с учетом долга, – <https://neftegaz.ru/news/Acquisitions/836164-poluchilos-conocophillips-kupit-marathon-oil-s-otsenkoy-na-urovne-22-5-mlrd-doll-ssha-s-uchetom-dolga/>.
21. ExxonMobil completes acquisition of Pioneer Natural Resources, – https://corporate.exxonmobil.com/news/news-releases/2024/0503_exxonmobil-completes-acquisition-of-pioneer-natural-resources.
22. Chevron продает активы в Канаде на \$6,5 млрд, – <https://www.kommersant.ru/doc/7213799?ysclid=m2iqyuri5413109994>.
23. TotalEnergies с интригой продала долю участия в канадском месторождении Surmont компании ConocoPhillips, – <https://neftegaz.ru/news/Acquisitions/796842-totalenergies-prodala-dolyu-v-kanadskom-mestorozhdenii-surmont-kompanii-conocophillips/?ysclid=m2irzfb8lh532805495>.
24. Арбитраж рассмотрит «гайанский» спор Exxon и Hess в мае 2025 года, – <https://www.interfax.ru/world/973557>.

KEYWORDS: reserves, production, hydrocarbons, gas, oil, geological exploration, liquid hydrocarbons, LNG, Natural gas liquids, NGL.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

12–14 мая

Международная выставка нефтегазовой промышленности

Geo Convention 2025

Канада, Калгари

13–15 мая

Международная выставка и конференция

Oil&Gas Uzbekistan (OGU) 2025

Узбекистан, Ташкент, CAEx Uzbekistan

14–15 мая

VI Международная выставка цифровых технологий

Цифротех

Москва, ВДНХ

МАЙ

П	5	12	19	26
В	6	13	20	27
С	7	14	21	28
Ч	1	8	15	22
П	2	9	16	23
С	3	10	17	24
В	4	11	18	25

14–16 мая

Международная выставка нефти и нефтепродуктов

Petrol Station 2025

Польша, Варшава, EXPO XXI Warsaw International Expocentre

20–23 мая

Международная выставка и Российский нефтегазохимический форум

Газ. Нефть. Технологии 2025

Россия, Уфа, ВК Экспо

ОТЕЧЕСТВЕННАЯ СУМП вместо зарубежной АМП

**Евгений Валерьевич
Литвинов**

главный конструктор,
заместитель генерального
директора «ГТ Энерго»

В 2008 году компания «ГТ Энерго» впервые в отечественной практике энергетического турбиностроения применила активный магнитный подвес. Это была система производства SKF/S2M. Их стали устанавливать на всех строящихся ГТ ТЭЦ компании, и сегодня ими оборудованы уже 20 энергоблоков «ГТ Энерго». Магнитный подвес дает ряд весомых преимуществ, главные из которых – пожаробезопасность, надежность и увеличенный ресурс силового агрегата. Первый фактор обеспечивается отсутствием необходимости в горюче-смазочных материалах, а второй и третий – отсутствием трения между стационарными и подвижными частями роторов турбины и генератора. Однако с уходом зарубежных партнеров из России встал вопрос обслуживания, ремонта и замены магнитных подвесов при достижении предельного срока эксплуатации. Компания «ГТ Энерго» оперативно решила эти вопросы с заданием на десятилетия вперед, успешно выполнив НИОКР на разработку собственной системы управления магнитным подвесом газовых турбин. О том, как в условиях санкционных ограничений минимизировать риски простоев оборудования и вместе с тем сократить себестоимость процессов, рассказал главный конструктор, заместитель генерального директора «ГТ Энерго» Евгений Валерьевич Литвинов.

– Уже много лет «ГТ Энерго» эксплуатирует активные магнитные подшипники, и за столь длительный период они доказали свою эффективность и надежность. И вот вы заявляете о разработке собственной системы для управления магнитными подвесами. Есть ли в этом необходимость и чем было продиктовано такое решение?



Компания «ГТ Энерго» представляет комплексный подход по решению задачи энергоснабжения. Осуществляет полный спектр услуг по строительству (в том числе за счет собственного финансирования) и управлению газотурбинными станциями с последующей реализацией электрической и тепловой энергии. Комплексная услуга по энергоснабжению реализуется при условии заключения долгосрочного контракта, гарантированного объема потребления энергоресурсов и наличия топлива (природного газа или ПНГ). Сегодня мощности «ГТ Энерго» составляют 18 современных газотурбинных станций (ГТ ТЭЦ). В составе каждой из них по 2–3 энергоблока (суммарно на всех объектах компании – 44 энергоблока). В обслуживании генерирующих объектов и оборудования помимо персонала станций задействованы два инженеринговых и три сервисных центра компании.

– Активные магнитные подшипники впервые внедрены нами на Екатеринбургской ГТ ТЭЦ, которая начала свою работу в 2008 году (рис. 1). С тех пор мы используем таковые уже на 20 энергоблоках в разных городах, и они демонстрируют высокий КПД, особенно в режиме когенерации, и надежность. По этой части эксплуатирующиеся сейчас шкафы управления нас целиком и полностью устраивают, поэтому, забегая вперед, скажу, что при разработке собственной системы управления

РИСУНОК 1. Радиальный магнитный подшипник



магнитными подвесами мы не ставили цели превзойти по каким-то характеристикам имеющиеся шкафы управления.

Решение о разработке так называемой системы управления магнитным подвесом газовых турбин (СУМП-ГТ) принималось в первую очередь в целях импортозамещения. Когда компания S2M/SKF покинула российский рынок, у ряда отечественных предприятий, в эксплуатации которых было оборудование с активным магнитным подвесом (АМП) этого производителя, возникли трудности с поставкой запчастей и техническим обслуживанием. Мы тоже эксплуатируем оборудование этого производителя. Конечно, у нас есть необходимый запас комплектующих на случай плановых и неплановых ремонтов, но он не бесконечен. И чтобы через несколько лет не оказаться без возможности провести капитальный ремонт газотурбинных установок, мы приняли решение, позволяющее перевести технологические процессы целиком и полностью на отечественные рельсы.

– То есть вы создали систему абсолютно идентичную той, что уже существует?

– Не совсем так. Повторюсь, что задачи технически превзойти зарубежные системы и не стояло. И в итоге разработанная нами СУМП во многом эквивалентна АМП производства S2M. Но нам было важно сделать доступной компонентную базу и ПО, чтобы снизить риски незапланированных простоев и вместе с тем избежать повышения стоимости эксплуатации оборудования.

Тем не менее технологии не стоят на месте, и наша разработка 2024 года отличается от зарубежной 2008 года. В частности, вместо шкафов питания Е300/30 мы использовали более современную модель (табл. 1). На ГТ ТЭЦ в Екатеринбурге, где с весны 2024 года и по настоящее время наша СУМП проходит длительную опытную эксплуатацию, установлены как раз такие.

Кроме того, нам удалось реализовать управление магнитными подшипниками с компенсацией дисбаланса. Такой подход обеспечивает гибкость настройки, не нарушая общности системы регулирования.

Был применен и отличный от зарубежного прототипа подход к управлению. Нами было выбрано управление по напряжению, то есть потокосцеплению. По сравнению с управлением по току этот метод не приводит к усложнению алгоритма управления системой для принятия мер по снижению вероятности возникновения отрицательной позиционной силы.

В усилителях мощности применены распространенные транзисторы с изолированным затвором IGBT в стандартном исполнении, что обеспечивает широкие возможности для их замены. В отличие от усилителей мощности, установленных в шкафах S2M/SKF, транзисторы, примененные в нашей СУМП, не имеют в своем составе аналоговых вычислителей и формирователей сигналов широтно-импульсной модуляции, а принимают эти сигналы напрямую от контроллера, что в целом значительно повышает надежность системы.

Кроме того, в турбоагрегатах предусмотрены страховочные подшипники. Они выдерживают несколько падений ротора, а также способны обеспечивать безопасный выбег ротора при отказе какого-либо канала управления СУМП.

ТАБЛИЦА 1. Основные технические характеристики СУМП-ГТ

Характеристики питающего напряжения	
Диапазон входного напряжения питания постоянного тока, В	От 227 до 286
Ток потребления шкафа СУМП генератора, А, не более	10
Ток потребления шкафа СУМП турбины, А, не более	12
Число каналов управления	
Шкаф СУМП генератора	8
Шкаф СУМП турбины	10
Характеристики выходного напряжения постоянного тока	
Максимальный ток электромагнита АМП радиального канала, А	30
Максимальный ток электромагнита АМП осевого канала, А	30
Условия эксплуатации	
Температура окружающей среды, °С	от +5 до +50
Относительная влажность, %, не более	95
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 107
Механические характеристики	
Габаритные размеры шкафа Ш×Г×В, мм, не более	800×600×2200
Масса шкафа, кг, не более	900
Ввод/Вывод кабеля	Снизу
Класс защиты	IP54

– Отечественное происхождение компонентной базы и программного обеспечения в сложившихся геополитических условиях бесспорно является весомым преимуществом. Расскажите, каким образом вы обеспечили себе такие преимущества?

– Мы и до введения антироссийских санкций ориентировались преимущественно на отечественные комплектующие и материалы, а теперь это и вовсе это одно из наших главных правил. Все основные узлы и компоненты оборудования, применяющегося на наших ГТ ТЭЦ, отечественного происхождения.

Что касается конкретно СУМП, то тут выбирали между доступными на длительную перспективу. Так, для решения задач управления был спроектирован контроллер магнитного подшипника (КМП) на базе микроконтроллера STM32F407. Основным аргументом в пользу микроконтроллера этого типа стала относительная доступность серии STM32 в России, а также наличие ряда отечественных и китайских аналогов.

А в качестве контроллера верхнего уровня выбрали доступный отечественный программируемый логический контроллер от «Производственного объединения ОВЕН».

– Расскажите немного о структуре СУМП.

– Основными элементами СУМП-ГТ являются: шкаф управления магнитными подшипниками турбины, шкаф управления магнитными подшипниками генератора и шкаф питания (рис. 2).

РИСУНОК 2. Шкаф управления СУМП-ГТ



А – Шкаф СУМП турбины; Б – Шкаф СУМП генератора; 1 – усилитель мощности; 2 – генератор/демодулятор; 3 – контроллер автоматического магнитного подшипника; 4 – программируемый логический контроллер; 5 – вентилятор; 6 – источник питания

При реализации СУМП использовано следующее основное оборудование: контроллер магнитного подшипника, генератор-демодулятор, усилитель мощности, программируемый логический контроллер и панель оператора.

– У вас ведь еще станции, где используются классические, масляные подшипники. Планируете ли вы менять их на свои СУМП?

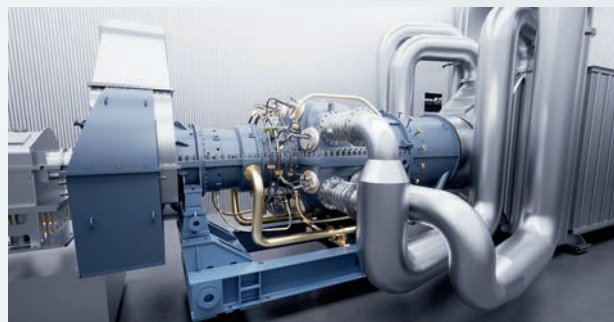
– Несмотря на то, что магнитные подвесы дают массу преимуществ и относительно легки в монтаже, это весьма дорогостоящий процесс. Даже с классическими подшипниками наши станции отличаются повышенным ресурсом силового агрегата – 150 000 часов. Так что кардинальные замены до истечения срока эксплуатации газотурбинных установок не представляются рациональными. А вот новые проекты будут снабжаться современной технологией магнитного подвеса с системой управления собственной разработки. Технологии, при которых ротор турбины и ротор генератора находятся в состоянии левитации, за счет отсутствия трения между подвижными и стационарными элементами турбины позволяют еще более увеличить их производственный ресурс – до 200 000 часов, а также получить больший межсервисный интервал. Это позволит сократить стоимость эксплуатации.

– А давайте на ремонтной программе остановимся. Насколько ее затруднил уход зарубежных партнеров с российского рынка?

– Только по части поставок комплектующих, однако на наших складах есть запасы самых важных деталей, чтобы своевременно управляться с ремонтными работами.

Наше оборудование выгодно отличается от, скажем, авиапроизводных турбин тем, что его не нужно для ремонта и обслуживания везти на завод-изготовитель – все работы производятся по месту. В компании есть специализированные выездные бригады, которые закрывают весь фронт задач по ремонту, в том числе капитальному. Сотрудники обладают всеми компетенциями и большим опытом в части сервисных и ремонтных работ.

Характеристики энергоблока четвертого поколения ГТ-009GT (ключевого элемента газотурбинной станции «ГТ Энерго»)



- Предназначен для производства электрической и тепловой энергии в режиме когенерации. Номинальная мощность: 9 МВт электрической и 11 Гкал/ч тепловой энергии.
- Может применяться для энергообеспечения предприятий различных отраслей промышленности, в том числе нефтегазовой.
- Для условий Крайнего Севера и Арктики разработано исполнение «Арктика». Такой энергоблок способен функционировать в условиях крайне низких температур и вечной мерзлоты.

- Полностью отечественное техническое решение, в том числе АСУ ТП собственной разработки.
- Ремонтируется локально, без вывоза оборудования на завод-изготовитель, что сокращает время простоев.
- Инновационная система управления магнитным подвесом (СУМП) собственной разработки.
- Высокий эксплуатационный ресурс – 200 000 часов.

Хотел бы отметить, что в целом при проектировании газовой турбины был сделан важный упор на высокой ремонтопригодности и скорости ремонта. Это позволило сократить количество элементов, подлежащих замене при выполнении капитальных ремонтов. Так, при наработке 50 тысяч часов осуществляется плановая замена рабочих лопаток первой ступени, при наработке 75 тысяч часов меняются рабочие лопатки второй ступени. А вот элементы камеры сгорания заменяются по состоянию, и уже есть опыт надежной их эксплуатации при наработке более 50 тыс. часов.

