



БЕЗЛЮДНАЯ
FPSO

ГРП: ЦЕНА НОВЫХ
ОТКРЫТИЙ

ПРИРОДНЫЙ
ВОДОРОД

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

7 [163] 2025

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ



Входит в перечень ВАК (К1)

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МАЛОТОННАЖНЫХ ПРОИЗВОДСТВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ



**оборудование
для производства дизтоплива
на нефтепромысле**



**повышение рентабельности
добычи нефти**



**выполнение проектов
высокой сложности
ПОД КЛЮЧ**



Перспективы добычи и применения природного водорода в России. Оценка мирового опыта

14

Особенности оборудования при подготовке газа на месторождении Бадра

26

СОДЕРЖАНИЕ

Влияние интерференции скважин на разработку месторождения «Западная Курна»

32

Крепление скважин и разобщение пластов в интервалах залегания многолетнемерзлых пород: научно-методические основы

37

Эпохи НГК 4

РОССИЯ Главное

Экологически устойчивая генерация в России и мире 6

Дорожные карты: импортозамещение и высокие технологии 8

События 10

Первой строчкой 12

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Перспективы добычи и применения природного водорода в России. Оценка мирового опыта 14

Календарь событий 21

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Дизтопливо для Заполярья 22

ГАЗОПОДГОТОВКА

Особенности оборудования при подготовке газа на месторождении Бадра 26

Хронограф 31

НЕФТЕСЕРВИС

Влияние интерференции скважин на разработку месторождения «Западная Курна» 32

Крепление скважин и разобщение пластов в интервалах залегания многолетнемерзлых пород: научно-методические основы 37

Оценка фильтрационных свойств карбонатных трещиноватых коллекторов с применением методик гидродинамических исследований на примере Юрубчено-Тохомского месторождения 42

Исследования эффективности деэмульгаторов различного компонентного состава для нефти месторождения Краснодарского края 46

Выбор конструкции добывающих скважин в условиях маломощных расчлененных коллекторов Западной Сибири с обширной водонефтяной зоной

55

Интенсификация нефтедобычи методом обработки призабойных зон действующих скважин диоксидом углерода

68

Исследование фильтрационных характеристик промысловых жидкостей на водной основе с альгинатом натрия

73

Каучуки России: год под санкциями

95

НЕФТЕСЕРВИС

Анализ факторов, влияющих на проницаемость удаленной зоны пласта, и их взаимосвязь с процессом выноса механических примесей 50

Выбор конструкции добывающих скважин в условиях маломощных расчлененных коллекторов Западной Сибири с обширной водонефтяной зоной 55

ДОБЫЧА

Анализ концепции реализации безлюдной FPSO 60

Россия в заголовках 67

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Интенсификация нефтедобычи методом обработки призабойных зон действующих скважин диоксидом углерода 68

Исследование фильтрационных характеристик промысловых жидкостей на водной основе с альгинатом натрия 73

Оценка качества буровой промысловой жидкости: методические вопросы 78

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Импортное опережение нефтегазового производства как фактор обеспечения устойчивого развития российской экономики на этапе технологических трансформаций и внешних вызовов 84

РЫНОК

Каучуки России: год под санкциями 95

ЭКОНОМИКА

Геолого-промысловая характеристика и технико-экономическая оценка освоения Краснокутского газового месторождения 98

MODUS VIVENDI

Sun Siyam Olhuveli: от роскошного релакса до ультрасовременных развлечений 102

Новости науки 104

Нефтегаз Life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

1678 лет назад

В 347 году н.э. в Китае была пробурена первая газовая скважина глубиной 240 м.

304 года назад

В 1721 году на реке Ухте в Пустозерском уезде инженер Григорий Черепанов нашел нефтяные источники, но их промышленная разработка оказалась убыточной из-за высокой себестоимости.

207 лет назад

В 1818 году в Париже появились первые газовые фонари.

164 года назад

В 1861 году на зрелых нефтяных месторождениях в Баку построен первый нефтеперерабатывающий завод. В то время на промыслы Баку приходилось 90% мировой добычи нефти.

149 лет назад

В 1876 году на заседании Русского химического общества Д.И. Менделеев изложил свою гипотезу образования нефти.

127 лет назад

В 1898 году В.Г. Шухов изобрел компрессорный способ добычи нефти.

122 года назад

В 1903 году получили распространение штанговые глубинные насосы, способные поднимать нефть с больших глубин.

106 лет назад

В 1919 году академик Н.Д. Зелинский провел опыт по получению углеводородов из сырья растительного происхождения.

96 лет назад

В 1929 году на нефтяных промыслах грозненского района впервые применен электрокаротаж.

76 лет назад

В 1949 году на каспийском нефтяном месторождении «Гара Дашлар», расположенном на группе скал в открытом море, была добыта первая нефть.

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

Сальгин 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
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

Передача 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
«МЕДИКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

29-30 сентября 2025 | Нижний Новгород

КОНГРЕСС ПО НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ И НЕФТЕХИМИИ: СИНТЕЗИС 2025

170+

КОМПАНИЙ

300+

УЧАСТНИКОВ

50

ДОКЛАДЧИКОВ

45+

СТЕНДОВ

300+

B2B ВСТРЕЧ

КОНГРЕСС СИНТЕЗИС ОБЪЕДИНИТ НПЗ, НХК, ВИНКИ, ПРОЕКТНЫЕ ИНСТИТУТЫ И ЕРС, ДЛЯ ОСВЕЩЕНИЯ НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫХ ВОПРОСОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ ПРОГРАММЫ:

- Устойчивое развитие нефтехимии и нефтепереработки в период глобальных изменений
- Операционная эффективность
- Технологическая независимость даунстрим-сектора
- Актуальные проекты модернизации и строительства НПЗ и НХК
- Цифровизация 2025: обзор текущих проектов

СРЕДИ УЖЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ УЧАСТНИКОВ:



ПРИМИТЕ УЧАСТИЕ В ГЛАВНОМ
НЕФТЕГАЗОВОМ СОБЫТИИ ЭТОГО ГОДА!

+7 (495) 198 63 30
stezis@sbproect.ru



РЕКЛАМА

К 2042 году в России
планируется построить

11

новых АЭС

В 56

субъектах РФ
представлены проекты
по ветрогенерации

Суммарные российские
ВИЭ-мощности вырабатывают лишь

2,6%

от общего объема производства
электроэнергии в стране

47,4%

составила доля ВИЭ в общей
генерации электроэнергии
в ЕС в 2024 году

ЭКОЛОГИЧЕСКИ УСТОЙЧИВАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В РОССИИ И МИРЕ

Анна Павлихина

В июне OFAC (Управление по контролю за иностранными активами Минфина США) продлило разрешение на сделки в сфере мирного атома. Таким образом, с Газпромбанка и ряда банковских структур были сняты санкционные ограничения, а для «Росатома» возобновлена возможность строительства в Венгрии АЭС «Пакш-2». На завершение второй очереди может понадобиться 10 лет, после чего АЭС будет обеспечивать 70 % потребляемой в стране электроэнергии.

Европа активно анонсирует переход на чистую энергию, и запуск подобных объектов крайне важен, учитывая, что атомная и газовая энергия также включены в перечень устойчивых видов генерации (решением Европарламента в 2022 году).

Причастность к возведению объектов по выработке экологически чистой энергии не менее важна и для России, которая посредством этого завоевывает статус лидера в одном из сегментов энергетики будущего. Сегодня «Росатом» занимает первое место по количеству строительства объектов атомной отрасли за рубежом. Силами госкорпорации строятся 33 энергоблока, в числе которых АЭС «Руппур» в Бангладеш, упомянутая АЭС «Пакш-2» в Венгрии, первая в Египте АЭС «Эд-Дабаа», АЭС «Куданкулам» в Индии, АЭС «Бушер» в Иране, Тяньваньская АЭС и АЭС «Сюйдапу» в Китае, первая в Турции АЭС «Аккую», ввод которой в эксплуатацию ожидается уже в этом году. С Бразилией, Саудовской Аравией, Киргизией, Мьянмой, Нигерией, Шри-Ланкой и Узбекистаном заключены соглашения о строительстве энергоблоков. Кроме того, Россия экспортирует ядерное топливо, занимая 16 % мирового рынка. При всем этом Россия находится лишь на четвертой строчке в пятерке мировых производителей атомной энергии. По данным МАГАТЭ, лидерство принадлежит США, на долю которых приходится 742,4 млрд кВт·ч, за ними идет Китай – 406 млрд кВт·ч, Франция – 324 млрд кВт·ч, Россия – 204 млрд кВт·ч и Южная Корея – 172 млрд кВт·ч.



В будущем это соотношение может измениться. Европейские страны и особенно Китай наращивают мощности в области возобновляемой энергетики, в то время как Россия делает ставку на ядерные проекты. Так, к 2042 году в стране планируется построить 11 новых АЭС, мощности которых увеличат атомную генерацию с 18,9 до 23,5 %. Согласно планам новые энергоблоки должны быть построены в Новочеркасске и Норильске, Челябинской и Свердловской областях, Красноярском, Приморском и Хабаровском краях. Сегодня на ВИЭ-генерацию и АЭС приходится 37 % вырабатываемой в России энергии. Несмотря на очень благоприятные условия для развития возобновляемой энергетики (южные области, где 300 солнечных дней в году, самая протяженная береговая линия на севере, обилие рек), энергия солнца, ветра и воды в стране используется крайне мало.

Конечно, не все регионы могут развивать ВИЭ-энергетику, но в подавляющем большинстве природные условия подходят для генерации минимум из одного источника. Так, проекты по одной только ветрогенерации представлены в 56 субъектах РФ. По итогам прошлого года самым активным ВИЭ-регионом признано Ставрополье, где за последние семь лет было реализовано 11 ВИЭ-проектов. Сейчас на Ставрополье работают 7 ВЭС общей мощностью 765 МВт, а доля ВИЭ от общей установленной мощности составляет 16 %.

Прошлый год был отмечен рекордным уровнем роста ветрогенерации – на 34 % по сравнению с предыдущим периодом. Среди наиболее крупных проектов ветровые парки в Ставрополье и Мурманской области общей мощностью 200 МВт. В планах на ближайшее время запуск крупнейшего в России ветропарка в Амурской области мощностью более 1 ГВт. В последние годы этот сегмент развивается наиболее быстрыми темпами, опережая даже солнечную генерацию, которая долгое время была в приоритете. За последние пять лет мощности СЭС в России выросли на треть, но солнечная генерация по-прежнему занимает 30 % в общей доле ВИЭ за счет роста других сегментов, в первую очередь ветрогенерации. По итогам 2023 года мощности солнечных электростанций страны вырабатывали 2,2 ГВт, в то время как СЭС Германии – 81,7 ГВт, а китайские – 217 ГВт (Китай за первые пять месяцев текущего года построил 198 ГВт мощностей солнечной генерации, преодолев отметку в тысячу ГВт – примерно половина мировой мощности таких батарей).