– Но тем не менее если смоделировать ситуацию, когда возникнет необходимость в замене зарубежных шкафов управления на ваши собственные, как это будет происходить?

– По сути, замена шкафов S2M/SKF на шкафы СУМП-ГТ осуществляется путем переключения сигнальных и силовых кабелей от шкафов S2M/SKF к шкафам СУМП-ГТ. Такое решение позволит существенно снизить издержки при дальнейшей эксплуатации и сократить время простоя оборудования при замене СУМП.

– Расскажите про дальнейшие перспективы.

– Результаты первых месяцев опытной эксплуатации СУМП-ГТ показали, что СУМП-ГТ по всем параметрам не уступает эксплуатируемой СУМП производства S2M и более удобна в эксплуатации и обслуживании.

Разработанная система управления обеспечивает высокую надежность и эффективность работы, а также минимизацию зависимости от иностранных производителей. Переход на собственные шкафы СУМП позволит компании значительно снизить затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования, а для отечественной энергетической отрасли в целом это представляет собой важный шаг к увеличению самообеспеченности и технологического суверенитета.

Мы начали подготовку теперь уже к серийному производству шкафов СУМП-ГТ. Однако отмечу, что разработка этой системы является всего лишь частью широкой программы по модернизации и оптимизации процессов в энергетическом турбиностроении, осуществляемой компанией «ГТ Энерго». Так, нами ведется масштабная работа по созданию комплексной системы управления не только газовой турбиной, но и всеми технологическими процессами ГТ ТЭЦ. ●

КОМПЛЕКСНАЯ УСЛУГА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ - НОВЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СТАНДАРТ

Энергоблок ГТ-009GTН

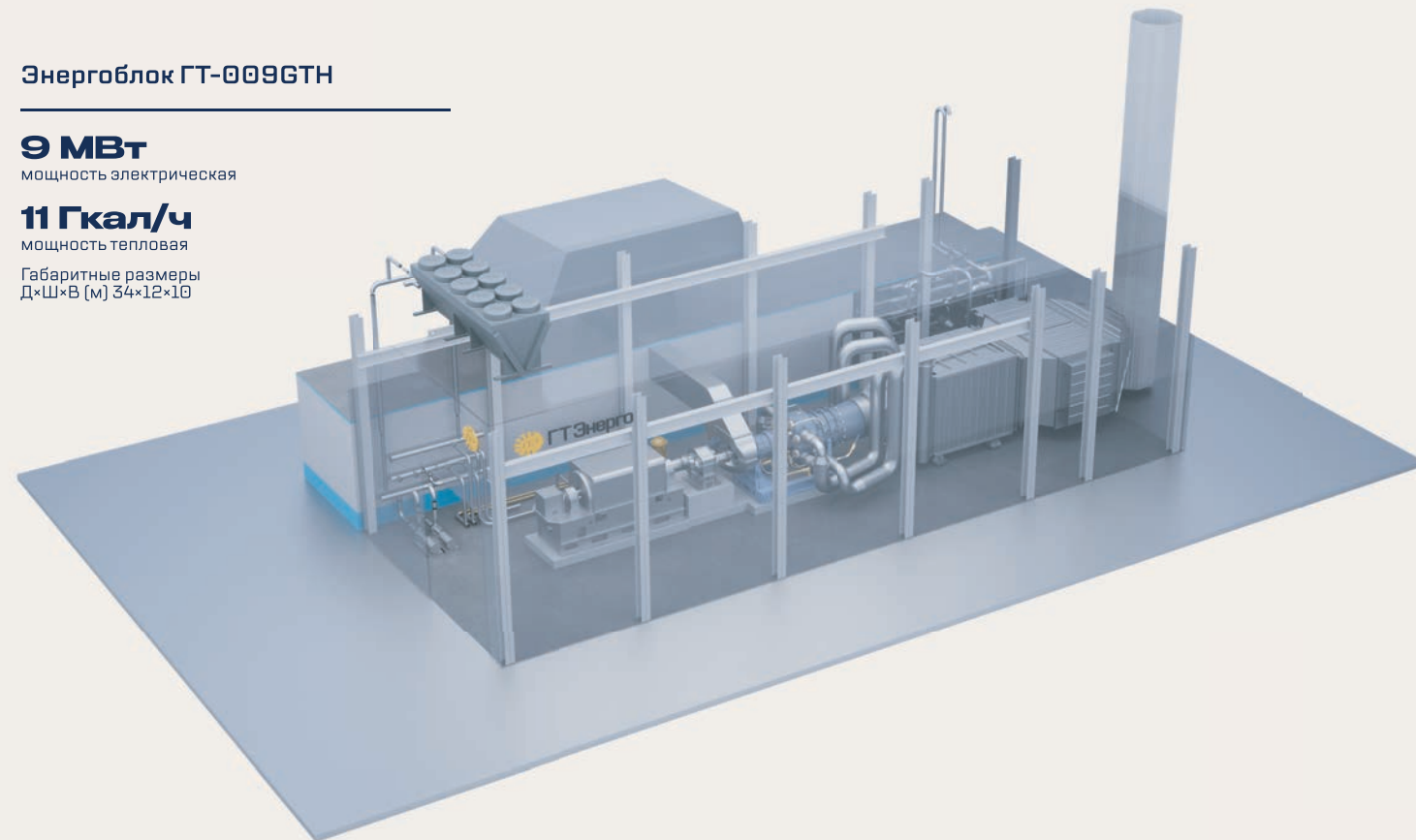
9 МВт

мощность электрическая

11 Гкал/ч

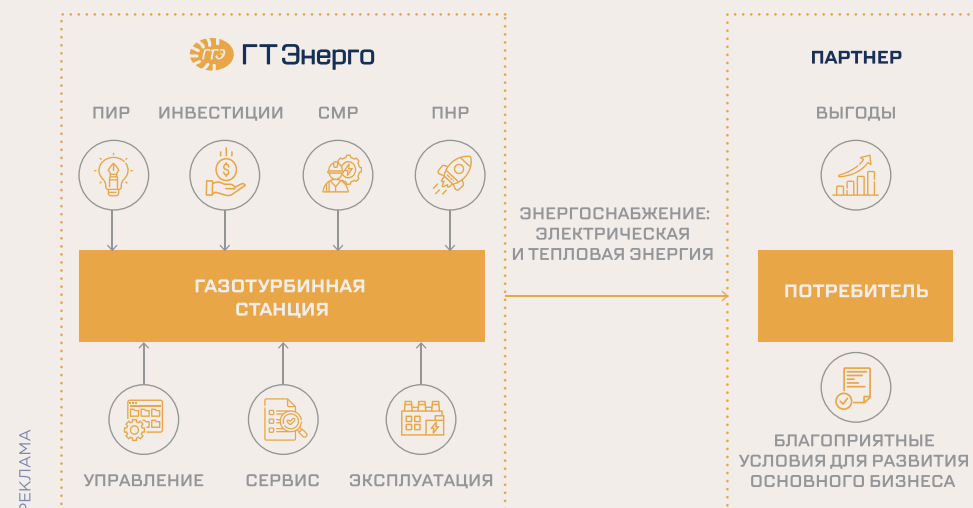
мощность тепловая

Габаритные размеры
Д×Ш×В (м) 34×12×10



«ГТ Энерго» – генерирующая компания, отечественный разработчик технологических решений для энергетического сектора РФ.

В рамках комплексной услуги осуществляет полный объем работ по строительству, эксплуатации, сервису и управлению современными газотурбинными станциями нового поколения ГТ-009GT на базе специализированных энергетических турбин собственной разработки с обеспечением надежного и эффективного энергоснабжения потребителей партнера.



ПРЕИМУЩЕСТВА

- 1 Полностью отечественное решение для энергетического сектора РФ (локализация 100%)
- 2 Локальная ремонтопригодность и высокий эксплуатационный ресурс (200 тыс. часов)
- 3 Высокая надёжность и эффективность (наработка с 2003 года более 2,5 млн часов)
- 4 Большой опыт успешной эксплуатации на территории РФ (44 энергоблока в работе)
- 5 Пригодность для эксплуатации в любых климатических условиях в автономном режиме
- 6 Полная автоматизация технологического процесса на базе собственной разработки АСУ и АСУ ТП
- 7 Инновационные технологии – магнитные подшипники ротора ГТУ

+7 495 204 27 33
marketing@gtenergo.ru
gtenergo.ru

Москва, ул. Сергея Радоногожского,
д. 15-17, стр. 2





Новый способ сухого тушения кокса

Ученые НИУ «МЭИ» совместно со специалистами ПАО «Северсталь» разработали новый способ сухого тушения кокса, основанный на организации замкнутого цикла охлаждения раскисленного кокса с использованием газа, содержащего 92 – 100 % азота, поступающего от воздуходелительных установок кислородной станции, для которых азот является побочным продуктом. В процессе цикла происходит замена циркулирующего газа, насыщенного горючими компонентами, инертным азотом, что минимизирует угар кокса и повышает производительность установки. Основные преимущества технологии заключаются в предотвращении взаимодействия углерода кокса с кислородом и минимизация угара. В прототипах угар достигал 2 – 6 %, тогда как новая система снижает этот показатель до 0,2 – 0,9 %. Технология с использованием технического азота также способствует экономии сырья и энергетических ресурсов. Благодаря адаптации к существующим установкам и снижению экологической нагрузки разработка имеет потенциал для внедрения в металлургическую отрасль. Снижение угара кокса увеличивает выход готового продукта. По оценкам, увеличение выхода на 1 % может сэкономить сотни миллионов рублей в год.

Нанорастворы для добычи нефти

Важную роль в процессе вытеснения нефти из пород с неоднородной пористостью и проницаемостью играет капиллярная пропитка. Ученые СФУ сравнили свойства вытесняющих жидкостей, таких как вода, раствор полиакриламида, растворы ПАВ – лауретсульфата натрия (AES) и додецилсульфата натрия (SDS), а также наносuspension на основе сферических наночастиц диоксида кремния. Наибольшее влияние на увеличение коэффициента вытеснения как маловязких, так и высоковязких видов нефти продемонстрировали наносuspension и водные растворы ПАВ. Оказалось, что скорость изменения объема вытесненной нефти для 0,1-процентного раствора AES и наносuspension с частицами оксида кремния была больше, чем для других вытесняющих жидкостей. Меньше всего на объем вытесненной нефти повлиял полимерный раствор. Коэффициент вытеснения нефти из образцов песчаника водой в результате капиллярной пропитки составил 58 %. При использовании раствора SDS скорость капиллярной пропитки возрастет на 4 %. При этом наносuspension со сферической формы наночастицами диоксида кремния (размер частиц 10 нм) ускорила этот процесс на 3 %, а раствор полиакриламида уменьшил скорость капиллярной пропитки на 12 %.

Синхронизация валов нефтедобывающих насосов

Для увеличения объемов перекачиваемой жидкости на одной скважине зачастую требуется установка нескольких насосов. Однако разная скорость работы поршней может вызвать неравномерность в подаче жидкости, что приводит к пульсациям и колебаниям давления, а это может спровоцировать аварии. Ученые Пермского Политеха разработали технологию, обеспечивающую равномерную работу группы из двух и более поршневых насосов. Основная идея заключается в предварительном расчете момента времени, когда в положении вращающихся валов происходит сдвиг. Этот сдвиг рассчитывается заранее и регулируется блоком управления. В рамках исследования ученые рассматривали группу из трех поршневых насосов, отметив, что их количество может быть любым. Технология предполагает наличие у каждого насоса приводного электродвигателя, с валами которого соединены валы внутри насосов. Основная идея разработки заключается в дополнительной установке датчиков, которые измеряют положение и скорость вращения валов, а блок управления поддерживает изначально заданный сдвиг фаз валов, если рабочий процесс насосов нарушается, блок управления распознает это по данным датчиков и регулирует скорости вращения, адаптируя их до необходимого сдвига фаз.

Геомагнитная модель для точного бурения

Ученые московского научного института Роснефти совместно с Геофизическим центром РАН создали геомагнитную модель (ГММ) – математическое описание магнитного поля Земли в невозмущенном состоянии. Разработка позволит осуществлять высокоточное управление траекторией скважины в процессе бурения. Особенно актуально ее использование для территорий с аномальным геомагнитным полем, где скопления горных пород искажают магнитное поле Земли. Для бурения без учета искажений невозможно точно определить положение ствола в скважине. Разработка позволяет получить геомагнитные данные с детализацией 38 км. Это одно из наиболее высоких разрешений в мире, однако ученые Британской геологической службы считают, что с использованием информации из компиляций аномалий общей интенсивности вблизи поверхности теоретическая детализация может быть увеличена до 28 км. В мировом нефтегазе ГММ широко используется для направленного бурения с помощью инструментов магнитной съемки, измеряющих направление ствола скважины относительно направления локального геомагнитного поля, и используются для навигации скважин к точно известным подземным целям.

Топливо из нефтешлама

Ученые лаборатории тепломассопереноса Томского политехнического университета нашли перспективное применение отходам нефтедобычи – нефтешламам, предлагая использовать их в качестве основного компонента для создания жидких композиционных топлив. Эффективность смесей на основе нефтешлама с добавками в среднем на 5 – 25 % превышает аналогичные показатели для исходного сырья. Для повышения работоспособности нефтешлама в качестве топлива ученые провели эксперименты по добавлению различных ингредиентов, включая метиловые эфиры жирных кислот (МЭЖК), дизельное топливо, метанол и техническую воду. Смешивание нефтешлама с дизельным топливом и МЭЖК в доле 5 – 15 % позволяет снизить вязкость нефтешлама в 3 – 12 раз. В ходе эксперимента все применяемые добавки, независимо от их типа и концентрации, значительно улучшали микровзрывное зажигание и способствовали лучшему выгоранию капель смеси, даже при сравнительно низкой температуре около 600 °С. Исследование показало, что добавление метанола и дизельного топлива в небольших концентрациях позволило создать смесь с улучшенными эксплуатационными характеристиками.

Прогнозирование свойств коллекторов

Ученые Пермского Политеха разработали метод, позволяющий повысить эффективность нефтедобычи благодаря улучшению прогнозирования свойств коллекторов. Обычно для определения характеристик горных пород, таких как пористость, плотность и проницаемость, применяются геофизические исследования, на основе которых создаются 3D-модели месторождений, позволяющие оценить объем нефти и газа. Однако изменчивость структуры и свойств коллекторов затрудняет получение точных данных с использованием традиционных методов. Ученые предложили новый подход, основанный на искусственном интеллекте, повышающий точность прогноза пористости на 56 %. В рамках исследования ученые применили алгоритмы машинного обучения для оценки пористости коллекторов на основе данных геофизических исследований, собранных по 238 скважинам шести разных месторождений, а также использовали данные лабораторных исследований керн для определения пористости. В результате исследования ученые обнаружили новые участки с запасами нефти, которые ранее не были задействованы в разработке, что позволило скорректировать план добычи и включить в него новые зоны.



95 лет
в промышленном
строительстве



ТОМСКИЙ ФИЛИАЛ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ вошел в список победителей конкурса «Эколидер»

ЕЖЕГОДНО ПРЕДПРИЯТИЯ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПОДВОДЯТ ИТОГИ КОНКУРСА «ЭКОЛИДЕР» СРЕДИ ПАРТНЕРОВ. ПО ИТОГАМ 2024 ГОДА ТОМСКИЙ ФИЛИАЛ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ СТАЛ ПОБЕДИТЕЛЕМ СРЕДИ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ГЕО» И ЗАНЯЛ ВТОРОЕ МЕСТО СРЕДИ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ЛИДЕРОВ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОКА»

Юлия Соболева
АО «Сибирская Сервисная
Компания»

«Промышленная и экологическая безопасность — основные принципы в нашей производственной деятельности. Мы выполняем требования действующего законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды, — рассказал директор Томского филиала АО «ССК» Евгений Телков. — Стремимся постоянно

улучшать деятельность в области экологической и промышленной безопасности посредством применения современных методов работы, технологий и улучшения системы управления, обучения и мотивации персонала. Победа и призовое место в конкурсе «Эколидер» является подтверждением нашей системной деятельности. Это большое достижение, поднимающее репутационный капитал нашей компании».

РЕКЛАМА

«Конкурс «Эколидер» стал одной из важнейших традиций для нас. Ежегодно он подтверждает приверженность геологоразведчиков к обеспечению экологической безопасности и достижению целей устойчивого развития, — рассказал заместитель генерального директора по производственной безопасности «Газпромнефть-Гео» Юрий Михайлов. — Наши партнеры, работающие на геолого-разведочных проектах, придерживаются самых высоких стандартов в сфере охраны окружающей среды и демонстрируют активную позицию в вопросах обеспечения экологической безопасности. Конкурс «Эколидер» — это возможность отметить компании, которые доказывают, что бизнес может и должен играть активную роль в вопросах заботы о природе».

«Стратегия «Газпромнефть-Востока» в системе экологического менеджмента основывается на ответственности за сохранение природы и предусматривает различные мероприятия по недопущению вреда людям и окружающей среде, — сообщил генеральный директор «Газпромнефть-Востока» Иван Раздобудько. — Мы сами ответственно относимся к вопросам экологии и просим соблюдать требования представителей подрядных организаций. Такой подход, применяемый на протяжении многих лет, позволяет говорить о формировании общей культуры ответственной работы на наших активах в деле экологической безопасности. Ежегодный конкурс «Эколидер» — один из инструментов для определения и поощрения лучших организаций-партнеров».

При определении «эколидеров» учитывалось соблюдение компаниями законодательных и корпоративных норм и требований, поддержание порядка на территории вахтовых городков, проведение субботников и других природоохранных мероприятий.

«Статус победителя и призера — важная победа для всего нашего коллектива, — отметил начальник службы охраны труда, промышленной безопасности и экологии Томского филиала АО «ССК» Евгений Петрушин. — По-настоящему достойный и системный результат приносит только работа, реализуемая с высоким уровнем вовлеченности и ответственности. Мы соответствуем всем требованиям партнеров и заказчиков в области экологической и промышленной безопасности. Кроме того, предъявляем к нашим подрядчикам требования соблюдения ими данной политики. Все это удваивает эффективность наших действий по защите окружающей среды».

АО «ССК» предоставляет широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса: обеспечивает полный сервис по реализации буровых работ, опираясь на собственные технологические филиалы.

25 лет Сибирская Сервисная Компания успешно трудится на благо энергетической безопасности России, соответствуя своим главным принципам: надежность в партнерстве, качество в работе, уверенность в будущем! ●



ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПРЕСС-МЕТОДА ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ эксплуатационных скважин на нефтяных месторождениях

Богаткина
Юлия
Геннадьевна

ведущий научный
сотрудник
Аналитического
центра
Прогнозирования
развития
нефтегазовой
отрасли
Института
проблем нефти
и газа РАН,
к.т.н.

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПРЕСС-МЕТОДА ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. МЕТОД ПРОСТ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ И ОСНОВАН НА ПРИМЕНЕНИИ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНО РЕНТАБЕЛЬНОГО ДЕБИТА ДЛЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН. ИСХОДНЫМИ ДАННЫМИ ДЛЯ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ЯВЛЯЮТСЯ УДЕЛЬНЫЕ НОРМЫ ЗАТРАТ (КАПИТАЛЬНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ) ПО НЕФТЕГАЗОВОМУ ПРЕДПРИЯТИЮ, НОРМЫ НАЛОГОВЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ И ЦЕНА НА НЕФТЬ. МЕТОД ПРИМЕНИМ КАК ДЛЯ НОВЫХ, ТАК И ДЛЯ СТАРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СОЧЕТАНИИ С МОДЕЛЬЮ РИСКОВ ПРИ РАСЧЕТЕ ПРЕДЕЛЬНОГО ДЕБЕТА. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПРЕСС-МЕТОДА С УЧЕТОМ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РИСКОВ ПОЗВОЛЯЕТ ОПЕРАТИВНО ОПРЕДЕЛИТЬ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, А ТАКЖЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ РАБОТЫ КАЖДОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ В ОБЩЕМ ФОНДЕ

THE ARTICLE DISCUSSES THE USE OF AN EXPRESS METHOD FOR TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE PROFITABILITY OF PRODUCTION WELLS IN OIL FIELDS. THE METHOD IS EASY TO USE AND IS BASED ON THE APPLICATION OF A MODEL FOR CALCULATING THE MARGINAL DEBIT RATE FOR PRODUCTION WELLS. THE INITIAL DATA FOR THE CALCULATION MODEL ARE SPECIFIC COST RATES (CAPITAL AND OPERATIONAL) FOR AN OIL AND GAS ENTERPRISE, TAX DEDUCTION RATES AND THE PRICE OF OIL. THE METHOD IS APPLICABLE TO BOTH NEW AND OLD FIELDS IN COMBINATION WITH A RISK MODEL FOR CALCULATING THE MARGINAL DEBIT RATE. THUS, THE USE OF THE EXPRESS METHOD TAKING INTO ACCOUNT TECHNICAL AND ECONOMIC RISKS ALLOWS ONE TO QUICKLY DETERMINE THE PROFITABILITY OF THE PRODUCTION WELL STOCK, AS WELL AS THE PROFITABILITY OF EACH PRODUCTION WELL IN THE GENERAL STOCK

Ключевые слова: нефтяные месторождения, экспресс-метод, рентабельность скважин, предельная рентабельность скважин, оценка технико-экономических рисков.

УДК: 004:330.322:622.276

В сложившихся экономических условиях все большую значимость приобретает применение современных методов технико-экономической оценки добычи углеводородов [1–5].

К одному из таких методов относится экспресс-метод технико-экономической оценки дебетов добывающих скважин нефтяных месторождений [6].

Метод основан на применении модели расчета предельно рентабельного дебета для добывающих скважин. Исходными данными для оценки предельной рентабельности скважин являются удельные нормы затрат (капитальных и эксплуатационных) по нефтегазовому предприятию, нормы налоговых отчислений и цена на нефть. Применение модели расчета предполагает равенство выручки и суммарных затрат. При этом условия чистая прибыль и чистый доход принимают нулевые значения, что является граничными значениями при оценке рентабельности скважин на месторождении.

Эта модель применима как для новых месторождений, для которых строится прогноз бурения скважин и ввод их в эксплуатацию, так и для старых месторождений, работающих на режиме истощения или на режиме доработки. Формулы расчета этого показателя представлены формулами 1 и 2.

Первая формула применима для новых месторождений, вторая для старых, для которых не производится дополнительное бурение скважин. Отметим, что если старое месторождение находится в режиме доработки, то применяется формула 1.

$$Q_{пр1} = \frac{N_{кб} + N_{коб} + N_{кобнс} + N_{пс}}{(Ц_{реал} - N_{пр} \cdot (1 - вср) - N_{нал}) \cdot (n \cdot Kэ)} \quad (1)$$

где $N_{кб}$ – стоимость бурения добывающей скважины с учетом доли затрат в нагнетательную скважину (с коэффициентом 1,33), тыс. руб./скв.;

$N_{коб}$ – норма капитальных затрат в обустройство скважин, тыс. руб./скв.;

$N_{кобнс}$ – норма капитальных затрат в обустройство не входящее в сметы строек, тыс. руб./скв.;

$N_{пс}$ – норма условно-постоянных эксплуатационных затрат, тыс. руб./скв.;

$N_{пр}$ – норма условно-переменных эксплуатационных затрат, руб./т жидкости;

$N_{нал}$ – нормы налоговых платежей и отчислений взятых на тонну нефти, руб./т нефти;

$вср$ – средняя обводненность продукции д.ед.;

$Ц_{реал}$ – цена нефти с учетом доли распределения продукции на внутренний и внешний рынок, руб./т;

n – количество суток в году;
 $Kэ$ – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.

$$Q_{пр2} = \frac{N_{пс}}{(Ц_{реал} - N_{пр} \cdot (1 - вср) - N_{нал}) \cdot (n \cdot Kэ)} \quad (2)$$

Рассмотрим применение метода на гипотетических примерах.

В первом примере рассматривается новое месторождение. Удельные нормы затрат при его разработке представлены в таблице 1.

Технологические показатели разработки этого месторождения показаны в таблице 2.

Из таблицы видно, что в первые 6 лет идет бурение эксплуатационных скважин. Поэтому для оценки их рентабельности применяется формула 1. Далее месторождение эксплуатируется на естественном режиме с падением добычи нефти. При этом режиме с 7 года разработки оценка рентабельности скважин осуществляется по формуле 2. Из расчетов следует, что за весь срок разработки все скважины, кроме первого года, являются рентабельными.

Рассмотрим пример применения метода для старых месторождений на стадии эксплуатации без применения капитальных вложений, где бурение новых скважин не предусматривается. В этом режиме оценка производится по формуле 2. Исходные данные представлены в таблицах 3 и 4.

ТАБЛИЦА 1. Удельные нормы затрат по первому примеру

Названия показателей	Условные обозначения	Значения
1. Стоимость бурения эксплуатационной нефтяной нагнетательной скважины, тыс. руб./скв.	$N_{кб}$	107935,88
2. Норматив капитальных затрат в обустройство скважины, тыс. руб./скв.	$N_{коб}$	145628,09
3. Норма капитальных затрат в обустройство, не входящих в сметы строек, тыс. руб./скв.	$N_{кобнс}$	60000,00
4. Норма затрат в условно постоянные эксплуатационные расходы, тыс. руб./скв.	$N_{пс}$	12887,00
5. Норма затрат в условно переменные эксплуатационные расходы руб./т жидкости	$N_{пр}$	900,00
6. Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т нефти	$N_{нал1}$	12844
7. Таможенная пошлина, руб./т нефти	$N_{нал2}$	4120,00
8. Цена реализации на внутреннем рынке, руб./т нефти	$Ц_{реал1}$	17 000,00
9. Цена реализации на внешнем рынке, руб./т нефти	$Ц_{реал2}$	47 304,00
10. Средняя обводненность продукции скважины, дол. ед.	$вср$	0,65
11. Коэффициент эксплуатации скважин, дол. ед.	$Kэ$	0,80
12. Доля внешнего рынка, д. ед.	$Двр$	0,50
13. Цена предприятия, руб./т нефти	$Ц_{реал}$	17248,00
14. Предельно-допустимый дебет с учетом капитальных вложений, т/сут	$Q_{пр1}$	66,805814
15. Предельно-допустимый дебет без учета капитальных вложений, т/сут	$Q_{пр2}$	3,388273

ТАБЛИЦА 2. Технологические показатели разработки месторождения в первом примере

Годы	Фонд скважин	Добыча нефти, тыс.тонн	Средний дебет на скважину, т/сут	
1	1	18,80	64,4	не рентабельно
2	5	162,00	111,0	рентабельно
3	21	599,00	97,7	рентабельно
4	29	846,00	99,9	рентабельно
5	48	1126,00	80,3	рентабельно
6	51	1050,00	70,5	рентабельно
7	51	782,00	52,5	рентабельно
8	51	722,00	48,5	рентабельно
9	51	607,00	40,8	рентабельно
10	51	514,00	34,5	рентабельно
11	51	437,00	29,3	рентабельно
12	51	377,00	25,3	рентабельно
13	51	324,00	21,8	рентабельно
14	51	286,00	19,2	рентабельно
15	51	252,00	16,9	рентабельно
16	51	228,00	15,3	рентабельно
17	51	207,00	13,9	рентабельно
18	51	190,00	12,8	рентабельно
19	51	173,00	11,6	рентабельно
20	51	159,00	10,7	рентабельно
21	51	146,00	9,8	рентабельно
22	51	135,00	9,1	рентабельно
23	51	123,00	8,3	рентабельно
24	51	114,00	7,7	рентабельно
25	51	108,00	7,3	рентабельно

ТАБЛИЦА 3. Удельные нормы затрат по первому примеру

Названия показателей	Условные обозначения	Значения
1. Норма затрат в условно постоянные эксплуатационные расходы, тыс. руб./скв.	Нпс	16712,20
2. Норма затрат в условно переменные эксплуатационные расходы, руб./т жидкости	Нпр	494,96
3. Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т нефти	Ннал1	12844
4. Таможенная пошлина, руб./т нефти	Ннал2	4350,00
5. Цена реализации на внутреннем рынке, руб./т нефти	Цреал1	17 000,00
6. Цена реализации на внешнем рынке, руб./т	Цреал2	47 304,00
7. Средняя обводненность продукции скважины, дол.ед.	вср	0,65
8. Коэффициент эксплуатации скважин, дол.ед.	Кэ	0,80
9. Доля внешнего рынка, д.ед.	Двр	1
10. Цена предприятия, руб./т нефти	Цреал	30110,00
11. Предельно допустимый дебет без учета капитальных вложений, т/сут	Qпр2	2,485360

Как видно из расчетов, все скважины находящиеся в эксплуатационном фонде, рентабельны.