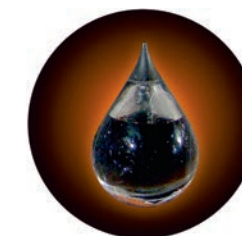
В целом суммарные российские мощности, генерирующие энергию из возобновляемых источников, в этом году могут превысить 7,5 ГВт, но это все еще лишь 2,6 % от общего объема производства электроэнергии в стране. Для сравнения: в 2024 году доля ВИЭ в общей генерации электроэнергии в ЕС составила 47,4 %. Ветроэлектростанции в этом объеме

составляют 39,1 %, гидроэнергетика – 29,9 %, солнечные электростанции – 22,4 %. За последние пять лет доля возобновляемых источников в европейских странах выросла на 12 % и сегодня составляет почти половину производимой электроэнергии, а доля ископаемого топлива сократилась на 10 % до трети. Если прибавить к ВИЭ энергию, вырабатываемую на атомных станциях, то 71 % производимой электроэнергии европейские страны получают из экологически чистых источников.

Почему в России, несмотря на колоссальные возможности, ВИЭ-энергетика почти не развивается? Во-первых, дороговизна строительства самих объектов и их подключения к единой системе энергоснабжения, во-вторых, низкая инвестиционная активность в отрасли, в-третьих, в стране, уже более ста лет живущей за счет ископаемых углеводородов, сложилось сильное лобби. Однако сами нефтегазовые компании относятся к возобновляемым источникам неоднозначно. С одной стороны, используют их как механизм декарбонизации, с другой – не торопятся инвестировать в сторонние проекты.

Так, ЛУКОЙЛ «озеленяет» свои производства, используя для генерации энергии четыре ГЭС, четыре СЭС и одну ВЭС, общей мощностью 400 МВт. «Газпром нефть» на двух НПЗ производит 100 тыс. тонн водорода в год, который используется в процессах облагораживания топлива и для монетизации газа, добываемого в ЯНАО. Роснефть устанавливает солнечные панели, инвестирует в ВИЭ-технологии. НОВАТЭК использует солнечные панели и ветрогенерацию для управления крановыми узлами магистральных трубопроводов и кустовых площадок.

Зарубежные иностранные компании до недавнего времени не только использовали альтернативные источники для энергоснабжения собственных объектов, но и инвестировали в развитие этой отрасли. Однако с недавнего времени ситуация начала меняться. Две компании из тройки лидеров по развитию ВИЭ-проектов – Shell и Equinor – сокращают нефтегазовые инвестиции, направляя их в профильный бизнес. Также планируют сократить инвестиции BP и Chevron. ●



ДОРОЖНЫЕ КАРТЫ: ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Анастасия Гончаренко

Глава Газпрома А. Миллер в рамках ПМЭФ-2025 и главы российских регионов обсудили ход и перспективы сотрудничества компании с субъектами РФ. Речь шла, в частности, о газоснабжении, газификации, догазификации, рассматривались текущие инвестиционные проекты Газпрома в областях, а также были подписаны новые соглашения о намерениях и дорожные карты.

Так, А. Миллер и губернатор Санкт-Петербурга А. Беглов обсудили вопросы сотрудничества компании и города, где Газпром занимается модернизацией систем энергоснабжения потребителей, развивает газомоторный рынок, и подписали Соглашение о намерениях, направленное на обеспечение транспортной и инженерной инфраструктурой общественно-делового района Лахта Центр.

С главой республики Якутия было подписано соглашение о сотрудничестве, направленное на реализацию научно-исследовательских проектов с привлечением научных институтов региона для решения производственных задач Газпрома. Стороны также обсудили сотрудничество по развитию

Якутского центра газодобычи, вопросы, связанные с МГП Сила Сибири, проходящим по территории республики, начатое в 2024 г. строительство Южно-Якутской ТЭС мощностью 330 МВт, для обеспечения которой газом будет построен газопровод-отвод от МГП Сила Сибири.

Также Газпром и несколько регионов РФ подписали соглашения о расширении использования высокотехнологичной, в том числе импортозамещающей, продукции в интересах компании. Регионы определяют возможности предприятий по производству передового оборудования для нужд Газпрома.

Продукция, отвечающая корпоративным техническим требованиям и потребностям, после сертификации будет допущена к участию в закупках для применения на объектах компании.

Впервые дорожные карты подписали Архангельская и Курская области. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Глава Роснедр О. Казанов заявил, что ГРП в России вошла в фазу стагнации. Должен ли этот факт вызывать опасения или геологоразведка компенсирует извлекаемые из недр запасы в равной пропорции и этого вполне достаточно для обеспечения стабильности ситуации и надежного задела на будущее?

Как сегодня характеризуется ситуация в отрасли ГРП?

21 %

Показатели ГРП в России в сфере добычи УВ не нуждаются в корректировке, в отличие от ситуации с твердыми полезными ископаемыми

21 %

На геолого-разведочных работах сказываются санкции, но на ГРП выделены рекордные 450 млрд руб.

25 %

За счет ГРП приращивается примерно столько же запасов, сколько извлекается из недр

15 %

Текущий темп ГРП опережает добычу

18 %

В связи с ухудшением структуры запасов в перспективе необходимо будет активизировать ГРП

Несмотря на то, что Россия является одной из ведущих углеводородных держав, в стране с каждым годом увеличивается количество энергии, вырабатываемой благодаря альтернативным источникам. Как скажется развитие ВИЭ-генерации на нефтегазовом комплексе и экономике государства, чьим основным источником пополнения бюджета являются углеводороды?

Как скажется на российской экономике развитие альтернативной энергетики?

21 %

Наращивание мощностей возобновляемых источников энергии обеспечит повышение спроса на медь, графит, кобальт и литий, что повлечет развитие сопутствующих отраслей промышленности

29 %

ВИЭ-генерация может развиваться лишь на незначительной территории страны и не окажет влияния на традиционную энергетику

18 %

Энергия воды, ветра, солнца и водорода может составить серьезную конкуренцию нефти и газу

32 %

В то время как Глобальный Запад переходит на альтернативные энергоносители, Глобальный Юг строит угольные электростанции, УВ и ВИЭ могут еще долго сосуществовать, уравнивая друг друга в мировом энергетическом балансе

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



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



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



Клапан сброса давления при гидроударе серии НТСJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"-16"
Диапазон давления: 150 ~ 900 фунтов
Диапазон температур: -40° C ~ +320° C



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



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБP (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

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

Первый проект «Газпром нефти» на рынке углеродных единиц

«Газпром нефть» зарегистрировала в национальном Реестре углеродных единиц первый климатический проект компании, связанный с запуском мобильной установки подготовки попутного нефтяного газа для повышения экологичности добычи. Внедрение комплекса оборудования позволит получить 370 тысяч углеродных единиц, которые в перспективе могут быть реализованы на отраслевом рынке. Производительность введенной в эксплуатацию мобильной компрессорной установки на Вынгапуровском НГКМ «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» в ЯНАО – 17 млн м³ ПНГ в год. Запуск установки стал первым проектом Газпром нефти в Реестре углеродных единиц – системе регистрации климатических инициатив и оценки их вклада в сокращение выбросов парниковых газов. Комплексные испытания мобильной компрессорной установки были завершены в мае 2023 г.

Томский завод электроприводов, входящий в структуру Транснефть – Западная Сибирь, отгрузил опытные образцы электроприводов для атомной промышленности. В начале 2024 г. предприятие получило лицензию на разработку и производство электроприводов для атомной промышленности, а к настоящему моменту в рамках НИОКР уже изготовлены первые образцы. Новые электроприводы предназначены для безопасной и стабильной эксплуатации оборудования на предприятиях ТЭК. В их конструкции использованы как проверенные технические решения разработчиков завода, так и модернизированные узлы, обеспечивающие безотказную работу в стандартных и критических условиях, включая внештатные ситуации. Завершить испытания планируется до конца 2025 г.

Газохимический комплекс по производству, временному хранению и отгрузке продуктов газохимии появится в районе морского порта Усть-Луга. Мощность производства составит 1,8 млн т в год конечной продукции для нужд предприятий химической промышленности, автопрома и деревообработки. Предприятие будет поставлять продукцию на экспорт в страны Юго-Восточной Азии, Индию, Вьетнам и Бразилию. Объем инвестиций в проект составит 198 млрд руб. В эксплуатацию комплекс планируют ввести в 2030 г. Сейчас в пос. Усть-Луга уже ведется строительство крупных газоперерабатывающего и газохимического комплексов в рамках проекта по переработке этансодержащего газа

В настоящий момент в России зарегистрировано более 60 климатических проектов компаний промышленного сектора и энергетики.

В Якутии запустят производство автономных энергокомплексов

В Якутии построят завод по производству автономных гибридных энергетических комплексов. На основе этих разработок на удаленных

и труднодоступных территориях региона планируется модернизировать дизельные, мазутные и угольные генерирующие объекты. Объем капитальных вложений составит около 5 млрд руб. Комплекс представляет собой автономный модульный объект для генерации, преобразования, накопления и распределения электроэнергии. В состав оборудования входит: энергоцентр – многофункциональный компактный автономный энергетический комплекс полной заводской готовности, дизельная электростанция, электростанция ВИЭ (СЭС, ВЭС или мини-ГЭС) и системы накопления энергии, состоящей из направленного силового преобразователя – инвертора/выпрямителя и набора аккумуляторных батарей. Работа СЭС позволят минимизировать загрузку дизель-генераторных установок, избыток электроэнергии ВИЭ будет запасаться в СНЭ для стабильной работы при снижении инсоляции. В зимний период СНЭ работает как балансирующий источник/потребитель для оптимизации режимов работы ДЭС, для обеспечения режима генерации с минимальным удельным расходом топлива, в целях обеспечения качества электроэнергии.

Второй ветка ВСМО
Богучанская ГЭС запущена
Юзевский поток
Цены на газ
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Северный поток достроили

В Казахстане запущен первый экспортный генератор водорода

Предприятие СКТБЭ, входящее в состав Объединенной судостроительной корпорации, ввело в эксплуатацию первый экспортный генератор водорода HyClever в Казахстане. Устаревшую модель щелочной электролизной установки типа СЭУ заменили на бесщелочной генератор водорода. Для охлаждения турбогенераторов электростанций используют воздушные, водяные, водородные или смешанные системы. Из-за высокой теплоемкости водорода энергетики используют его для охлаждения мощных турбогенераторов на тепловых и атомных станциях. Теплопроводность водорода почти в 7 раз больше, чем у воздуха, а плотность в 14 раз меньше, что снижает потери при трении. Промышленные электролизные

В промышленной зоне Пески Ломоносовского района в Ленобласти построят завод по производству энергогенерирующего оборудования, предназначенного для работы горнодобывающих и нефтегазовых компаний, центров обработки данных, удаленных объектов в Арктике и других инфраструктурных проектов. Площадь нового завода составит 6,8 тыс. м², мощности – до 120 электростанций в год с дизель-генераторными установками мощностью 500 кВт. Инвестиции в проект превышают 1,2 млрд руб. Окончание строительства запланировано на 2027 г.