Применение методики экспресс-оценки справедливо, когда известен не только фонд скважин, но и глубина их бурения и дебеты по каждой скважине в период их эксплуатации. Рассмотрим применение метода для этого случая на гипотетическом примере (рис. 1). За нормативную основу для применения метода возьмем данные из таблицы 3.

На рисунке точками показаны скважины, где по горизонтали показана глубина их бурения, а по вертикали – их средние дебеты. По множеству этих точек построена функция аппроксимированных значений среднего дебета добывающих скважин, на основании которой происходит оценка рентабельности работы добывающих скважин с применением экспресс-метода. На рисунке выделена желтым цветом область множества добывающих рентабельных скважин относительно предельного дебета (qпр) и их глубины бурения на основе аппроксимирующей функции.

Необходимо отметить, что при расчете предельного дебета следует применять оценку рисков при эксплуатации скважин. Основными регулирующими параметрами являются удельные нормы затрат и налоговых отчислений, а также цена на нефть.

ТАБЛИЦА 4. Технологические показатели разработки месторождения во втором примере

Годы	Фонд скважин	Добыча нефти, тыс. тонн	Средний дебет на скважину, т/сут	
1	5	17,976	12,3	рентабельно
2	5	16,225	11,1	рентабельно
3	5	15,590	10,7	рентабельно
4	5	13,466	9,2	рентабельно
5	5	12,607	8,6	рентабельно
6	5	11,731	8,0	рентабельно
7	5	10,893	7,5	рентабельно
8	5	10,118	6,9	рентабельно
9	5	9,501	6,5	рентабельно
10	5	9,509	6,5	рентабельно
11	5	9,246	6,3	рентабельно
12	5	8,636	5,9	рентабельно
13	5	8,163	5,6	рентабельно
14	5	7,793	5,3	рентабельно
15	5	7,813	5,4	рентабельно
16	5	7,370	5,0	рентабельно
17	5	6,909	4,7	рентабельно
18	5	6,605	4,5	рентабельно
19	5	6,358	4,4	рентабельно
20	5	6,004	4,1	рентабельно
21	5	5,710	3,9	рентабельно
22	5	5,310	3,6	рентабельно
23	5	5,078	3,5	рентабельно
24	5	4,940	3,4	рентабельно
25	5	4,738	3,2	рентабельно

При росте затрат и постоянной цене значение предельного дебета увеличивается и наоборот при постоянной величине удельных затрат и увеличении цены на нефть значение предельного дебета снижается.

Таким образом, применение экспресс-метода с учетом технико-экономических рисков позволяет оперативно определить рентабельность работы фонда добывающих скважин, а также эффективность работы каждой добывающей скважины в общем фонде на основе применения модели расчета предельно рентабельного дебета. Метод прост в использовании и не требует больших затрат в применении. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений» шифр FMME – 2025-0009.

Литература

1. Временные методические рекомендации подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья в части экономической оценки вариантов разработки [Электронный ресурс]. URL: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennye_metodicheskie_rekomendacii_podgotovki_tekhnicheskikh_proektov_razr.pdf?ysclid=ly032liu1e389099066 (дата обращения: 18.12.2024).

2. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика/ учебник, Москва, Издательство «Дело», 2002 г., 888 с.

3. Дунаев В.Ф., Шпаков В.Д., Епифанова Н.П., Лыдин В.Н. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности // учебник, Изд. «Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина», 2006, 352 с.

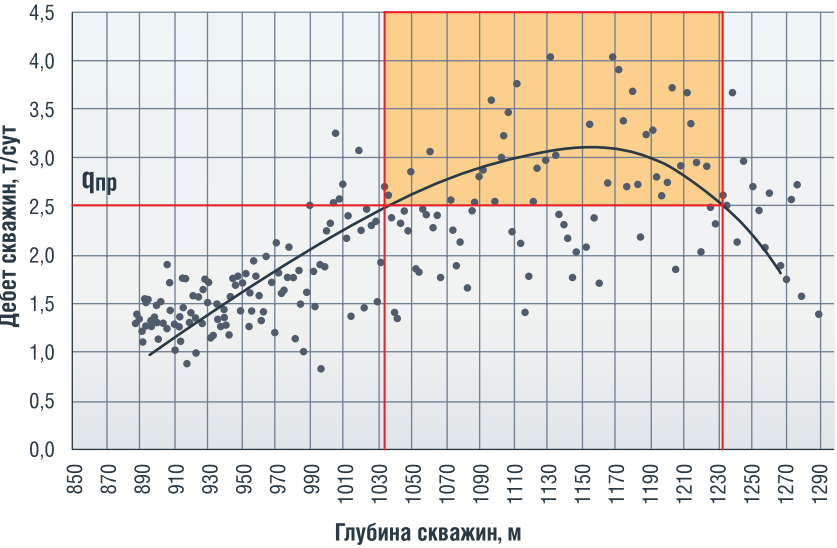
4. Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г., Лыдин В.Н. Основные принципы методологии комплексной оценки запасов углеводородов в нефтегазовых инвестиционных проектах // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». № 1 (17). – 2019. – С. 31–50.

5. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М.: Наука, 2006 г., 134 с.

6. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

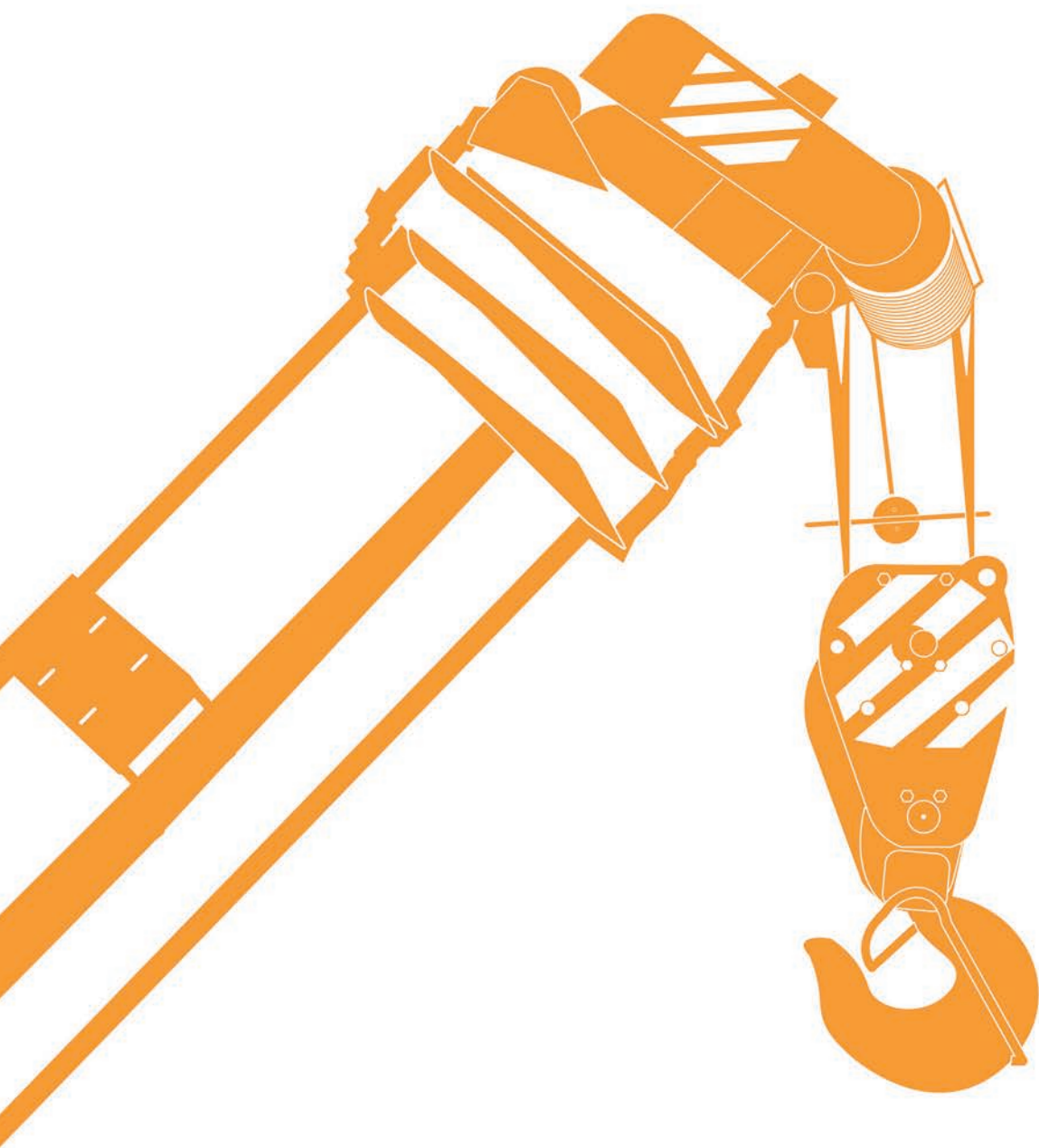
KEYWORDS: oil fields, express method, profitability of wells, marginal profitability of wells, assessment of technical and economic risks.

РИСУНОК 1. Зависимость дебета скважин от глубины бурения





Новая модель автокрана на шасси Урал-4320 NEXT



УЗНАЙ БОЛЬШЕ



Автокран 32 т на шасси Урал-4320 NEXT



Модель: КС-55717-2Т

- Колёсная формула — 6х6.
- Зона работы — 240°/360°.
- Готов к работе в суровых условиях.
- Высокий уровень безопасности и эффективности.

8 (800) 200 30 98
www.avtokran.ru

Иллюстрация может включать дополнительное оборудование и оснащение.
Представленная информация не является публичной офертой. Реклама.



УЗНАЙ БОЛЬШЕ

НАДЕЖНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ ПОД КЛЮЧ

«Систэм Электрик» обеспечила Иркутский завод полимеров российским оборудованием в области распределения электроэнергии и автоматизации

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕПРЕРЫВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА – ГЛАВНАЯ ЗАДАЧА ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА. ЕЕ УСПЕШНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ЗАВИСИТ ОТ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЩИЩАЮЩЕГО ОТ ПЕРЕГРУЗОК, СКАЧКОВ НАПРЯЖЕНИЯ И ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ. ПОЭТОМУ НА СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫХ КРУПНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ С ПОВЫШЕННЫМ ВНИМАНИЕМ ПОДХОДЯТ К ВЫБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ?

ENSURING THE CONTINUITY OF THE PRODUCTION PROCESS IS THE MAIN TASK OF ENTERPRISES IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX. ITS SUCCESSFUL IMPLEMENTATION DEPENDS ON THE EFFICIENCY AND SAFETY OF POWER EQUIPMENT, PROTECTING AGAINST OVERLOADS, VOLTAGE SURGES AND ENERGY LOSSES. THEREFORE, SPECIAL ATTENTION IS PAID TO THE SELECTION OF EQUIPMENT INTENDED FOR THE DISTRIBUTION OF ELECTRICITY AND AUTOMATION AT STRATEGICALLY IMPORTANT LARGE INDUSTRIAL FACILITIES. WHAT SOLUTIONS IN THIS AREA DO RUSSIAN MANUFACTURERS OFFER?

Ключевые слова: распределительные устройства, автоматизация производственных процессов, комплексные поставки оборудования, энергоэффективность, релейная защита.

Анастасия Хасанова

Российская компания «Систэм Электрик» осуществляет комплексные поставки оборудования в области распределения электроэнергии и автоматизации на Иркутский завод полимеров (г. Усть-Кут Иркутской области), являющийся частью Иркутской нефтяной компании. Это первый в Восточной Сибири завод

по выпуску полимеров из этана, работающий на собственном сырье и являющийся частью газохимического кластера, работа которого направлена на создание системы предприятий для добычи, подготовки, транспортировки и переработки газа в продукт с высокой добавленной стоимостью.

Иркутский завод полимеров станет одним из самых современных, экологичных и безопасных в стране. На заводе предусмотрен замкнутый водооборот. Все сточные воды пройдут многоступенчатую очистку и обеззараживание на очистных сооружениях, после чего вернутся в водооборотный цикл для использования в производстве. В системе водоснабжения будут задействованы 5 водных накопителей. Использование атмосферных осадков предупредит сбросы ливневых стоков в водоем и одновременно снизит объем забора воды из реки Лены, который будет проходить по остаточному принципу. Помимо создания 1600 новых рабочих мест, запуск завода станет импульсом развития северных территорий.

Это поможет поддерживать надежное электроснабжение основных производственных площадок Иркутского завода полимеров, а также всех объектов общезаводского хозяйства, включая склады, азотную станцию, кислородный цех, пожарную станцию, насосные и водозаборные сооружения. Кроме того, применение технологичных решений будет способствовать экономической эффективности предприятия.

В рамках проекта «Систэм Электрик» направила на объект партию разработанных с учетом современных требований к энергоэффективности и безопасности ячеек комплектного распределительного устройства с воздушной изоляцией Systeme MVnex. Всего для предприятия поставлено более 100 ячеек данного типа, оснащенных терминалами БМРЗ-150 производства НТЦ «Механотроника», выполняющими функции релейной защиты и автоматики в сетях напряжением от 6 до 220 кВ.

Также были задействованы системы термомониторинга SystemeMeters TM, которые будут интегрированы с оборудованием низкого и среднего напряжения производства «Систэм Электрик». До конца 2025 года планируется поставка более 20 систем SystemeMeters TM, что позволит обеспечить непрерывный контроль за состоянием оборудования и предотвратить возникновение нештатных ситуаций.

Ранее «Систэм Электрик» поставила на завод низковольтное комплектное устройство SystemeGear, предназначенное для распределения электроэнергии и обеспечивающее высокий уровень безопасности на крупных объектах промышленности, силовое оборудование низкого



Комплектное распределительное устройство с воздушной изоляцией Systeme MVnex

и среднего напряжения, включая воздушные автоматические выключатели SystemePact ACB и автоматические выключатели в литом корпусе SystemePact CCB, а также преобразователи частоты SystemeVar.

Стабильность электропитания на производственных площадках Иркутского завода полимеров обеспечат трехфазные источники бесперебойного питания серии Uniprom. Устройства являются простыми в настройке, эксплуатации и обслуживании, а эффективность до 96% обеспечивает предсказуемость расходов на электроэнергию.

KEYWORDS: switchgear, automation of production processes, integrated equipment supplies, energy efficiency, relay protection.

«Систэм Электрик» – российская компания, разработчик и производитель комплексных решений в области распределения электроэнергии и автоматизации.

«Систэм Электрик» производит и реализует продукцию и программное обеспечение под собственными брендами:

- Systeme Electric,
- Dekraft,
- «Механотроника»,
- Systeme Soft.

Компания оказывает сервисную поддержку установленного оборудования APC и Schneider Electric в качестве авторизованного поставщика сервисных услуг.

Вся продукция соответствует международным стандартам качества.

В Группу компаний «Систэм Электрик» входят

- заводы «Потенциал» (г. Козьмодемьянск), «Систэм Электрик Завод ЭлектроМоноблок» (СЭЗЭМ, г. Коммунар),
- НТЦ «Механотроника» (г. Санкт-Петербург),
- Инженерно-сервисный центр (г. Москва)
- ИТ-компания Systeme Soft (г. Иннополис).



«Систэм Электрик» представит основные продукты и решения, а также новинки, соответствующие актуальным требованиям ТЭК, на стенде № 83В10 в павильоне 8.3 на выставке НЕФТЕГАЗ-2025

АНАЛИЗ ТЕХНОГЕННОГО РИСКА НА СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЕ на шельфе Охотского моря

АНАЛИЗ ТЕХНОГЕННОГО РИСКА НА МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ ЭТАПОМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТАКИХ СООРУЖЕНИЙ. АВТОРЫ АНАЛИЗИРУЮТ ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТЕЙ НА МОРСКОЙ ЛЕДОСТОЙКОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЕ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙСЯ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙ И ОПРЕДЕЛЕНЫ ГРУППЫ ИХ ХАРАКТЕРНЫХ СЦЕНАРИЕВ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО НАИБОЛЕЕ ОПАСНЫМИ СЦЕНАРИЯМИ ДЛЯ ПЛАТФОРМЫ ЯВЛЯЮТСЯ ПОТЕРЯ КОНТРОЛЯ НАД СКВАЖИНОЙ, УТЕЧКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ЭКСПОРТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И УТЕЧКИ НА ЭТАПЕ СЕПАРАЦИИ

ANALYSIS OF TECHNOGENIC RISK ON AN OFFSHORE PLATFORM IS AN IMPORTANT STAGE OF ENSURING SAFETY IN THE OPERATION OF SUCH STRUCTURES. THE AUTHORS ANALYZE THE SOURCES OF HAZARDS ON THE OFFSHORE ICE-RESISTANT FIXED PLATFORM OPERATING ON THE SHELF OF THE SEA OF OKHOTSK. THE CONDITIONS OF ACCIDENT OCCURRENCE AND DEVELOPMENT WERE ANALYZED AND GROUPS OF CHARACTERISTIC ACCIDENT SCENARIOS WERE DETERMINED. AS A RESULT OF THE STUDY IT WAS DETERMINED THAT THE MOST DANGEROUS SCENARIOS FOR THE PLATFORM ARE LOSS OF WELL CONTROL, HYDROCARBON LEAKS FROM EXPORT PIPELINES AND LEAKS AT THE SEPARATION STAGE

Ключевые слова: добыча нефти и газа, континентальный шельф, морская стационарная платформа, авария, анализ риска, безопасность.

Сторожева Анна Евгеньевна
доцент кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Сторожева Мария Евгеньевна
старший преподаватель кафедры геологии и нефтегазового дела Сахалинского государственного университета

В результате геолого-разведочных работ на шельфе северо-восточного Сахалина в Охотском море открыты крупные и уникальные месторождения нефти и газа: Одопту, Чайво, Аркутун-Даги, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириновское, Южно-Кириновское.

В настоящее время на сахалинском шельфе в разработке находятся 6 месторождений в рамках реализации проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Сахалин-3». Добыча углеводородов осуществляется как с платформ «Орлан», «Беркут», «Моликопак», «Пильтун-Астохская-Б», «Лунская-А», так и с помощью подводных технологий.

Освоение морских месторождений нефти и газа неразрывно связано с комплексом вопросов,

касающихся обеспечения безопасности как персонала, пребывающего на морских объектах, так и самих сооружений, создаваемых для эксплуатации месторождений и транспортировки добываемой продукции.

Эксплуатация морских платформ сопряжена с опасностью возникновения крупной быстротечной аварии с потенциально тяжелыми последствиями для жизни и здоровья работников, загрязнением окружающей среды, прямыми и косвенными экономическими потерями. К числу основных опасностей относятся:

- пожар после воспламенения утечки углеводородов;
- взрыв после выброса газа, образования и воспламенения взрывоопасного облака;

- разлив углеводородов на поверхность моря или под воду.

Процедуры анализа риска, осуществляемые на этапе проектирования, дают возможность оценить уровень безопасности объектов нефтегазовых месторождений. Результаты анализа риска позволяют планировать и осуществлять организационные и технические меры обеспечения безопасности и снижения возможности возникновения аварийных ситуаций и ущерба от них. Проведем идентификацию опасностей аварий – выявление всех источников опасностей аварий и сценариев их реализаций для морской стационарной ледостойкой платформы на шельфе Охотского моря.

Основными причинами, которые могут возникнуть на рассматриваемой нами платформе и привести к аварийным ситуациям, являются:

- потеря контроля над скважиной;
- утечка углеводородов из экспортных трубопроводов для перекачки многофазной среды, соединенных с ними райзеров;

РИСУНОК 1. Диаграмма для сценария «потеря контроля над скважиной»



- утечка на этапе сепарации продукции;
- падение оборудования;
- нарушение целостности конструкции опоры платформы;
- потеря управления морского или воздушного транспортов (столкновение с платформой);
- сбой электроснабжения;

- нарушение процессов эвакуации и спасения экипажа.

Все вышеперечисленные причины могут оказать влияние на всю площадь платформы. Многие из них в разной степени могут привести к таким поражающим факторам, как взрывы неорганизованных облаков топливно-воздушной смеси, образование и горение огневых шаров, горение разливной нефти, образование взрыва и разлет фрагментов технологического оборудования.

Рассмотрим подробно каждую из причин.

Потеря контроля над скважиной

Потеря контроля над скважиной (выброс) может произойти в ходе бурения продуктивного пласта либо в результате происшествий во время производства внутрискважинных работ. Неконтролируемый выброс из пласта также может привести к повреждению кондуктора, устьевого или фонтанного оборудования.

Неконтролируемый выброс углеводородов из пласта может привести к крупному выбросу углеводородов на платформу, который в случае возгорания может стать источником крупного пожара или взрыва (рис. 1). В случае такого выброса может произойти разлив углеводородов на морскую



поверхность, который нанесет ущерб окружающей среде

Местом выброса может стать устьевой отсек скважины или буровая площадка. К прочим возможным точкам выброса относятся вибрационные сита, желоба для бурового раствора, а также емкости рабочего бурового раствора. Однако объем выброса в таких точках будет не таким значительным в сравнении с объемом выброса в устьевой отсек скважины или на буровую площадку.

Выбросы можно разделить на невоспламеняющиеся и воспламеняющиеся.

Невоспламеняющиеся выбросы

Газовое облако может сформироваться на платформе (при выбросе газа через колонну бурильных труб в том случае, когда противовыбросовое оборудование не может перекрыть канал или при неисправности райзера). Угледородный газ, как правило, легче воздуха, поэтому после выброса он будет рассеиваться, поднимаясь вверх. Такой газ является серьезным катализатором парникового эффекта.

Любой выброс пластовых флюидов может привести к остановке работ над соответствующей скважиной и снижению объемов добычи до устранения последствий.

Следует учесть, что событие, которым является выброс, определяется как «происшествие, в ходе которого пластовая жидкость выходит за пределы скважины или проникает в межпластовую среду, несмотря на применение всех предусмотренных технических изолирующих устройств или в результате выхода таких устройств из строя». В результате толкования такого определения целый ряд утечек с незначительными последствиями также был отнесен к категории выбросов.

Воспламеняемые выбросы

Возгорание выброса скважинных флюидов может привести к крупному пожару на платформе, в результате чего потребуются провести эвакуацию персонала с платформы.

Можно рассмотреть три основных варианта выбросов и их воздействий:

- выбросы на буровую площадку. Воздействие таких выбросов на технологический процесс и конструкцию возможно только в случае распространения выброса в определенном направлении (т.е. в направлении горящего факела). Считается, что взрывы на буровой площадке не приводят к крупным повреждениям. Также маловероятно воздействие таких выбросов на райзеры и скважины;
- выбросы в зоне устья скважины. Такие выбросы могут повлиять на другие скважины, при этом учитывается возможность выхода из строя скважинного клапана-отсекателя и направление распространения воспламененного выброса;
- выбросы в зону под платформой. Есть вероятность, что выброс в зону, расположенную под платформой (или в море), может привести к размыванию основания гравитационного типа (ОГТ) и его смещению или наклону. Любые такие смещения могут привести к значительному повреждению платформы, однако воздействие, оказываемое таким опасным фактором на персонал, ограничено. Также существует вероятность прохождения угледородного газа через опоры ОГТ и последующего его выброса, что приводит к серьезному риску.

Таким образом, выбросы в целом в большинстве случаев развиваются по самому неблагоприятному сценарию и сопровождаются большим количеством жертв. Также есть большая вероятность потери продукции или целостности и работоспособности платформы. Есть риск ущерба окружающей среде в результате выброса в море угледородов, крушения платформы или возникновения пожара на морской поверхности.

Утечка угледородов из экспортных трубопроводов для перекачки многофазной среды и соединенных с ними райзеров

На платформе жидкие угледороды разделяются на жирный газ, конденсат и воду, но не проходят полную обработку. Вода проходит очистку и хранится на платформе, тогда как конденсат и жирный газ экспортируются по трубопроводам для перекачки многофазной среды на береговой технологический комплекс. Помимо указанных линий, используется трубопровод для перекачки обедненного моноэтиленгликоля (МЭГ) с берега на платформу. После поступления на платформу МЭГ закачивается в трубопроводы для перекачки многофазной среды в целях обеспечения бесперебойного потока.

Рассматриваемый опасный фактор соответствует риску утечки угледородов (нефти/конденсата/газа) при их перекачке с платформы

РИСУНОК 2. Диаграмма для сценария «утечка продукции из эксплуатационных трубопроводов»

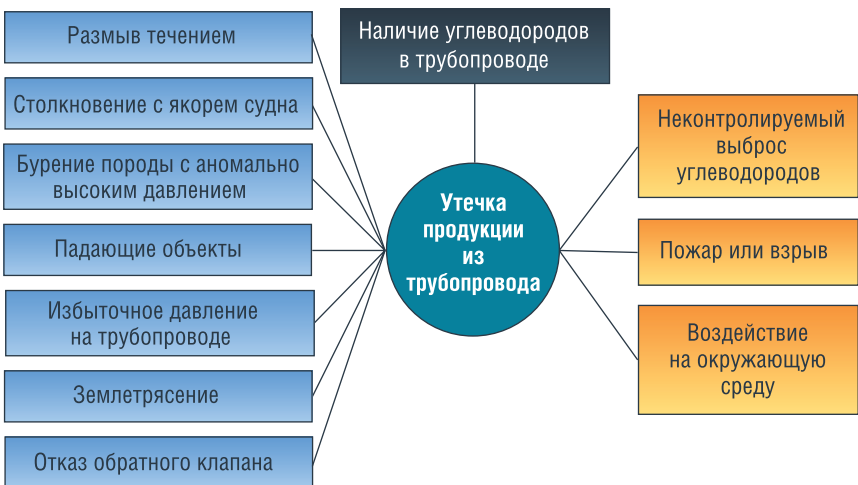
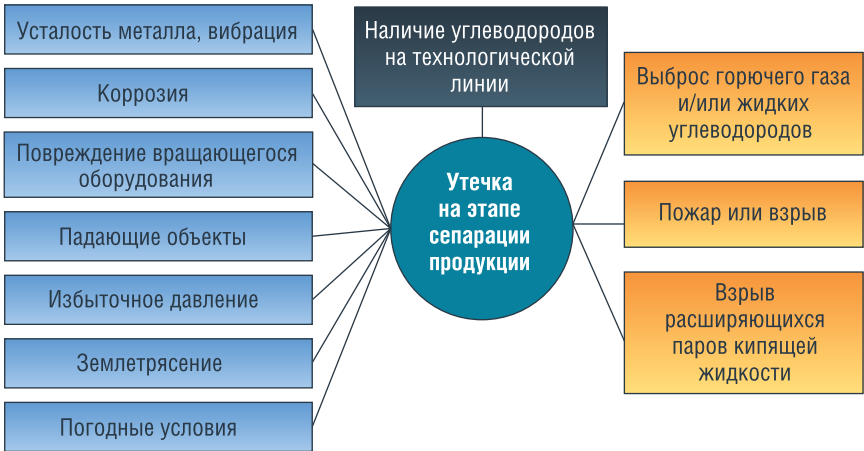


РИСУНОК 3. Диаграмма для сценария «утечка продукции на этапе сепарации»



с помощью экспортных трубопроводов для перекачки многофазной среды и соединенных с ними райзеров.