генераторы водорода бесщелочного типа HyClever представляют номенклатуру устройств, работающих на основе полимерных протонообменных мембран, которые используются в качестве твердого электролита. К преимуществам установки относится отсутствие агрессивных щелочных растворов в электролизерах, вместо которых используется вода, исключение попадания

кислорода в водород и наоборот, высокое качество водорода, быстрое включение и отключение процесса.

В Бурятии появится локальная энергосистема малых ГЭС

В Республике Бурятия будет создана локальная энергосистема малых гидроэлектростанций. Глава Бурятии А. Цыденов подписал соглашение с компаниями Радиян и ИНСЭТ, при поддержке Министерства энергетики России и Корпорации Дальнего Востока и Арктики. Бурятия обладает хорошим гидропотенциалом. По данным Минприроды РФ, потенциальные гидроэнергетические ресурсы рек Бурятии составляют 15 млн кВт годовой мощности. Ключевыми притоками оз. Байкал считаются такие реки, как Селенга, Баргузин и Верхняя Ангара, к региону относится большая часть акватории оз. Байкал. Но при этом регион сталкивается с нехваткой генерации. Малая гидроэнергетика предоставляет возможность справиться с этой проблемой, к тому же малые ГЭС экологичны, экономически выгодны, а также подходят для обеспечения энергоснабжением удаленных и труднодоступных районов. ●

Производственная площадка по выпуску холоднокатанных труб откроется в Петербурге. Планируется, что производство появится в первой половине 2026 г. в Калининском районе. Правительство города будет содействовать в приобретении объекта недвижимости, оснащенного производственными площадками. Продукция найдет спрос в промышленном строительстве, нефтегазовой отрасли и в сфере энергетики

Юнигрин Энерджи построит в ЕАО СЭС мощностью 600 МВт. Инвестиции в проект составляют 60 млрд руб., завершить строительство планируется к концу 2026 г. В мае компания также подписала соглашение о намерениях с правительством Амурской области по строительству СЭС мощностью 650 МВт. Электростанция с выработкой 1 млрд кВт·ч станет самой мощной не только в России, но и в СНГ. Инвестиции оцениваются в 65 млрд руб. Ожидается, что до 2035 г. в РФ будет введено около 6,7 ГВт ВИЭ-мощности

9,7 млн т угля

экспортировали РЖД в мае в восточном направлении, всего по железной дороге отправлено 26,7 млн т угля



На 15 %

увеличена плата за проход через проливы Босфор и Дарданеллы с 1 июля 2025 г.



На 22 %

в стоимостном выражении нарастила закупки российского трубопроводного газа Венгрия в январе – апреле 2025 г.



Более

21 млн т СПГ



произвел «Ямал СПГ» в 2024 году

На 6 %



Китай увеличил добычу угля за первые пять месяцев 2025 г.

На 12 млн т



Shell увеличит производство СПГ к 2030 г.

До 10 млн т в год



увеличивает закупки СПГ из США японская JERA

На 724 тыс. барр./сутки

вырастет мировой спрос на нефть в 2025 г. согласно ожиданиям МЭА



На 36,9 %

Япония нарастила импорт СПГ из РФ в мае 2025 года



На 1,29 млн барр./сутки,

до 105,13 млн барр., вырастет мировой спрос на нефть в 2025 г. согласно ожиданиям ОПЕК



На 12,3 %

до 10,492 трлн руб., выросли ненефтегазовые доходы бюджета РФ за пять месяце 2025 года



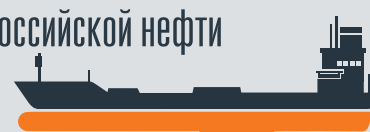
439,7 млрд руб.

составил убыток Сургутнефтегаза в первом квартале 2025 г.



До 3,36 млн барр./сутки,

вырос морской экспорт российской нефти



1,4 млрд руб.

кабмин РФ выделил на устранение последствий нефтеразлива в Керченском проливе



222,6 млрд руб.

составил объем экспорта российских удобрений в США в середине весны



На 5,15 %

вырос объем отпуска электроэнергии в сеть группой Россети в 2024 году



На 15 %

Якутия увеличила добычу угля за пять месяцев 2025 г.



18 газорегуляторных пунктов модернизируют в Москве в 2025 году



На 5,9 %

сократилось число буровых установок в мире в годовом выражении



На 14,4 %

снизились нефтегазовые доходы бюджета РФ за январь – май 2025 г.



ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ И ПРИМЕНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ВОДОРОДА В РОССИИ

Оценка мирового опыта

Жуков Павел Александрович

магистр кафедры (базовой) возобновляемых источников энергии

Карасевич Владислав Александрович

доцент кафедры (базовой) возобновляемых источников энергии, к.т.н.

Бессель Валерий Владимирович

профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей, к.т.н.

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

ВОДОРОД ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ РЕСУРСОМ, КОТОРЫЙ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ АКТИВНО ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ВО МНОГИХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. В ПЕРСПЕКТИВЕ ОЖИДАЕТСЯ ФОРМИРОВАНИЕ И РОСТ ПОТРЕБНОСТИ В ВОДОРОДЕ И ВОДОРОДОСОДЕРЖАЩЕМ ТОПЛИВЕ (ТАКОМ, КАК АММИАК И МЕТАНОЛ) ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ И ТРАНСПОРТА. В ЭТОЙ СВЯЗИ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ИЗУЧИТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭТОГО ПРИРОДНОГО РЕСУРСА. В СТАТЬЕ ДАНА ОЦЕНКА РЕСУРСОВ ПРИРОДНОГО ВОДОРОДА В МИРЕ И В РОССИИ, РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТЫ И ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОСВЯЩЕННЫЕ ПРИРОДНОМУ ВОДОРОДУ. ТАКЖЕ ПРИВЕДЕНЫ СРАВНЕНИЯ ПО УГЛЕРОДНЫМ ВЫБРОСАМ ПРИРОДНОГО ВОДОРОДА (В ТОМ ЧИСЛЕ В СОСТАВЕ ВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ) С ОСНОВНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ ХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА

HYDROGEN IS AN IMPORTANT RESOURCE THAT IS CURRENTLY ACTIVELY USED IN MANY INDUSTRIES. IN THE FUTURE, THE FORMATION AND GROWTH OF DEMAND FOR HYDROGEN AND HYDROGEN-CONTAINING FUEL (SUCH AS AMMONIA AND METHANOL) FOR ENERGY AND TRANSPORT IS EXPECTED. IN THIS REGARD, IT IS ADVISABLE TO STUDY THE POSSIBILITY OF EXTRACTING AND USING HYDROGEN, WHICH IS OFFICIALLY RECOGNIZED AS A NATURAL RESOURCE IN RUSSIA AND MANY OTHER COUNTRIES. THE ARTICLE PROVIDES AN ASSESSMENT OF NATURAL HYDROGEN RESOURCES IN THE WORLD AND IN RUSSIA, AND EXAMINES THE MAIN PROJECTS AND STUDIES DEVOTED TO NATURAL HYDROGEN. ALSO, COMPARISONS ON THE CARBON EMISSIONS OF NATURAL HYDROGEN (INCLUDING IN HYDROGEN-CONTAINING GAS MIXTURES) WITH THE MAIN TECHNOLOGIES OF CHEMICAL HYDROGEN PRODUCTION ARE MADE

Ключевые слова: водород, природный водород, добыча водорода.

Водород как сырье имеет большое значение для многих отраслей промышленности. В 2024 году в мире было произведено и потреблено 97 млн тонн водорода, основными его потребителями стали газохимия (производство аммиака и метанола), нефтепереработка и металлургия [1]. Доля водорода в энергетике и на транспорте составила 0,04 %. Наиболее популярной технологией для производства стала паровая конверсия метана, благодаря крупнейшему производителю водорода КНР почти 20 % водорода было произведено газификацией угля, также активно использовался водород, получаемый как побочный продукт других производств. Сегодня доля низкоуглеродного водорода (в основном это водород, произведенный из электроэнергии ВИЭ электролизом воды) не превышает 1 %, однако, судя по прогнозам МЭА, к 2030 году может достигнуть 26 млн тонн [1]. Природный водород, несмотря на значительную его ресурсную базу, сегодня практически не добывается (за исключением нескольких локальных проектов) и в отчетах МЭА не рассматривается.

Россия входит в пятерку ведущих производителей водорода (вместе с Китаем, США, Индией и ЕС-28), производя и потребляя примерно 5,5 млн тонн водорода [2]. Почти весь водород в стране производится из природного газа паровой конверсией метана, основными потребителями, как и в целом по миру, выступают газохимия, нефтепереработка и металлургия. Несмотря на то, что в стране работает несколько тысяч электролизеров, их общий вклад в производство водорода не превышает 50 000 тонн в год.

Как и во многих странах мира, в России проявляют осторожный интерес к природному водороду. Принятая в феврале 2025 года Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2050 года (утверждена распоряжением Правительства РФ от 12 апреля 2025 года № 908-р) предусматривает развитие в стране производства низкоуглеродного водорода. Несмотря на то, что изучением природного водорода в России занимаются еще с середины XX века, ресурсная база природного водорода в стране до сих пор не оценена.

ФАКТЫ

97 МЛН Т

водорода было
произведено
и потреблено в мире
в 2024 году

В 2023 году водород включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод как самостоятельное полезное ископаемое (Приказ Росстандарта от 07.07.2023 № 490-ст), что позволяет получать лицензии на геолого-разведочные работы и добычу. В 2023 году в соответствии с подписанным с правительством РФ соглашением ПАО «Газпром» начало заниматься технологиями добычи природного водорода, в 2024 году Общество заявило об интересе к изучению возможности добычи природного водорода на месторождениях компании в Восточной Сибири [3, 4].

Классификация водорода

На сегодняшний день в мире принята цветовая классификация водорода. Цветовая классификация водорода используется для обозначения различных методов его производства и источников энергии, которые при этом используются (таблица 1). Эта классификация помогает понять, насколько экологически чистым или углеродоемким является процесс получения водорода.

В России, где с лета 2023 года природный водород включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод как самостоятельное полезное ископаемое, о возможности добычи природного водорода упоминало ПАО «Газпром».

ТАБЛИЦА 1. Классификация водорода

	Обозначение	Технология	Источник энергии	Влияние на экологию
Clean	Белый	Природное происхождение		Минимальное
	Зеленый	Электролиз	Возобновляемые источники энергии	Минимальное
Low-carbon	Желтый		Атомная энергетика	Низкое
	Бирюзовый	Пиролиз	Природный газ	Низкое, побочный продукт – твердый углерод
	Голубой			
Fossil-based hydrogen	Серый	Риформинг	Природный газ или уголь	Среднее
	Коричневый	Газификация	Уголь	Высокое

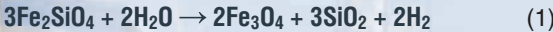
Источник: составлено авторами на основе [2]

Возможные причины образования залежей водорода

Образование залежей природного водорода могут иметь несколько объяснений.

Серпентинизация

Это процесс взаимодействия воды с ультраосновными породами (например, перидотитом), богатыми железом и магнием. В результате образуется серпентин и выделяется водород (формула 1).



Радиолиз воды

Водород может образовываться при разложении воды под воздействием радиоактивного излучения (например, от урана или тория). Если энергия кванта ионизирующего излучения менее 12,56 эВ, но более 7 эВ, молекула воды переходит в возбужденное состояние и распадается непосредственно с образованием двух радикалов – радикала водорода и гидроксильного радикала. Этот процесс также может создавать локальные залежи водорода.

Особое место в объяснении возможности образования месторождений водорода занимает теория гидридной Земли, предложенная Владимиром Лариным, который предлагает оригинальное объяснение наличия залежей водорода в недрах планеты. Согласно этой гипотезе, Земля изначально состояла из гидридов металлов (соединений металлов с водородом), и в процессе эволюции планеты происходила дегазация водорода, что привело к формированию его залежей. Рассмотрим, как эта теория объясняет наличие водорода в недрах Земли.

Согласно Ларину, Земля сформировалась из вещества, богатого гидридами металлов (например, гидрид железа FeH, гидрид магния MgH₂ и др.).

Водород в связанном виде (в форме гидридов) был одним из основных компонентов ранней Земли. По мере остывания Земли гидриды металлов начали разлагаться, выделяя водород. Этот процесс называется дегазацией.

ФАКТЫ

0,04 %

составляет доля водорода в энергетике и на транспорте

Выделяющийся водород поднимался к поверхности, но часть его могла задерживаться в геологических структурах, образуя залежи.

Водород, как и другие газы, может накапливаться в природных резервуарах, если на его пути встречаются непроницаемые слои пород (например, глина или соль). Такие ловушки могут формироваться в осадочных бассейнах, рифтовых зонах или вулканических регионах.

В рифтовых зонах (например, в Восточной Африке) наблюдаются естественные выходы водорода, что согласуется с идеей дегазации.

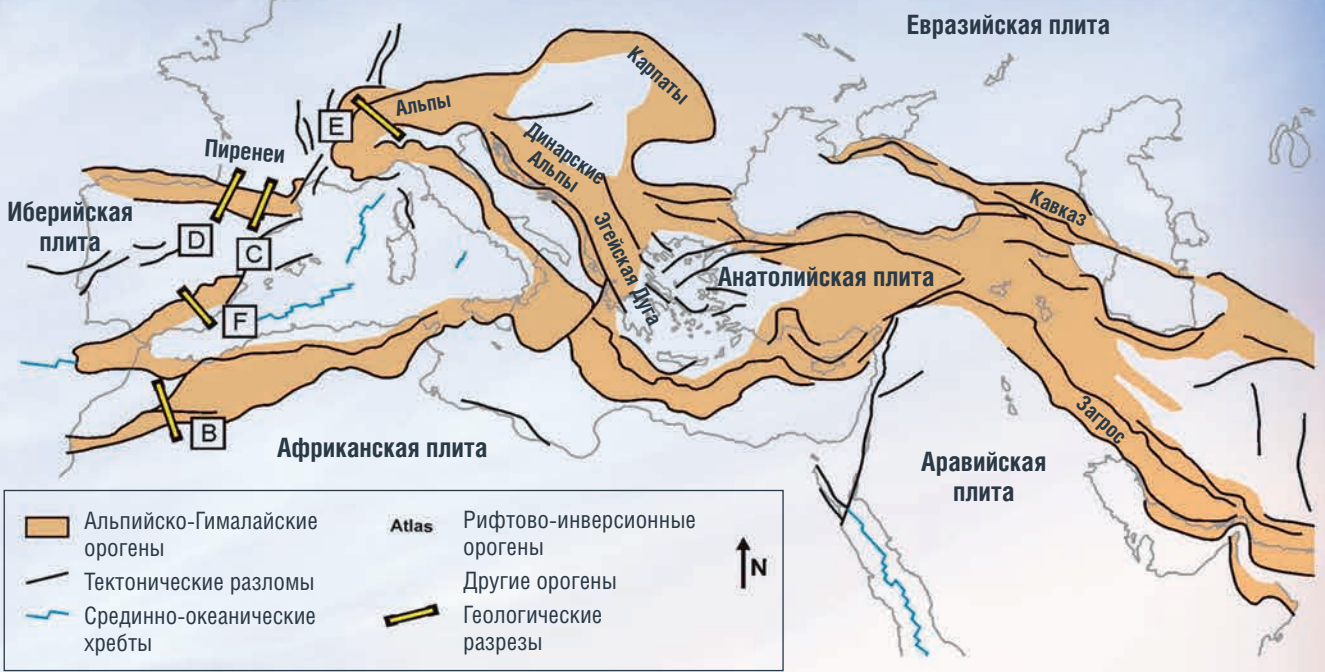
В зонах вулканической активности водород выделяется в результате высокотемпературных реакций между водой и горными породами, что также может объясняться теорией гидридной Земли.

Преимущества теории гидридной Земли в объяснении залежей водорода:

- Теория объясняет наличие водорода как результат естественных геохимических процессов, а не как случайное явление.
- Наблюдаемые выходы водорода в рифтовых зонах, вулканических регионах и других геологически активных областях хорошо согласуются с идеей дегазации.

Теория гидридной Земли поддерживает идею абиогенного (небиологического) происхождения водорода, что важно для понимания его роли в геологических процессах.

РИСУНОК 1. Тектоническая карта западной части пояса альпийской складчатости [11]



Мировой опыт разработки месторождений водорода

Несмотря на то, что коммерческая добыча природного водорода за счет бурений скважин в настоящий момент не до конца подтверждена, в некоторых странах, таких как Россия, Франция, природный водород официально включен в перечень полезных ископаемых. Согласно исследованию Американской ассоциации содействия развитию науки, результаты которого были представлены в феврале 2024 года на конференции в Денвере (США), мировые ресурсы природного водорода могут достигать 5 триллионов тонн.

Международная команда исследователей под руководством доктора Франка Звана из Центра наук о Земле Геймгольца (GFZ, Германия) совершила значительный прорыв в области поиска природного водорода. Разработанный ими инновационный метод, основанный на комплексном моделировании тектонических процессов, позволил выявить наиболее перспективные геологические условия для образования и накопления водорода. Результаты исследования, опубликованные в авторитетном журнале Science Advances, демонстрируют, что ключ к поиску месторождений H₂ лежит в понимании сложных процессов взаимодействия мантийных пород с гидротермальными системами в зонах активной тектоники [11].

Основной механизм образования водорода – процесс серпентинизации – происходит при специфических температурных условиях (200–350 °C), когда оливинсодержащие мантийные породы вступают в реакцию с водой. Особенность нового подхода заключается в том, что ученые смоделировали полный цикл тектонической эволюции – от рифтогенеза и спрединга до коллизии континентальных плит и орогенеза. Это позволило выявить, что наиболее благоприятные условия для масштабной генерации H₂ создаются именно в зонах континентальной коллизии, где формируются горные системы [11].

ФАКТЫ

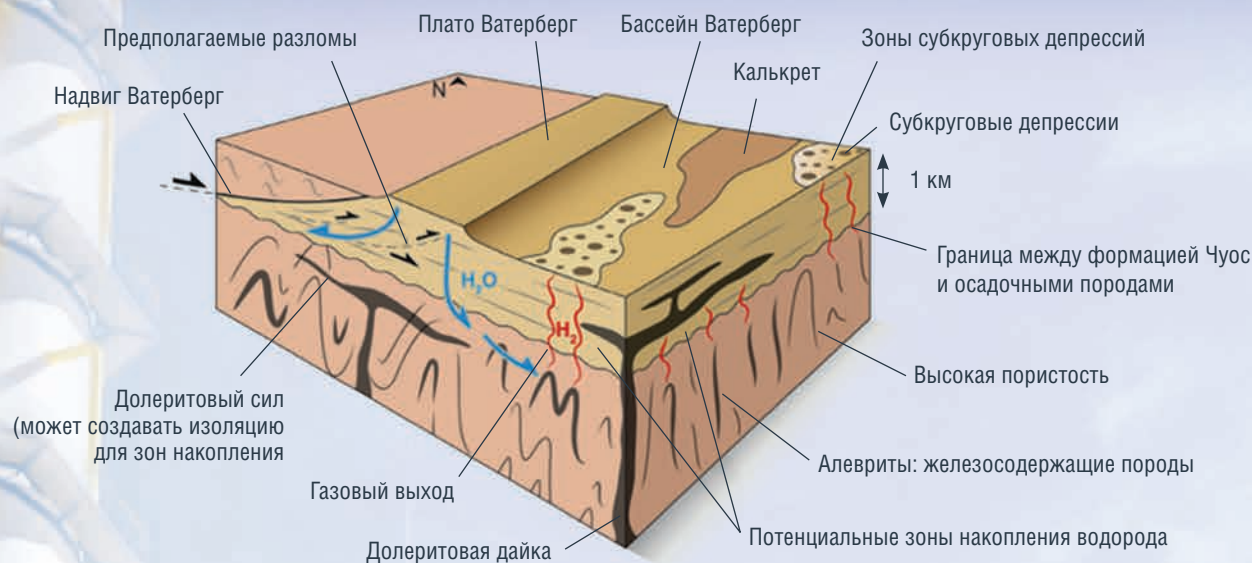
1 %

составляет доля низкоуглеродного водорода

Проведенное моделирование показало существенное преимущество орогенных поясов перед рифтовыми системами. В горных областях отмечается не только более интенсивная генерация водорода (превышающая показатели рифтовых зон в 20 раз), но и наличие оптимальных коллекторских свойств вмещающих пород. Важным открытием стало установление факта, что в альпийских складчатых поясах сочетаются все необходимые компоненты водородной системы: источник (мантийные породы), флюид (вода), благоприятные термобарические условия и природные резервуары (рисунок 1).