В связи с тем, что МЭГ характеризуется низкой воспламеняемостью и способностью растворяться в воде, трубопроводы с МЭГ не являются источником крупных рисков.

Выброс многофазной угледородной среды может нанести серьезный ущерб окружающей среде и привести к потере продукции вследствие блокировки канала экспорта в период устранения последствий. Повреждение райзера может привести к разрушению конструкции платформы (рис. 2).

Выброс из трубопровода или райзера может привести к образованию облака топливовоздушной смеси и последующему замедленному воспламенению, вспышке облака топливовоздушной смеси с образованием горящего факела или пожару на поверхности моря [7]. Поэтому можно сделать вывод, что зоны вокруг райзера в данном случае являются зоной воздействия. В случае повреждения райзера возможно серьезное повреждение платформы.

При утечке угледородов в трубопроводах и райзерах тяжесть последствий не носит такой огромный масштаб, как выбросы, но все же имеет значительное влияние. При утечках возможны смертельные случаи, также возможна потеря значительного объема продукции при ремонте или замене оборудования. Ущерб для окружающей среды не такой

большой, как при выбросах, однако возможны локальные разливы конденсата и нефти в море. Повышается внимание на местном, государственном и международном уровне, что немного снижает репутацию компании.

Утечка угледородов на этапе сепарации продукции в пределах платформы

Выброс жидкой среды может стать источником крупного пожара и возможного взрыва на платформе. Конструкция платформы (в том числе технологических систем) предусматривает наличие элементов управления, которые обеспечивают сведение к минимуму риска возникновения пожара и взрыва. Очагом воздействия в такой ситуации станут производственные участки платформы, но также возможно распространение воздействия на остальные участки платформы (рис. 3).

Крупные пожары на производственных участках могут привести к следующим последствиям:

- мгновенная гибель людей на участке, где находится источник пожара;
- какое-то количество людей может погибнуть при покидании зон, охваченных пожаром, хотя таких сценариев развития ситуации, при которых могут оказаться отрезаны все пути эвакуации, не выявлено;
- временное убежище может быть повреждено только в случае

неисправности системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха и невозможности обнаружить пожар и обеспечить его локализацию в соответствии с намеченным планом. В этом случае при восточном направлении ветра возможно быстрое распространение сильного открытого пожара по территории зоны устья скважины и производственных участков;

- крупные пожары, возникшие на производственных участках, могут повредить спасательные шлюпки, затронуть технологическое оборудование, размещенное в зоне устья скважин или на нижней палубе (из-за дыма, распространяемого в восточном направлении ветра), а также перейти на технологическое оборудование, размещенное на верхней платформе;
- воздействие на пути установки всех эвакуационных рукавов считается вероятным только в случае распространения пожара в зоне устьев скважин в условиях восточного ветра.

Взрывы на производственных участках могут привести к следующим последствиям:

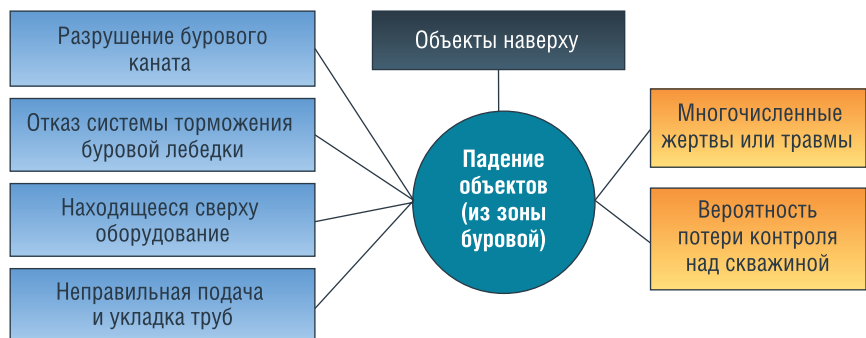
- мгновенная гибель людей на участке возникновения взрыва;
- любой взрыв, мощность которого превышает расчетную нагрузку при аварии, предусмотренную для взрывозащитной стены, может привести к крупному пожару газа или конденсата.

Таким образом, при утечке в технологических установках может возникнуть опасность средней тяжести. Есть вероятность большого количества смертельных случаев, вероятность потерь большого объема продукции при ремонте оборудования или его замене. Может возникнуть ущерб для окружающей среды в результате разлива конденсата и нефти в море.

Падение объектов на буровой

К данному опасному фактору относится любой предмет, размещенный над буровой вышкой, который может упасть в процессе выполнения буровых

РИСУНОК 4. Диаграмма для сценария «падение объектов на буровой»



работ. Существует крайне низкая вероятность того, что крупные происшествия в зоне буровой площадки и объекты, падающие на буровую площадку, станут причиной многочисленных повреждений.

Влияние такого происшествия учтено в доле воздействия (выброса) углеводородов, содержащихся в пласте, и углеводородов в технологической установке, поскольку падающие предметы являются одной из возможных причин утечки углеводородов. В зависимости от степени серьезности повреждений, нанесенных падающими предметами, последствия могут распространяться с различной степенью тяжести (рис. 4).

Таким образом, падение объектов на буровую площадку маловероятно, но может привести к повреждению систем или платформы в целом. При наихудшем стечении обстоятельств события могут привести к последующему возгоранию углеводородов, но риск очень мал.

Нарушение целостности конструкции опоры платформы

Несмотря на то что все разрушения вследствие действия опасных природных факторов могут иметь катастрофический характер, вероятность таких последствий мала, поскольку как ОГТ, так и верхние строения спроектированы с расчетом на эксплуатацию в экстремальных условиях под действием сосредоточенной или распределенной нагрузки. Конструкция ОГТ рассчитана на стабильную эксплуатацию без повреждений на протяжении 100 лет в ледовых условиях,

а также 100 лет в условиях воздействия волн с вероятностью возникновения происшествия с катастрофическими последствиями, равной 1/10 000 лет. Конструкция верхних строений рассчитана на стабильную эксплуатацию без повреждений на протяжении 100 лет в штормовых условиях (ветровая нагрузка), а также 100 лет в условиях воздействия волн при сохранении целостности временного убежища. Конструкция верхних строений также предусматривает защиту от неравномерных подвижек грунта, обусловленных ледовыми нагрузками на райзеры или сейсмической активностью, за счет использования опор скользящего типа. Такие динамические конструкции, как факельная установка, обладают повышенной износостойкостью и возможностью динамических перемещений в результате перепада температур и т.д.

Подробно проанализирована сейсмическая активность в шельфовой зоне о. Сахалин, а также возможные последствия такой

активности для конструктивных элементов платформы. В результате проведенного анализа было установлено, что при воздействии на платформу землетрясения, которое может повторяться с периодичностью в 300 лет, ущерб для платформы будет незначительным. Также прогнозируется отсутствие происшествий с прогрессирующими разрушениями до возникновения интенсивного землетрясения, которое может произойти только раз в 8000 лет.

Быстрое разрушение конструкции ожидается в случае происшествий, равносильных по интенсивности землетрясениям и характеризующихся периодом повторяемости в 8000 лет, либо в случае более интенсивных происшествий (рис. 5). При таких случаях оценочное количество смертельных исходов равно 70 %.

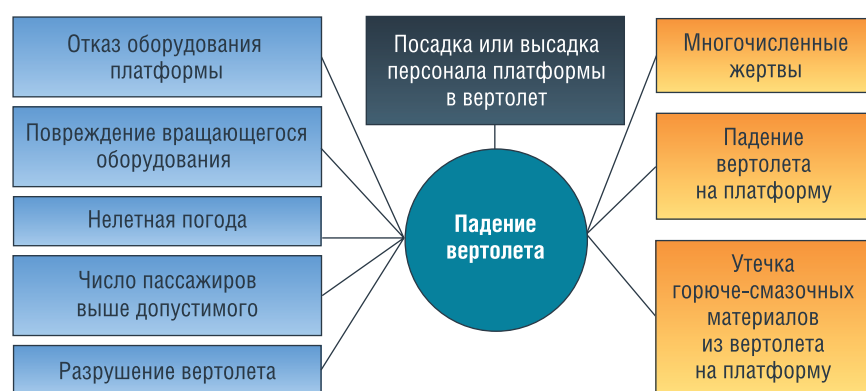
После землетрясения, характеризующегося периодом повторяемости в 8000 лет, разрушение может произойти очень быстро, поэтому выживший персонал должен быть немедленно эвакуирован сразу же после первого удара. Однако при такой интенсивности происшествия и степени повреждений средства эвакуации, скорее всего, будут непригодны к эксплуатации. Весь выживший персонал в этом случае должен осуществить эвакуацию прямо в море.

Поскольку конструкция платформы предусматривает наличие достаточного количества резервных элементов, то в большинстве случаев при разрушении

РИСУНОК 5. Диаграмма для сценария «нарушение целостности опоры платформы»



РИСУНОК 6. Диаграмма для сценария «падение вертолета»



конструкции происходит перераспределение нагрузки и перекося платформы, но при этом платформа остается в работоспособном состоянии и практически в вертикальном положении. Однако в том случае, если нагрузка превышает предусмотренные проектные критерии, конструкция может быть подвержена значительным повреждениям. Анализ случаев повреждения небольшого числа зафиксированных платформ подтверждает возможность очень быстрого разрушения конструкции, в результате чего для осуществления эвакуации остается очень мало времени. Однако такое повреждение возможно только в самых экстремальных погодных условиях (например, в случае урагана), когда сила воздействия становится нестандартной для условий Охотского моря.

Таким образом, данный вариант событий маловероятен, но возможен в очень экстремальных условиях. Если происшествие пойдет по худшему сценарию, то из-за сильного повреждения систем, содержащих углеводороды, может произойти возгорание углеводородов. Возможны большие людские потери, потери значительного объема продукции и серьезное повреждение платформы.

Потеря управления морского или воздушного транспортов (столкновение с платформой)

Вертолет Ми-8 используется для транспортировки пассажиров между наземной вертолетной базой

и платформой. Падение вертолета может привести к травмам членов экипажа и пассажиров, а также их гибели в случае повреждения вертолета или какой-либо его части (рис. 6). Возможны многочисленные жертвы.

Распространение последствий авиакрушения может быть результатом пожаров, в том числе из-за пожаров проливов топлива из вертолета, либо разливов углеводородов из-за повреждения систем, содержащих углеводороды, в случае падения вертолета на производственный участок.

Также в рамках анализа опасного фактора рассматривается возможность повреждения платформы крупногабаритным судном, когда оно плывет в заданном направлении либо дрейфует без управления. В зоне месторождения крупных маршрутов плавания морских судов не проложено, поэтому основную угрозу для платформы представляют суда, которые выполняют операции, связанные с обслуживанием платформы.

Опасность заключается в столкновении судов с опорами ОГТ, в результате чего возможно повреждение указанных опор, а также в столкновении судов с платформой, вследствие чего на верхние строения действует сильная вибрация, которая, в свою очередь, может привести к утечкам или повреждению конструкции (рис. 7).

Изначально очень сильный удар способен привести к прогрессирующему разрушению платформы, которое может продолжаться в течение нескольких часов.

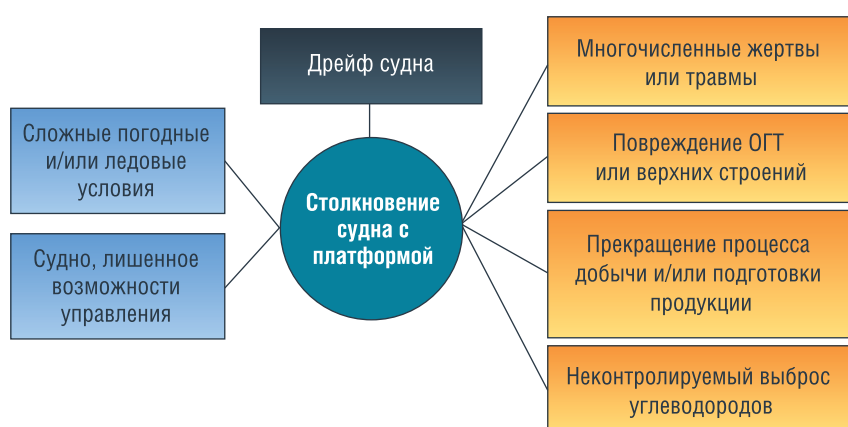
Таким образом, крушение авиа- и водного транспорта возможно только при худших сценариях. В таком случае возможны большие человеческие жертвы, серьезное или полное повреждение платформы. При серьезных крушениях возможны утечка топлива и углеводорода, что может привести к возгоранию. Вероятность для обоих видов транспорта находится приблизительно на одном уровне.