Практическое подтверждение эффективности метода было получено при анализе известных проявлений природного водорода в различных регионах мира. В 2023 году в недрах Фольшвиллера, в регионе Мозель, исследователи обнаружили поразительные запасы природного водорода – 46 миллионов тонн. В декабре этого же года Министерство энергетического перехода Франции выдало на 5 лет компании ТВН2 Aquitaine эксклюзивную лицензию на исследование добычи природного водорода, гелия и родственных веществ. Лицензионный участок составляет 225 км², находится в департаменте Атлантические Пиренеи на юго-востоке страны. Если рассматривать это открытие в перспективе, то на недавно

РИСУНОК 2. Концептуальная модель предполагаемой системы накопления природного водорода [12]



найденное месторождение приходится более половины мирового годового производства серого водорода, но при этом не имеющего таких экологических издержек.

Данный пример доказывает, что выходы H_2 во французских Пиренеях, а также аномальные концентрации газа в Западных Альпах и данные по историческим скважинам на Кавказе (где в советский период фиксировались устойчивые притоки водорода) полностью согласуются с результатами моделирования. Эти территории объединяет их положение в пределах альпийского складчатого пояса, который, согласно выводам исследования, представляет собой наиболее перспективный объект для поиска промышленных скоплений природного водорода.

Новый подход к прогнозированию водородных месторождений открывает значительные перспективы для развития геолого-разведочных работ. В отличие от традиционных методов поиска углеводородов, разработанная методика позволяет целенаправленно выделять участки с оптимальным сочетанием тектонических, термических и гидрогеологических условий для образования и сохранения водородных залежей. Особое значение это имеет для альпийских складчатых поясов, где ранее присутствие промышленных скоплений H_2 не рассматривалось как приоритетный объект поиска.

В Намибии недавно были зафиксированы выходы водорода в бассейне Ватерберг. Концентрации водорода измерялись в субкруговых депрессиях (SCDs), аналогичных газовым выходам в других регионах. Близость неопротерозойских железистых формаций Чуос к этим выходам позволяет предположить, что окислительно-восстановительные процессы могут быть основным механизмом генерации водорода [12].

Пояс Дамара расположен в центральной Намибии и разделен на четыре зоны: Северную, Центральную, Южную и Хакос. Центральная зона характеризуется гранитными интрузиями (568–500 млн лет), а Южная – крупным батолитом (508–504 млн лет). Формация Чуос, обогащенная железом,

распространена по всему орогену Дамара и состоит из диамиктитов и железистых прослоев.

Бассейн Ватерберг покрывает метаморфические породы, включая формацию Чуос. Структурный анализ показал, что разломы бассейна активизировались в перм-триасовый период, а позже были преобразованы в надвиги.

Метаморфизованные железистые формации Чуос содержат значительное количество Fe^{2+} , что делает их потенциальным источником H_2 . Реакции окисления магнетита и других Fe^{2+} -содержащих минералов могут генерировать H_2 .

Два возможных источника воды для генерации H_2 :

- Гидротермальные воды, связанные с магматической активностью.
- Метеорные воды, проникающие через разломы.

Миграция водорода к поверхности может происходить через пористые породы, а его накопление – в геологических ловушках (рисунок 2).

Неопротерозойские железистые формации, такие как Чуос, могут быть важным источником природного водорода. Бассейн Ватерберг обладает всеми критериями для потенциального накопления H_2 , включая активные выходы газа и благоприятную геологическую обстановку [12].

В 1987 году в деревне Буракембугу (Мали) было сделано революционное открытие – обнаружено крупное месторождение природного водорода с концентрацией до 98 %.

ФАКТЫ

В 2023 ГОДУ

водород включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод как самостоятельное полезное ископаемое

Это событие положило начало первому в мире проекту коммерческой добычи и использования природного H_2 , реализуемому компанией Hydroma (ранее известной как Hydroponma). Данный проект не только доказал возможность промышленного использования природного водорода, но и продемонстрировал новые подходы к организации децентрализованного энергоснабжения.

В 2012 году основой проекта стало внедрение водородных топливных элементов, которые полностью заменили традиционные дизель-генераторы в электроснабжении деревни. Уникальность решения заключается в том, что природный водород используется напрямую, без дополнительной очистки или процессов реформинга, что значительно повышает общий КПД системы. Первоначальная установка мощностью 50 кВт обеспечила электроэнергией около 1500 жителей, включая питание жилых домов, школы, медицинского центра и уличного освещения [13].

Техническая реализация проекта столкнулась с рядом вызовов, главным из которых стало хранение водорода. Компания решила эту проблему, внедрив систему композитных баллонов низкого давления, что обеспечило безопасность и экономическую эффективность хранения. Особое внимание было уделено созданию локальной распределительной инфраструктуры, которая позволила обойтись без строительства магистральных трубопроводов.

Экологический эффект проекта оказался значительным – переход на водородное топливо полностью исключил выбросы парниковых газов в деревне, где ранее использовались дизельные генераторы. Экономический анализ показал, что несмотря на высокие первоначальные инвестиции, эксплуатационные затраты оказались на 30–40 % ниже традиционных решений.

Успех пилотного проекта в Буракембугу открыл новые перспективы для энергетики Мали и всего африканского региона. Hydroma планирует расширение мощности установки до 1 МВт и тиражирование опыта в других деревнях, расположенных вблизи месторождений природного водорода [13]. Особый интерес проект представляет для удаленных районов, где строительство централизованных энергосетей экономически нецелесообразно.

Опыт Мали демонстрирует, что природный водород может стать ключевым элементом энергетического перехода в развивающихся странах, сочетая экологическую чистоту, экономическую эффективность и возможность создания локальных энергосистем. Этот проект заложил основы для формирования новой отрасли – добычи и использования природного водорода, потенциал которой только начинает раскрываться.

Сравнение углеродного следа природного водорода с альтернативными вариантами производства водорода

Для сравнения углеродного следа природного водорода с традиционным водородом, рассмотрим основные технические решения по производству водорода.

ФАКТЫ

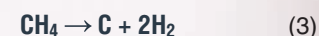
200–350 °C

– температура, при которой происходит процесс серпентинизации – основной механизм образования водорода

Паровая конверсия метана с доокислением CO предусматривает получение водорода из природного газа в два этапа (формула 2). На 1-м этапе очищенный метан вступает в реакцию с водяным паром с образованием синтез-газа (смесь водорода и угарного газа). На втором этапе угарный газ может доокисляться до углекислого газа. Непосредственно в процессе химической реакции на 1 кг произведенного водорода получается 5,5 кг углекислого газа. Еще примерно от 3,5 кг CO_2 экв добавляется за счет энергообеспечения реакций и очистки водорода [5].



Пиролиз метана – это процесс термического разложения метана на углерод и водород, который проходит без доступа кислорода. Пиролиз метана для получения водорода практически не используется, однако у технологии есть перспективы, связанные с отсутствием углеродных выбросов в самом химическом процессе и большим опытом разработки и введения пиролизных установок для переработки отходов. Углеродный след водорода при пиролизе метана связан с необходимостью энергообеспечения процесса и с очисткой водорода. Общие выбросы можно оценить в 6–10 кг CO_2 экв на 1 кг водорода.



Газификация угля – это физико-химический процесс превращения угля в горючий газ (формула 4). При газификации уголь вступает в реакцию с водяным паром с образованием водорода и угарного газа. Угарный газ затем можно доокислить до углекислого с образованием еще одной молекулы водорода. Наиболее распространена технология в Китае, где таким образом производится более 60 % водорода. Тепло для процесса может, производится как за пределами реактора, так и за счет сжигания части угля в реакторе с выделением углекислого газа.



Углеродный след от химического процесса газификации угля (без сжигания угля в реакторе

для получения тепла) с доокислением СО составляет 11 кг СО_{2экв} на 1 кг водорода. Обеспечение процесса энергией и на очистку водорода увеличит углеродные выбросы еще примерно на 8–10 кг СО_{2экв}.

Подземная газификация углей (ПГУ) осуществляется путем нагнетания через специально пробуренные скважины в угольный пласт воздуха или кислорода, управляемое горение пласта и получение через продуктивные скважины газа ПГУ, в составе которого содержится и водород. В газе ПГУ, полученного на Южно-Абинской станции подземной газификации углей в Кузбассе (станция закрыта в 1996 году), объемное содержание водорода составляло 10–12 % (0,75 % по массе или 9–11 кг Н₂ на 1000 м³ газа ПГУ). Расчетное объемное содержание водорода при парокислородном дутье может достигать 39 % (3,7 % по массе) или до 34,7 кг Н₂/1000 м³ газа ПГУ[6]. Углеродный след 1 кг водорода из газа ПГУ без его очистки составляет 14 кг СО_{2экв} при воздушном дутье и 22 кг СО_{2экв} при кислородном дутье (больше чем при воздушном за счет увеличения доли метана и углекислого газа). Еще примерно 6–10 кг СО_{2экв} добавится за счет мероприятий по энергообеспечению процесса и очистке водорода.

Электролиз воды представляет собой разложение воды на кислород и водород под действием постоянного электрического тока (формула 5). Получение водорода электролизом воды является достаточно энергоемким процессом, удельные затраты электроэнергии на 1 кг водорода могут достигать 50–60 кВт·ч и выше. В случае использования для сетевой электроэнергии, исходя из данных АТС по углеродному следу электроэнергии (от 300 граммов СО_{2экв} за 1 кВт·ч по 1-й ценовой зоне до 550 граммов СО_{2экв} за 1 кВт·ч в НЦЗ Калининград), углеродные выбросы от 1 кг водорода составят от 15 до 33 кг СО_{2экв} [7]. В случае если электроэнергия для процесса берется из возобновляемых источников энергии, углеродный след водорода незначителен, его значение зависит от выбранного источника ВИЭ (65 г/кВт·ч для солнечных электростанций, 15–18 г/кВт·ч для ветровых и атомных электростанций, 9–12 г/кВт·ч для гидроэлектростанций) [8].



Водород как побочный продукт

В данном случае рассмотрим водород из вторичных газов металлургического предприятия. По оценкам НЛМК, общий объем водорода в составе вторичных газов группы составляет 13 % (3 из 23 млрд м³) [9]. Углеродный след получаемого из вторичных газов водорода будем считать только как углеродный след очистки водорода, так как углеродный след его производства уже заложен в углеродном следе стали. В этом случае можно говорить об углеродном следе только для установки КЦА (возьмем его из [10] как 6 кг СО_{2экв} за 1 кг водорода).

Природный водород

С учетом того, что объемное содержание природного водорода в водородосодержащем газе не превышает 98 % (в Мали), а часто может быть значительно ниже, появляются энергозатраты на очистку водорода. Например, при использовании природного водорода, получаемого в Мали на водородном топливном элементе, его предварительно чистят от метана (примерно 0,1 %), азота (примерно 2 %) и углекислого

газа (на уровне ppm). Вместе с тем даже если брать модуль короткоциклового адсорбции, то углеродные выбросы на очистку водорода не превысят 6 кг СО_{2экв} за 1 кг водорода [10]. В случае использования водорода не на водородных топливных элементах (например, на газопоршневых агрегатах), очистка водорода может и не потребоваться.

Выводы

Водород имеет огромное значение в ряде критических отраслей промышленности (таких как газохимия, нефтепереработка, металлургия) и сегодня в России в основном производится из природного газа. Вместе с тем такие компании, как ПАО «Газпром», изучают возможность производства водорода альтернативными методами, в том числе и за счет его добычи.

Природный водород, несмотря на свою слабую изученность и отсутствие эффективных технологий добычи, представляется в перспективе интересным решением, способствующим снижению углеродного следа. Включение природного водорода в 2023 году в Общероссийский классификатор полезных ископаемых в качестве самостоятельного полезного ископаемого открыло доступ к получению лицензий на геолого-разведочные работы и может способствовать оценке ресурсной базы в России и развитию направления. ●

Литература

1. Global Hydrogen Review 2024, отчет МЭА report, 2024, 295 с., <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.
2. В.А. Карасевич, В.В. Бессель, Р.Д. Мингалеева «Перспективы использования природного газа для производства и экспорта российского водорода», журнал Энергетическая политика, № 6 (184) 2023 год, с. 90–99.
3. Официальный интернет-сайт ПАО «Газпром», <https://www.gazprom.ru/sustainability/environmental-protection/hydrogen/>.
4. «Газпром» изучает возможность добычи водорода из недр в Восточной Сибири, интернет-сайт газеты «Ведомости», <https://www.vedomosti.ru/business/news/2024/10/23/1070530-gazprom-izuchaet-vozmozhnost>.
5. R. Rapier «Estimating The Carbon Footprint Of Hydrogen Production», Forbes, 2020, <https://www.forbes.com/sites/rapiere/2020/06/06/estimating-the-carbon-footprint-of-hydrogen-production/>.
6. Е.В. Крейнин, Е.П. Грабская «Подземная газификация угольных пластов как наиболее эффективный вариант экологически чистой угольной технологии в топливной энергетике», научный сборник семинара «Неделя Горняка-2002», 2002 год, <https://cyberleninka.ru/article/n/podzemnaya-gazifikatsiya-ugolnyh-plastov-kak-naibolee-effektivnyy-variant-ekologicheskoi-chistoy-ugolnoy-tehnologii-v-toplivnoy.pdf>.
7. Интернет-сайт АТС, <https://www.atsenergo.ru/>.
8. В.В. Елистратов «Энергоснабжение в Арктике с использованием ВИЭ», журнал Neftegaz.RU, № 1, 2023 год, <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/766987-energосnabzhenie-v-arktike-s-ispolzovaniem-vie/>.
9. Интернет-сайт НЛМК, <https://nlmk.com/ru/media-center/press-releases/nlmk-group-reduces-climate-footprint-through-use-of-hydrogen-containing-secondary-resources/>.
10. M. Nardia, S. A. Wassie и другие «Techno-economic evaluation on a hybrid technology for low hydrogen concentration separation and purification from natural gas grid», International Journal of Hydrogen Energy, Volume 46, Issue 45, 1 July, 2021, с. 23417–23435, [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031992031733X#:~:text=The%20PSA%20unit%20is%20sized,working%20with%20a%20PSA%20unit.&text=Needs%20an%20additional%20component%2C%20such.grid%20pressure%20\(capital%20cost\)](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031992031733X#:~:text=The%20PSA%20unit%20is%20sized,working%20with%20a%20PSA%20unit.&text=Needs%20an%20additional%20component%2C%20such.grid%20pressure%20(capital%20cost).).
11. F. Zwaan, S. Brune и другие «Rift-inversion orogens are potential hot spots for natural H2 generation», Science Advances, Volume 11, Issue 8, 19 February, 2025, <https://www.science.org/doi/10.1126/sciadv.adr3418>.
12. Granath, J., Wanke, A. & Stollhofen, H. Syn-kinematic inversion in an intracontinental extensional field? A structural analysis of the Waterberg Thrust, northern Namibia. J. Struct. Geol. 161, 104660. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2022.104660>.
13. Интернет-сайт Hydroma, <https://hydroma.ca>.

KEYWORDS: hydrogen, natural hydrogen, hydrogen mining.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

14–16 августа

Международная агропромышленная выставка

Минводы АГРО 2025

Минеральные Воды, МВЦ «МинводыЭКСПО»

19–22 августа

Международная выставка и тест-драйв коммерческого автотранспорта

Com Auto Trans 2025

Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

АВГУСТ

П	4	11	18	25
В	5	12	19	26
С	6	13	20	27
Ч	7	14	21	28
П	1	8	15	22
С	2	9	16	23
В	3	10	17	24
			31	

26–28 августа

Международная нефтегазохимическая выставка в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума

Kazan Oil, Gas & Chemistry 2025

Казань, МВЦ «Казань Экспо»

26–28 августа

Национальная китайская выставка машиностроения и инновационной продукции China Machinery Fair 2025

Москва

ДИЗТОПЛИВО ДЛЯ ЗАПОЛЯРЬЯ

РАЙОН КРАЙНЕГО СЕВЕРА РОССИИ СЕГОДНЯ ЯВЛЯЕТСЯ МЕСТОМ АКТИВНОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ВЕДЕТСЯ РАЗВЕДКА НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ОБУСТРАИВАЮТСЯ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ ПРОМЫСЛЫ. В РАЙОНЫ КРАЙНЕГО СЕВЕРА ЕЖЕГОДНО С «БОЛЬШОЙ ЗЕМЛИ» ЗАВОЗИТСЯ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ И, КОНЕЧНО, ТОПЛИВА. НО ДОСТАВКА ТОПЛИВА НА УДАЛЕННЫЕ НЕФТЕПРОМЫСЛЫ ОБХОДИТСЯ С КАЖДЫМ ГОДОМ ВСЕ ДОРОЖЕ

THE FAR NORTH REGION OF RUSSIA IS CURRENTLY A PLACE OF ACTIVE ECONOMIC ACTIVITY. NEW DEPOSITS ARE BEING EXPLORED, OIL AND GAS FIELDS ARE BEING DEVELOPED. A LARGE AMOUNT OF CONSTRUCTION MATERIALS AND, OF COURSE, FUEL ARE BROUGHT TO THE FAR NORTH REGIONS EVERY YEAR FROM THE MAINLAND. BUT THE DELIVERY OF FUEL TO REMOTE OIL FIELDS IS BECOMING MORE EXPENSIVE EVERY YEAR

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: дизельное топливо, удаленные нефтепромыслы, комплекс производства дизельного топлива, передвижная установка перегонки нефти, мини-НПЗ, Крайний Север.

Каданцев Владимир Васильевич

генеральный директор
АО «РЕОТЕК»

Климатические изменения и доставка грузов на Крайний Север

Потребность в дизельном топливе в Заполярье измеряется не десятками или сотнями тонн, а сотнями тысяч тонн. Но в последние годы сама природа стала препятствовать северному завозу. Более пяти лет отмечается маловодье в бассейнах рек Северная Двина, Обь, Енисей и Лена.

А зимой из-за потепления климата возникают проблемы с дорогами-зимниками, сокращается период их действия, вводятся ограничения по общей массе грузовиков. Все эти обстоятельства увеличивают стоимость доставки, что удорожает стоимость дизтоплива на промысле в два-три раза.

А можно ли не возить дизтопливо на Крайний Север?

Альтернативным, экономически выгодным вариантом снабжения нефтяных и газоконденсатных промыслов дизельным топливом является его производство на малотоннажных технологических установках на самом промысле.



РИСУНОК 1. Передвижной комплекс на одном из нефтяных месторождений Заполярья

Перегонка нефти или газового конденсата заполярных месторождений практически всегда позволяет получить зимние и арктические дизельные топлива по ГОСТ 305-2013 с содержанием серы до 0,2% мас.

Организовав производство дизельного топлива на своем промысле, нефтяники получают следующие выгоды.

1. Дизтопливо, производимое на мини-установке, высокого качества, цетановое число выше 50. Качество нефтепродукта постоянно контролируется химико-аналитической лабораторией, которая входит в комплект поставки.

2. На промысле отпадает необходимость строить склад ГСМ, что в условиях вечной мерзлоты экономит большие деньги.

3. Перестает влиять сезонность доставки нефтепродуктов, уменьшаются риски экологической катастрофы (из-за уменьшения размеров склада ГСМ).

Ну и самое главное, нефтяники получают снижение себестоимости добычи нефти, потому что производимое на промысле дизельное топливо обходится на 20–30 рублей за килограмм дешевле, чем привозное. И не замораживаются значительные денежные суммы в предоплаченном нефтепродукте.

РЕКЛАМА

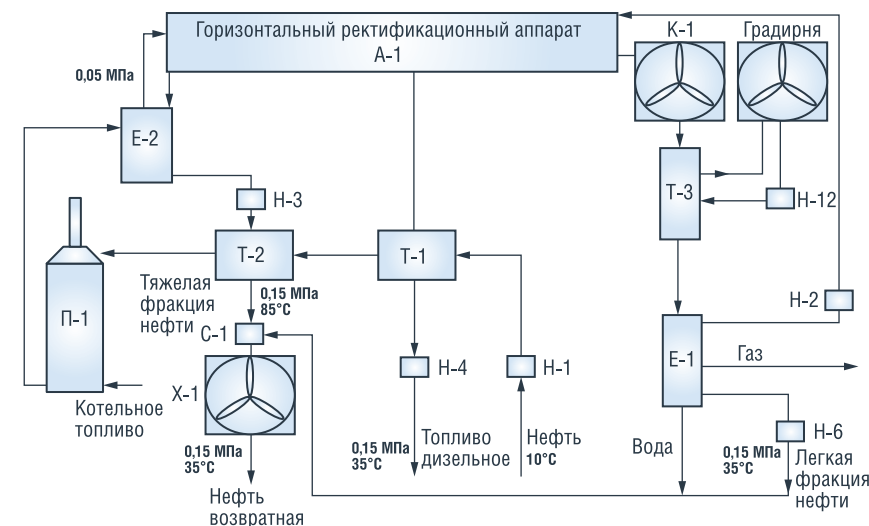


РИСУНОК 2. Структурная технологическая схема передвижного комплекса КПД-20

Новая разработка – передвижной комплекс производства дизтоплива

Компания «РЕОТЕК» (г. Ставрополь), которая уже более 30 лет поставляет блочно-модульные установки атмосферной перегонки нефти производительностью от 10 до 150 тысяч тонн в год, разработала передвижной комплекс производства дизтоплива, предназначенный для работы в условиях Крайнего Севера.