Сбой электроснабжения

Электропитание на платформу подается с берегового технологического комплекса. На случай перебоев в подаче электроэнергии на платформе предусмотрено включение резервного генератора ограниченной мощности.

Резервный генератор, размещенный на платформе, не может обеспечить ее теплоснабжение. Перебой в теплоснабжении из-за сбоя

РИСУНОК 7. Диаграмма для сценария «столкновение судна с платформой»



в подаче электроэнергии приводит к тому, что платформа очень быстро становится непригодной для проживания, если подачу питания невозможно оперативно восстановить, в этом случае требуется частичная или полная эвакуация персонала.

Таким образом, сбой электроснабжения может быть опасен в зимнее время года для здоровья персонала и также может стать вероятностью повреждения оборудования. Аварийный останов не сопровождается крупными рисками, но при повторном запуске систем после их полного охлаждения есть вероятность в потребности ремонтных работ. Также могут образоваться трещины или разгерметизация, что может привести к утечке углеводородов (рис. 8). Во избежание травм во время перебоев в электроснабжении в зимнее время желательно эвакуировать персонал.

Нарушение процессов эвакуации и спасения экипажа

После любого крупного происшествия может потребоваться эвакуация персонала, возможно, в опасных условиях. Такой опасный фактор обуславливает риск гибели людей в процессе эвакуации.

Люди могут погибнуть в результате проникновения дыма или газа в пункт сбора, отказа оборудования запуска спасательной шлюпки

РИСУНОК 9. Диаграмма для сценария «Нарушение процессов эвакуации и спасения экипажа»



РИСУНОК 8. Диаграмма для сценария «сбой электроснабжения»



или повреждения эвакуационного рукава (рис. 9). При повреждении указанного оборудования или путей эвакуации, в результате чего персонал вынужден использовать спасательные плоты или эвакуироваться непосредственно в море, могут быть жертвы, если не приняты необходимые меры для защиты людей от переохлаждения.

Таким образом, при нарушении эвакуации возможна гибель большого количества людей в результате отравления дымом и газом, либо вследствие утопления или переохлаждения в воде. Нарушение норм спасения при эвакуации также несет репутационные риски.

Выводы

Подводя итоги анализа причин возможных аварий на платформе, установлено, что наиболее опасными сценариями для платформы относительно пожаро- и взрывоопасности

являются потеря контроля над скважиной, утечки углеводородов из экспортных трубопроводов и утечки на этапе сепарации. Падение оборудования или же столкновение платформы с морским или авиатранспортом тоже может привести к пожару или же взрыву на объекте, но, как показывает мировая практика, такие события происходят крайне редко. Остальные сценарии, рассмотренные выше, хоть и опасны для целостности оборудования, платформы и жизни персонала, но в плане пожаро- и взрывоопасности они имеют очень малое влияние. ●

Литература

1. ГОСТ Р 54141-2010 Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. – М.: Стандартинформ, 2012.
2. ГОСТ Р 54594-2011 Платформы морские. Правила обитаемости. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2012.
3. ГОСТ Р 58771-2019 Менеджмент риска. Технологии оценки риска. – М.: Стандартинформ, 2020.
4. Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».
5. Приказ Ростехнадзора от 10.02.2023 № 51 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса».
6. НД 2-090601-011. Правила по нефтегазовому оборудованию морских плавучих нефтегазовых комплексов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ. – СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2023. – 266 с.
7. Сторожева А.Е. Надежность и риски подводного многофазного трубопровода / А.Е. Сторожева, М.Е. Сторожева // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 11(119). – С. 76–81.

KEYWORDS: oil and gas production, continental shelf, offshore fixed platform, accident, risk analysis, safety.

20–23 мая

Уфа 2025

ВКУФА ЭКСПО

ул. Менделеева, 158



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

33-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

gntexpo.ru

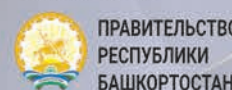


По вопросам участия в выставке:
+7 347 246 41 77, 246 41 86
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам участия в форуме:
+7 347 246 42 81
kongress@bvkexpo.ru

gazneftufa gntexpo2024

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

ИРАК ПОЛОЖИЛСЯ НА РОССИЮ. МОСКВА ПОМОЖЕТ БАГДАДУ РАСКРЫТЬ ГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ



Ирак намерен увеличить инвестиции в газовый сектор, считая его ключевым фактором экономического роста. Все разговоры о дальнейшей эксплуатации газовых ресурсов связаны с Россией. Не только потому, что это позволяет Ираку настраивать Глобальный Север против Глобального Юга, речь о синергетическом эффекте, который возникнет благодаря присутствию России в нефтегазовом секторе соседнего Ирана.



Договор об основах взаимоотношений и принципах сотрудничества между Россией и Ираном в нескольких аспектах является продолжением стратегии расширенного сотрудничества, изложенной в предыдущих соглашениях между Китаем и Россией, с одной стороны, и Ираном и Ираком – с другой. Ключевая часть энергетической составляющей российско-иранского соглашения заключается в дальнейшей координации усилий по разведке, разработке, добыче и сбыту газа и нефти, поставляемых по региональным трубопроводам и в виде СПГ. Россия вместе с Китаем будет и дальше иметь право первого выбора по основным месторождениям Ирана и Ирака. Есть и более масштабное основание для наращивания повседневной синергии от деятельности России и Китая в Иране и Ираке. Это более тесная координация усилий по маркетингу и продаже газа и нефти, добываемых в двух соседних странах под эгидой GECF, объединение давно рекламирующей как потенциальную

«газовую ОПЕК», контролирующую 71 % глобальных поставок газа, 44 % реализуемой продукции, 53 % газопроводов и 57 % экспорта СПГ.

В США РАСКРЫЛИ ПЛАН О «СМЯГЧЕНИИ САНКЦИЙ» В ОТНОШЕНИИ РОССИИ



США разрабатывают план возможного смягчения санкций в отношении России, поскольку президент Дональд Трамп стремится восстановить связи с Москвой. Белый дом поручил Госдепартаменту и Министерству финансов подготовить список санкций, которые могут быть смягчены. Это послужит основанием для дальнейших переговоров между официальными представителями США и России об улучшении дипломатических и экономических отношений. В настоящее время организации, занимающиеся вопросами санкций, разрабатывают проект об отмене санкций в отношении отдельных юридических и физических лиц. Что конкретно желает Вашингтон в обмен на это, пока неясно. Если санкции в сфере энергетики будут сняты и Трамп примет меры по ограничению экспорта нефти из Ирана, это может предотвратить рост цен на топливо. Министр финансов Скотт Бессент заявил, что экономические послабления зависят от того, как Россия подойдет к переговорам в ближайшие недели.



Россия заявляет, что открыта для экономического сотрудничества. В Кремле отметили, что у России много месторождений редкоземельных металлов и она готова к соглашению по их разработке. Любое официальное экономическое соглашение с Москвой с высокой долей вероятности потребует от США ослабления санкций.

«СКУПАЮТ ВСЕ». ЗАПАДНЫЕ ИНВЕСТОРЫ ОТКРЫВАЮТ ОХОТУ ЗА РОССИЙСКИМИ АКТИВАМИ



Есть предположения, что российские финансовые рынки могут вскоре вновь открыться. Несмотря на то, что Дональд Трамп пролонгировал санкции против России еще на год, на финансовых рынках уже давно муссируются



слухи о том, что до возобновления работы российских биржевых рынков остались считанные недели. Спрос на акции российских компаний или международных компаний, имеющих связи с Россией, значительно вырос. На Гонконгской фондовой бирже, например, так быстро скупают акции Rusal International PJSC, что только за февраль их цена выросла примерно на 75 %. В этом году в Вене инвесторы подняли цену акций австрийского Raiffeisen Bank International AG с филиалом в Москве на 35 %. Многие другие международные банки, включая Deutsche Bank, ушли из России, а Raiffeisen – нет. Акции венгерского OTP Bank Nyrt, который по-прежнему работает в России, выросли на 11 %. Инвестиционные компании скупают все, что имеет хоть малейшее отношение к России. Это говорит о том, насколько сильно растет ожидание стабилизации торговых отношений между США и Россией и насколько изолирована Россия от западного финансового мира. Акции Санкт-Петербургской фондовой биржи удвоились в цене после разговора российского и американского президентов. Однако заявления министра иностранных дел России, что быстро заморозить военные действия не удастся, быстро погасили оптимизм инвесторов. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Газпром заявил о начале строительства ГТС «Сила Сибири»

1 апреля 2015 года начальник управления координации восточных проектов «Газпрома» В. Тимошилов заявил, что строительство газопровода «Сила Сибири» уже началось. Ранее было заявлено, что компания намерена подписать второй контракт на поставку газа в Китай с CNPC.

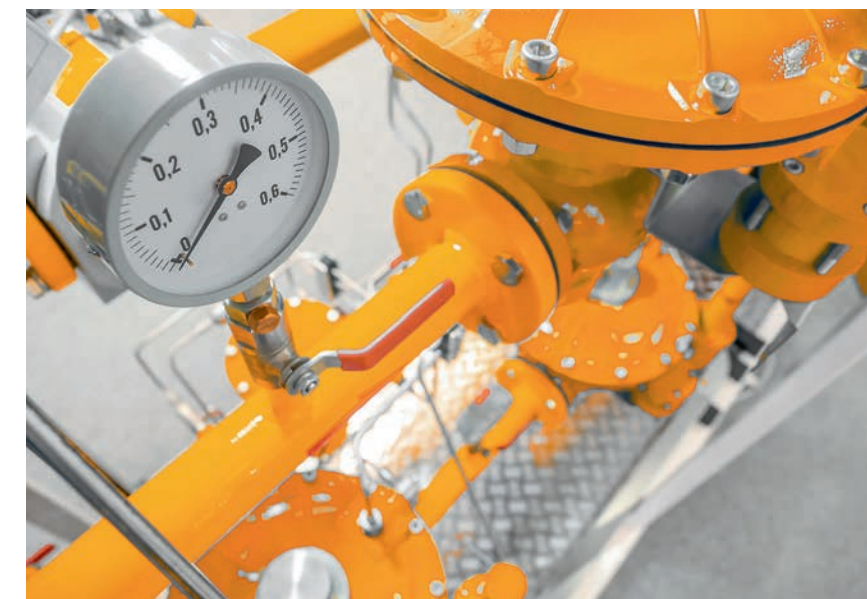


• Комментарий Neftegaz.RU

Строительство первого участка МГП началось еще в сентябре 2014 г. В сентябре 2016 г. «Газпром» и CNPC подписали ЕРС-контракт на строительство подводного перехода трансграничного участка МГП «Сила Сибири» через реку Амур. В апреле следующего года началось сооружение перехода с китайской стороны. Первые трубопроводные поставки российского газа в Китай начались в декабре 2019 года. 3 марта 2025 г. «Газпром» зафиксировал новый исторический рекорд суточных поставок газа в Китай по магистральному газопроводу, превысивший контрактные обязательства «Газпрома».

США хотят начать бурение на шельфе Аляски

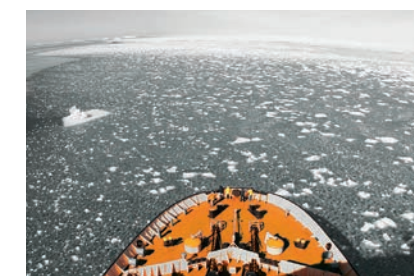
В апреле 2015 года кабмин США приступил к рассмотрению возможности выдачи разрешительных



документов нефтедобывающим компаниям на разработку шельфа Аляски. Сорокалетний запрет на экспорт сырой нефти, который держат США, продолжает потихоньку ослабевать.

• Комментарий Neftegaz.RU

Весной 2015 г. Бюро по океанической энергодобыче Министерства внутренних дел США одобрило план Shell, предусматривающий бурение в Чукотском море (между Аляской и Чукоткой), а также в море Бофорта (к северу от берегов Канады и Аляски). В декабре 2016 г. Б. Обама перед уходом с поста президента запретил бурение с целью добычи нефти и газа у побережья Аляски. Но уже в 2017 г. следующий президент Д. Трамп подписал указ о пересмотре планов разработки континентального шельфа, разрешивший бурение в Арктике.



В 2023 году администрация Джо Байдена одобрила проект добычи нефти на Аляске, вызвавший активную критику со стороны природоохранных организаций.