Передвижной комплекс производства дизтоплива КПД-20 разработан специально для эксплуатации в суровых климатических условиях, компактен, прост в использовании, соответствует всем современным требованиям безопасности, рис. 1.

Технологическая схема

Примененная технологическая схема (рис. 2) позволяет получать дизельное топливо необходимой марки (зимнее, летнее или арктическое). Вторым продуктом является возвратная нефть, которая по плотности и вязкости близка к сырой нефти. В штатном режиме образование каких-либо жидких или газообразных отходов (кроме дымовых газов) исключается. В аварийном режиме все находящиеся в передвижном комплексе нефтепродукты откачиваются в наземную аварийную емкость (на схеме не показана, входит в комплект поставки).

Климатическое исполнение – ХЛ1

Для работы комплекса при температурах окружающего воздуха до минус 60 °С применено исполнение аппаратов и трубопроводов из стали 09Г2С или нержавеющей стали. Используемый крепеж – холодостойкий, оцинкованный.

Все насосы, вентиляторы, контрольно-измерительные приборы, запорно-регулирующая арматура выбраны в исполнении ХЛ1.

Аппараты и трубопроводы наружного размещения имеют теплоизоляцию и электрообогрев.

Насосное оборудование размещено в утепленном обогреваемом помещении. Все помещения комплекса мобильны, оборудованы системами обогрева, вентиляции и автоматического пожаротушения.

Мобильность

Основным отличием передвижного комплекса КПД-20 РЕОТЕК от аналогичного оборудования других компаний является его мобильность.

По настоящему мобильным наше оборудование делает применение горизонтального ректификационного аппарата, рис. 3.

Это позволяет все оборудование поставлять в полной заводской готовности и избежать сложного монтажа на месте эксплуатации. Оборудование размещается на гравийное или плитное основание, фундаменты для передвижного комплекса могут не применяться.

Все технологическое оборудование заключено в транспортабельные секции с массой и габаритами, подходящими для перевозки любым видом транспорта, включая авиатранспорт. Общая масса оборудования комплекса – 78 т. Для перевозки передвижного комплекса в транспортном положении необходимо 12 грузовых автомобилей с полуприцепами.



РИСУНОК 3. Горизонтальный ректификационный аппарат (на 2-м ярусе)

Комплект поставки

Передвижной комплекс укомплектован оборудованием и материалами, позволяющими эксплуатировать его без каких-либо дополнительных закупок. В комплект поставки входят: установка производства дизтоплива М-20, технологические трубопроводы с опорами, мобильные резервуары, автоматизированная система налива на автотранспорт, ЗИП на два года эксплуатации и многое другое. Системы наружного освещения, заземления и молниезащиты также входят в комплект поставки.

Технические характеристики

Для работы передвижного комплекса на номинальной нагрузке требуется 75 кубических метров сырой нефти в сутки. Передвижной комплекс КПД-20 имеет поистине уникальные массогабаритные характеристики, что не перестает изумлять наших клиентов. Наше оборудование занимает в 2 раза меньше площади, в 3 раза легче и в 4 раза ниже, чем аналогичные установки. Для начала проекта разрабатываются исходные данные. Проводится расширенный анализ нефти и получаемых нефтяных фракций.

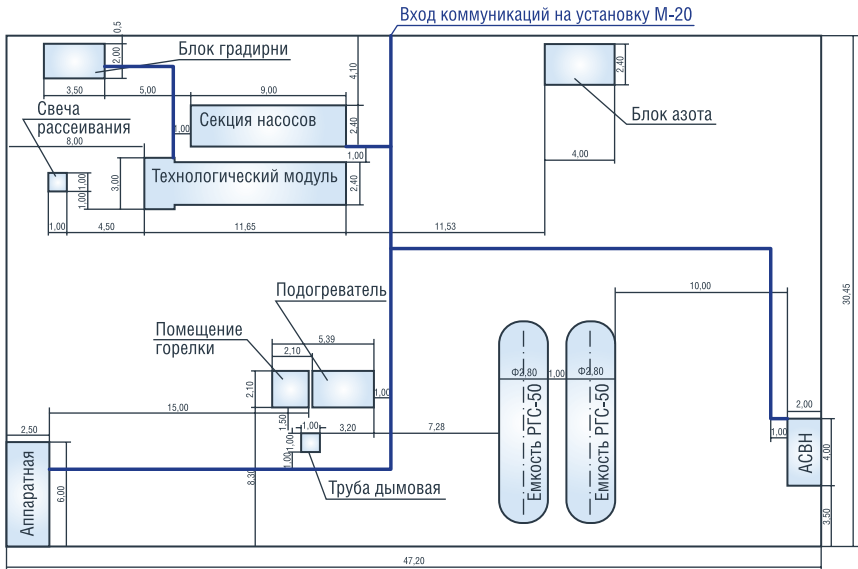


РИСУНОК 4. План расположения оборудования передвижного комплекса КПД-20

ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики передвижного комплекса КПД-20

Наименование	Ед. изм.	Величина
Производительность - дизельное топливо летнее - дизельное топливо зимнее - дизельное топливо арктическое	т/сут	до 20 до 18 до 16
Характеристика энергоснабжения	—	380В, 3 фазы, 50 Гц
Установленная электрическая мощность, не более	кВт	150
Вид топлива для нагрева сырья	—	Попутный нефтяной газ
Расход ПНГ для нагрева сырья, не более	м³/час	50
Ресурс	лет	20
Количество обслуживающего персонала	—	2 человека в смену

Определяется потребность месторождения в дизельном топливе на год по сортам (зимнее, арктическое). Для размещения передвижного комплекса производства дизтоплива заказчик отсыпает площадку песком и укладывает дорожные плиты в соответствии с проектом привязки. Подводит коммуникации к точке подключения: трубопроводы сырой и возвратной нефти, газ попутный, электроэнергия. Согласовывается с компанией РЕОТЕК план расположения оборудования, рис. 4. Конечно, на этом разработка технического задания не заканчивается. С клиентом обсуждаются многие детали,

в том числе окраска составных частей передвижного комплекса в фирменные цвета компании заказчика. Через 8–10 месяцев после заключения договора оборудование доставляется на площадку заказчика. После проведения пуско-наладочных процедур оборудование передвижного комплекса проходит комплексные испытания и сдается в эксплуатацию. Мы гарантируем соответствие конструкторских и проектных решений действующим в РФ нормам и правилам промышленной безопасности. При заключении договоров поставки документация передвижного комплекса проходит утверждение у заказчика, а процесс производства подвергается жесткому инспекционному контролю.

Нашей компании удается поддерживать высокое качество изготовления оборудования, но при этом держать цены, которые выгодно отличаются от ценовых предложений других компаний. ●

KEYWORDS: diesel fuel, remote oil fields, diesel fuel production complex, mobile oil distillation unit, mini-refineries, Far North.

Бесплатную консультацию по вопросам производства дизтоплива на нефтепромысле вы можете получить, обратившись в компанию РЕОТЕК. г. Ставрополь тел. 8 (8652) 94-72-65, 95-68-81 info@reotek.com www.reotek.com

7–10 октября 2025

XIV Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ОРГАНИЗАТОР

10 EXPOFORUM

GAS-FORUM.RU

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ - В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB

ОСОБЕННОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА на месторождении Бадра

МЕСТОРОЖДЕНИЕ БАДРА, РАСПОЛОЖЕННОЕ В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ИРАКА, ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ РЕГИОНА, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ ВЫСОКИМИ КОНЦЕНТРАЦИЯМИ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ. ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ДАННОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ СОПРЯЖЕН С РЯДОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ, ЧТО ОБУСЛОВЛЕНО АГРЕССИВНЫМ СОСТАВОМ СЫРЬЯ. НАЛИЧИЕ СЕРОВОДОРОДА, УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И ДРУГИХ ПРИМЕСЕЙ ТРЕБУЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ И СПЕЦИФИЧНЫХ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ, А ТАКЖЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, СПОСОБНОГО РАБОТАТЬ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ. В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ ОСОБЕННОСТИ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ПРИМЕСЕЙ, РАССМАТРИВАЮТСЯ ТЕХНОЛОГИИ ИХ УДАЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЮТСЯ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАДРА. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ВОПРОСАМ ВЫБОРА МАТЕРИАЛОВ, УСТОЙЧИВЫХ К АГРЕССИВНЫМ КОМПОНЕНТАМ ГАЗА, И ИНТЕГРАЦИИ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И АВТОМАТИЗАЦИИ, ЧТО СУЩЕСТВЕННО ПОВЫШАЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЦЕССОВ

THE BADRA FIELD, LOCATED IN THE EASTERN PART OF IRAQ, IS ONE OF THE KEY OIL AND GAS PRODUCTION FACILITIES IN THE REGION, CHARACTERIZED BY HIGH CONCENTRATIONS OF POLLUTANTS IN NATURAL GAS. THE GAS TREATMENT PROCESS AT THIS FIELD IS ASSOCIATED WITH A NUMBER OF TECHNOLOGICAL AND ENVIRONMENTAL PROBLEMS, DUE TO THE AGGRESSIVE COMPOSITION OF THE RAW MATERIALS. THE PRESENCE OF HYDROGEN SULFIDE, CARBON DIOXIDE AND OTHER IMPURITIES REQUIRES THE USE OF HIGHLY EFFICIENT AND SPECIFIC CLEANING METHODS, AS WELL AS THE USE OF SPECIALIZED EQUIPMENT CAPABLE OF OPERATING IN EXTREME CONDITIONS. THE ARTICLE ANALYZES THE FEATURES OF POLLUTANTS, CONSIDERS TECHNOLOGIES FOR THEIR REMOVAL, AND PROPOSES SOLUTIONS TO ENSURE THE RELIABILITY AND SAFETY OF GAS TREATMENT UNITS IN CONDITIONS TYPICAL OF THE BADRA FIELD. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE SELECTION OF MATERIALS RESISTANT TO AGGRESSIVE GAS COMPONENTS AND THE INTEGRATION OF MODERN MONITORING AND AUTOMATION SYSTEMS, WHICH SIGNIFICANTLY INCREASES THE OPERATIONAL EFFICIENCY AND SAFETY OF PROCESSES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение Бадра, подготовка газа, загрязнения, сероводород (H_2S), углекислый газ (CO_2), оборудование, технологии очистки, экологическая безопасность.

Абдулжаббар Али Кусай

аспирант

Альавси Юсиф Аббас Абдулсаттар

аспирант

Аль-Саадави Салам Амер

аспирант

Кадим Абдулла Талал

аспирант

Сулиман Али Абдулхуссейн Клуап

аспирант

Инженерская академия, Российский университет дружбы народов имени Патрисы Лумумбы

Республика Ирак обладает значительными запасами углеводородов, что обеспечивает ей пятую позицию в мировом рейтинге и третье место на Ближнем Востоке по объемам доказанных запасов нефти. Однако нефтегазовый комплекс страны находится в процессе восстановления после длительных периодов кризисных явлений, охвативших страну в 1990–2003 годах. Неопределенность в политической и экономической сферах, слабость

государственных институтов, коррупция, а также этнические и клановые противоречия существенно осложняют процесс развития и рационального использования природных ресурсов. В данной статье проводится всесторонний анализ текущего состояния топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Ирака, выделяются ключевые проблемы, с которыми сталкивается отрасль, а также рассматриваются перспективы и возможности

для сотрудничества с российскими нефтегазовыми компаниями [2].

Нефтегазовая отрасль остается одной из главных составляющих экономики Ирака, обеспечивая значительную часть государственного бюджета и экспорта. В условиях продолжающейся политической и экономической нестабильности особое внимание уделяется восстановлению и эффективной разработке крупнейших месторождений, которые имеют стратегическое значение для страны. Одним из таких объектов является месторождение Бадра, расположенное в Васитской провинции, близко к иракско-иранской границе. Хотя месторождение было открыто еще в 1979 году, его промышленная эксплуатация начала активно развиваться лишь в начале 2010-х годов, с привлечением международных компаний и внедрением современных технологий.

Природный газ, добываемый на месторождении Бадра, отличается высоким содержанием токсичных и агрессивных примесей, таких как сероводород (H_2S), углекислый газ (CO_2), водяной пар и механические загрязнения. Эти компоненты значительно ухудшают энергетическую ценность газа, а также создают серьезные угрозы для безопасности как производственного оборудования, так и персонала, а также для окружающей среды. Особенно опасным является сероводород, который обладает высокой коррозионной активностью и токсичностью, что делает даже минимальные концентрации данного вещества критичными для здоровья и безопасности.

Процесс подготовки газа, включающий его очистку от загрязняющих примесей и доведение до требуемых технологических параметров, является важным и неотъемлемым этапом газодобычи. Эта задача требует использования сложных технологических схем многоступенчатой очистки и специализированного оборудования, которое должно быть устойчивым к воздействию агрессивных химических и физико-химических факторов, а также к экстремальным

условиям эксплуатации. В случае месторождения Бадра это задание осложняется рядом технических, логистических и экологических проблем: удаленность от крупных промышленных центров, жаркий климат региона, ограниченные водные ресурсы, а также необходимость соблюдения международных экологических стандартов.

Настоящее исследование посвящено анализу технологических и конструктивных особенностей оборудования, применяемого для подготовки газа на месторождении Бадра в условиях высоких загрязнений. В статье рассматриваются используемые методы очистки газа, особенности выбора материалов, влияние загрязняющих компонентов на эксплуатационные характеристики оборудования, а также системы контроля, обеспечивающие безопасность и надежность работы. Важным аспектом исследования является изучение инновационных решений, направленных на повышение энергоэффективности, надежности и экологической устойчивости процессов подготовки газа, что является ключевым для обеспечения долгосрочной эксплуатации газовых установок в таких сложных условиях [2].

Материалы и методы

Основой данного исследования являются данные из открытых источников, включая BP Statistical Review of World Energy, Iraq Energy Outlook, официальные сайты нефтегазовых компаний и другие авторитетные ресурсы. Методологический подход к исследованию включает детальный анализ документов, статистических данных и контрактных соглашений, а также сравнительное исследование условий сервисных контрактов. Кроме того, внимание уделено историческим аспектам сотрудничества между Россией и Ираком в сфере нефтегазовой промышленности [1].

В процессе подготовки статьи был использован комплексный подход, сочетающий анализ литературных источников, технической документации и практических данных,

связанных с эксплуатацией оборудования на месторождении Бадра. Основные методы, использованные в исследовании, включают сравнительный анализ, систематизацию информации, техническое моделирование и оценку эксплуатационных характеристик оборудования в условиях загрязненного природного газа.

Анализ литературных источников и нормативной базы

Процесс анализа включал изучение российских и международных научных публикаций, нормативных актов, технических стандартов (API, ISO, ГОСТ) и инженерных отчетов, касающихся подготовки газа в условиях присутствия сероводорода, углекислого газа и водяного пара. Особое внимание было уделено исследованию применения аминовых, мембранных и адсорбционных технологий очистки, а также инновационных решений, способных повысить эффективность очистки в таких условиях.

Обзор технической документации

В рамках анализа были рассмотрены проектные и эксплуатационные данные газоподготовительных установок, действующих на месторождении Бадра, включая:

- схемы газоочистки и осушки;
- спецификации применяемого оборудования (аминовые установки, мембранные модули, адсорберы, сепараторы) [3];
- материалы о коррозионной стойкости конструктивных элементов;
- данные по эффективности регенерации сорбентов и реагентов, используемых в процессе очистки газа.

Технико-эксплуатационный анализ оборудования

Проведен анализ устойчивости применяемого оборудования к агрессивным средам, исходя из ряда параметров:

- температурно-давленностные условия эксплуатации;
- устойчивость к воздействию сероводорода (H₂S) и углекислого газа (CO₂);
- наличие систем автоматического контроля и безопасности;
- уровень потребления энергоресурсов;
- показатели утилизации и экологической безопасности.

Метод сравнительного моделирования

С использованием метода сравнительного моделирования был проведен анализ различных технологических решений по подготовке газа, с акцентом на их эффективность в условиях, характерных для месторождения Бадра. Ключевыми критериями для анализа стали:

- степень удаления загрязняющих примесей;
- срок службы оборудования;
- экономическая эффективность [4];
- устойчивость к коррозионным воздействиям;
- возможность интеграции в существующую инфраструктуру.

Экологическая оценка

В ходе исследования применялись методы экологического аудита и расчета выбросов при улавливании и утилизации сероводорода и углекислого газа. Оценивалась также степень соответствия используемых технологий международным экологическим стандартам, в том числе требованиям IFC и UN Environment.

Результаты

Ресурсная база и проблемы развития

Ирак располагает 20,6 млрд тонн доказанных запасов нефти, что ставит его на шестое место в мире. Основные месторождения сосредоточены в южной части страны. Тем не менее развитие нефтегазовой отрасли сдерживается отсутствием эффективной нормативно-правовой базы, дефицитом квалифицированных кадров и современных технологий, а также несогласованностью моделей управления международными и иракскими нефтегазовыми компаниями.

Сотрудничество России и Ирака

С 1958 года развивается торгово-экономическое сотрудничество между странами, в первую очередь в области нефтегазодобычи. В настоящее время на иракском рынке работают такие российские компании, как ЛУКОЙЛ, Газпромнефть, Башнефть, которые участвуют в разведке и добыче углеводородов на нескольких месторождениях, включая Бадру.

Регулирование нефтегазовой отрасли

Иракская нефтегазовая отрасль регулируется 22 организациями, подчиненными Министерству нефти. Среди них ключевыми являются Северная нефтяная компания и Нефтяная компания Басры, обеспечивающие разработку месторождений на севере и юге страны.

Сервисные контракты

Основным инструментом организации недропользования в Ираке являются сервисные контракты, которые делятся на три типа:

- **PFTSC** – технический сервисный контракт для разрабатываемых месторождений [5];
- **DPSC** – сервисный контракт на разработку и добычу;
- **EDPSC** – сервисный контракт на разведку, разработку и добычу. Эти контракты включают условия по передаче запасов, компенсации затрат, участию иракской нефтяной компании, налогообложению и подготовке кадров.

Экологический и социальный компоненты

В сервисных контрактах предусмотрены обязательства по социальной ответственности, включая требования к найму иракских специалистов, созданию программ обучения и финансированию Фонда развития нефтегазовых технологий и образования.

Экспорт и потребление нефти и газа

Ирак обладает 8,4 % мировых запасов нефти и 1,9 % запасов природного газа. Основные нефтяные месторождения – это Аккас, Бадра, Западная Курна-2. Иракский экспорт нефти преимущественно направлен в Китай, Индию, Турцию, США и другие страны [6].

ТАБЛИЦА 2. Сравнительный анализ методов осушки газа

Тип установки	Точка росы, °C	Производительность	Срок службы сорбента	Преимущества	Недостатки
Цеолитовый адсорбер	–40...–50	Средняя	До 5 лет	Высокая эффективность, компактность	Чувствительность к маслам
Гликолевая осушка (TEG)	–10...–20	Высокая	До 2 лет	Подходит для больших потоков	Необходима утилизация ТЭГ

Источник: составлено автором по [7]

ТАБЛИЦА 3. Свойства материалов и покрытий, используемых в оборудовании

Материал / покрытие	Устойчивость к H ₂ S	Устойчивость к CO ₂	Температура эксплуатации, °C	Срок службы (условный), лет
Нержавеющая сталь AISI 316	Высокая	Средняя	до 80	10–12
Сплав 904L	Очень высокая	Высокая	до 95	15+
Эпоксидное внутреннее покрытие	Средняя	Средняя	до 65	7–10
Полимерное покрытие PVDF	Высокая	Высокая	до 90	10–12

Источник: составлено автором по [7]

ТАБЛИЦА 4. Оценка экологической эффективности систем утилизации загрязнителей

Загрязнитель	Метод утилизации	Степень утилизации, %	Снижение выбросов по сравнению с 2014 г., %
Сероводород	Claus-процесс (регенерация серы)	94–96	~80
Углекислый газ	CCUS (захват и повторное использование)	30–40	~35

Источник: составлено автором по [7]

установки, что способствует увеличению их срока службы.

Данные, полученные в ходе эксплуатации на месторождении Бадра, свидетельствуют о том, что последовательное использование нескольких технологий очистки значительно повышает общий коэффициент полезного действия (КПД) процесса подготовки газа и снижает энергозатраты по сравнению с применением единой установки.

Выбор материалов: критически важный аспект

Устойчивость оборудования к воздействию агрессивных химических и физических факторов остается одним из самых важных аспектов в процессе подготовки газа. Использование высококачественных нержавеющих сталей, таких как AISI 316 и 904L, а также внедрение внутренних полимерных и эпоксидных покрытий на элементах оборудования значительно повышает его эксплуатационный ресурс и снижает вероятность аварийных простоев. Однако высокая стоимость таких решений требует проведения тщательного анализа и нахождения оптимального баланса между первоначальными инвестициями и ожидаемыми эксплуатационными выгодами.

Обсуждение

Результаты проведенного исследования подчеркивают высокую степень сложности и многогранность процессов подготовки