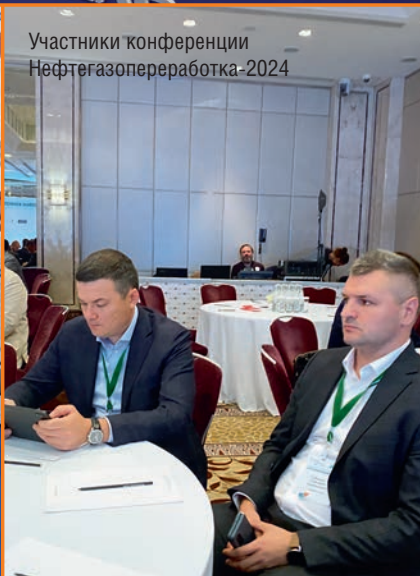
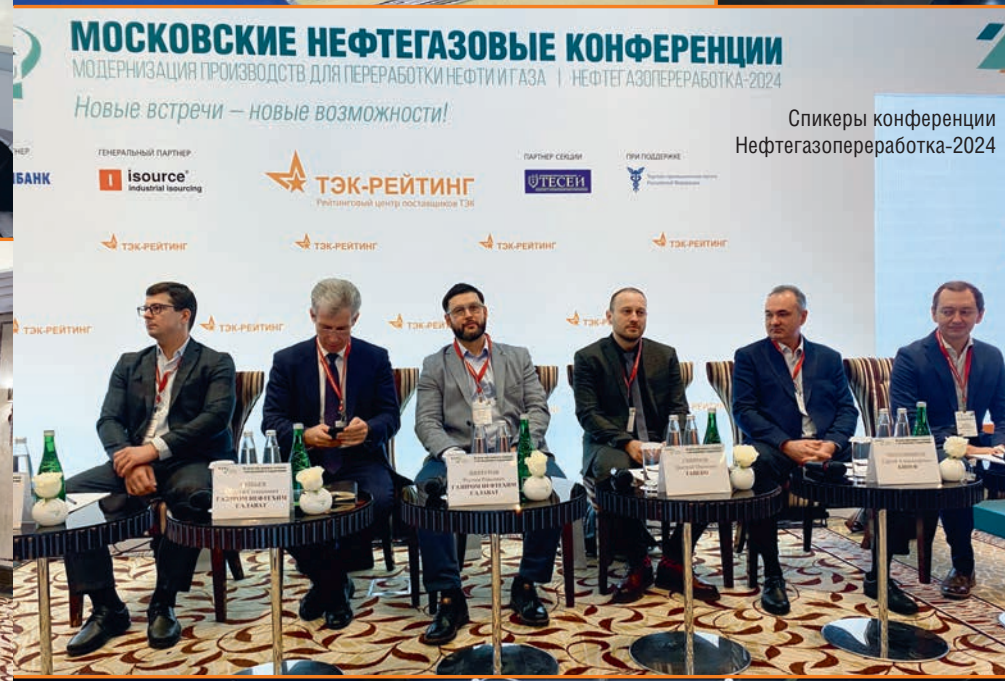
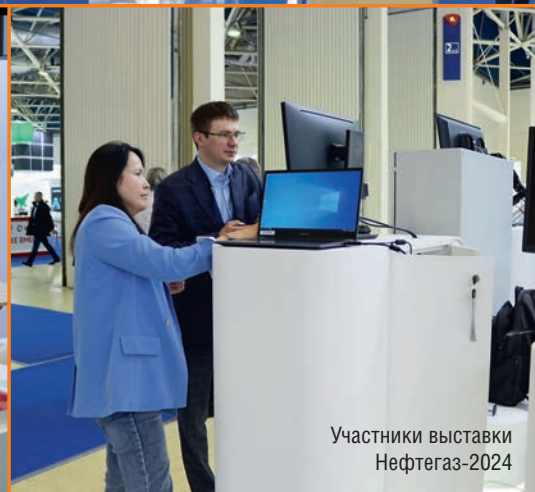
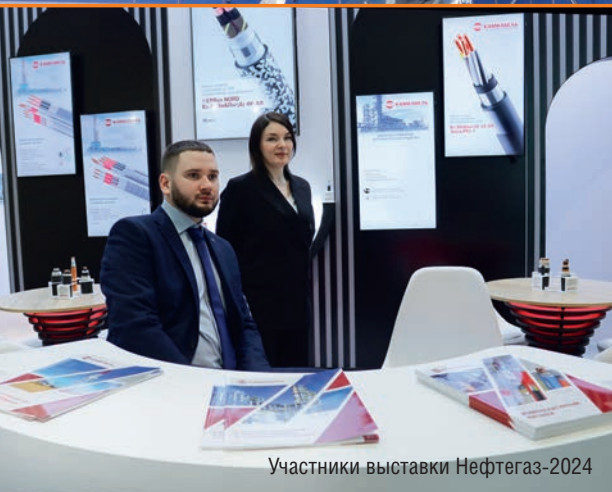
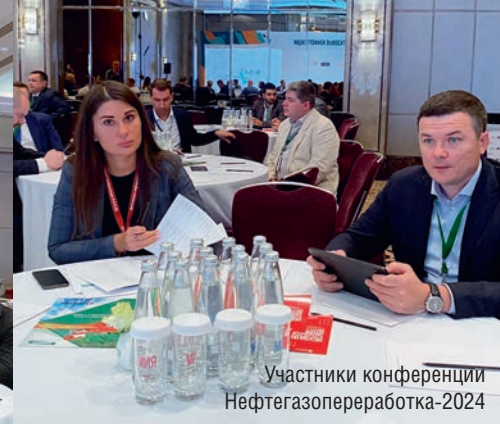
Речь идет о месторождении Willow, его будет разрабатывать американская нефтегазовая компания ConocoPhillips.

Д. Медведев оценил на тройку выполнение программы газификации регионов РФ Газпром

Газпром удовлетворительно выполняет программу газификации регионов России, оценил работу компании Д. Медведев в апреле 2015 г. Теперь деньги на эти цели выделяет не государство, а Газпром. На данный момент уровень газификации регионов составляет около 65 %.

• Комментарий Neftegaz.RU

С февраля 2023 г. правительство направило 54 регионам 961 млн руб. для компенсации субсидий льготным категориям граждан на проведение газа, в 2024 г. – 1 млрд руб. 57 субъектам. В феврале 2025 г. премьер-министр М. Мишустин подписал распоряжение о направлении дополнительно 1 млрд руб. на подключение домов граждан, пользующихся льготами, к газовым сетям, средства получат 55 регионов. С начала 2025 г. построено 50 газопроводов, в основном – в сельской местности. Уровень газификации РФ составляет 74,7 %. ●



ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

3 Сырье и материалы в НГК

3.6 Трубы

3.6.9 Обсадные трубы

Гладкоствольные цельнотянутые стальные обсадные трубы применяют для крепления скважины при бурении на твердые полезные ископаемые, а также используются в качестве одинарных колонковых труб. ●



Технические данные обсадных и колонковых геологоразведочных труб (размеры – мм)

Параметры	Значения параметров для труб		
	безниппельных обсадных	ниппельных	
		обсадных	колонковых
Назначение	Для сборки в гладкоствольные обсадные колонны соединением «труба в трубу», применяемые для крепления скважин алмазного бурения	Для соединения при помощи ниппелей в гладкоствольные обсадные колонны, применяемые для крепления скважин неалмазного бурения	Для включения в одинарные колонковые наборы, состоящие из одной или нескольких соединяемых между собой ниппелями колонковых труб, применяемых для отбора керна при бурении на твердые полезные ископаемые
Наружный диаметр и толщина стенки труб	33,5×3,0; 44×3,5; 57×4,5; 73×5,0; 89×5,0	33,5×3,0; 44×3,5; 57×4(4,5); 73×4(5,0); 89×4,5(5,0); 108×4,5(5,0); 127×5; 146×5	25×3; 33,5×3; 44×3,5; 57×4(4,5); 73×4(5,0); 89×4,5(5,0); 108×4,5(5,0); 127×5; 146×5
Наружный и внутренний диаметры ниппелей	–	57×46,5; 73×62; 89×78; 108×95,5; 127×114,5; 146×134	33,5×24,5; 44×34; 57×46,5; 73×62; 89×78; 108×95,5; 127×114,5; 146×134
Характеристика резьбы труб и ниппелей	Одноупорная, цилиндрическая, трапецеидальная, шаг 4 мм, высота профиля 0,75 мм		
Наружный диаметр резьбы (соответственно наружному диаметру труб и ниппелей)	31,6; 42,0; 54,0; 69,5; 85,5	52; 68; 84; 103; 122; 141	21,5; 29,8; 40,0; 52,0; 68,0; 84,0; 103,0; 122,0; 141,0
Диаметр скважин, в которые опускаются обсадные и колонковые трубы (соответственно)	36 (35); 46; 59; 76; 93	36 (35); 46; 59; 76; 93; 112; 132; 151	26; 36 (35); 46; 59; 76; 93; 112; 132; 151
Диаметр ствола скважины (максимальный) ниже обсадной колонны	25; 36; 46; 59; 76	46; 59; 76; 93; 112; 132	–
Длина трубы	Немерная длина в диапазоне длин 1000–1500; 1500–3500; 4000–6000		Мерная длина кратная 1500
Материал труб	Сталь группы прочности Д и К (сталь марки 45 и 36Г2С)		
Кривизна труб, мм/м	Для труб диаметром 25–89 мм – 0,7; для труб диаметром 108–146 мм – 1,0		
Расчетная масса 1 м труб, кг, не более	2,26; 3,35; 33,50; 5,83; 8,38; 10,36	6,05; 7,1 (8,58); 9,8 (10,8); 12,2 (13,5); 15,84; 18,4	1,63; 2,46; 3,7; 5,5; 7,1 (8,6); 9,8 (10,8); 12,2 (13,5); 15,84; 18,4

ДВУХШНЕКОВЫЙ ЭКСТРУДЕР

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9 Прочее

Конический двухшнековый экструдер

Конический двухшнековый экструдер – оборудование для экструзии и формирования из порошкового поливинилхлорида. На укомплектованном разными формами и вспомогательным оборудованием экструдере можно производить такие изделия, как труба, профиль, лист. Оборудование предполагает возможность доукомплектовки шнеком с оптимальной структурой. Применение системы переменного шага и изменение высоты гребня обеспечивает мягкий сдвиг и сжатие материала в шнеке.

Параллельный двухшнековый экструдер

Параллельный двухшнековый экструдер – это специальное оборудование для экструзии и формирования изделий из поливинилхлорида и полиэтилена. Укомплектованный разными формами и вспомогательным оборудованием экструдер может производить трубы различных форм и размеров, а также профиль. Параллельный двухшнековый экструдер отличается низкой силой сдвига, гомогенной пластификацией, высокой производительностью и низкой энергоемкостью. ●



Технические параметры конического двухшнекового экструдера

Модель	Диаметр шнека, мм	Мощность двигателя, кВт	Производительность, кг/час
BSJSZ-51/105	51/105	22	90–150
BSJSZ-65/132	65/132	37	220–300
BSJSZ-80/156	80/156	55	350–450
BSJSZ-92/188	92/188	110	600–800

Технические параметры параллельного двухшнекового экструдера

Модель	Диаметр шнека, мм	Мощность двигателя, кВт	Производительность, кг/час
BSJPH-75/28	75	37	350
BSJPH-93/28	93	75	450
BSJPH-114/28	114	110	650
BSJPH-114/28	135	160	900



М. Решетников

У нас замедлились темпы в ряде отраслей, сокращается объем заказов у бизнеса



Д. Трамп

Нам не нужны канадские машины, древесина и энергия



Д. Уилкинсон

Быть настолько зависимыми от США в части экспорта нефти – значит ставить себя в уязвимое положение



А. Дюков

Только комплекс решений может обеспечить высокую производительность труда в нашей экономике



А. Новак

Увеличение приоритетности поставок топлива по сети РЖД возможно в случае угрозы внутреннему рынку и дефицита



Д. Баятович

Все альтернативы, типа Азербайджана, не могут дать большие объемы газа, потому что этого газа просто нет



К. Райт

Отрасль ждут значительные потрясения, подобные кризису 2014 года, когда сланцевые добывающие компании столкнулись с жесткими ограничениями ОПЕК



М. Юнус

Бангладеш рассчитывает на расширение сотрудничества в области ядерной энергетики, мы рассчитываем на поддержку Росатома



А. Насер

Величайшая выдумка об энергетическом переходе заключается в том, что традиционная энергия может быть полностью заменена альтернативными источниками за одну ночь



РЕЛЕМАТИКА

Традиции. Надежность. Инновации.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОСНАЩЕНИЮ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ



- ✓ Разработка, проектирование, производство, поставка и пусконаладка микропроцессорных устройств и комплексов релейной защиты и автоматики для энергообъектов 0,4-750 кВ.
- ✓ Разработка сервисного и инженерного программного обеспечения для автоматизации рутинных процессов в электроэнергетике.
- ✓ Разработка программно-технических комплексов и автоматизация энергообъектов.
- ✓ Фундаментальные научные исследования в области энергетики.



РЕКЛАМА

ТОР 200



Обеспечивает полный набор функций релейной защиты всех типов первичного оборудования ПС 110/35-6 кВ и автоматики управления коммутационными аппаратами, в т. ч. высокоавтоматизированных ПС (поддержка МЭК 61850; сертифицировано КЕМА™).

Является современной, усовершенствованной альтернативой устройствам серии SPAC 8XX.



www.relematika.ru



Telegram



VK

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОФИС: Россия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, д. 1

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА: г. Москва, Серебряническая наб., д. 29
г. Самара, ул. Сергея Лазо, д. 62, офис 307

VITZRO CELL

с 1987 года

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



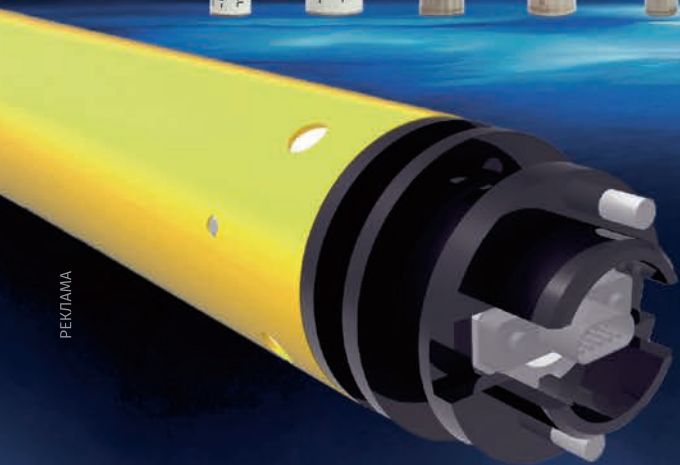
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX/ISO9001/14001/RoHS/UL/Trans. Certi



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD/LWD/PIG



РЕКЛАМА

VITZROCELL

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

3
МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

с 1987
года

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

15
МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»
г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес
Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия
г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»
Нижневартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL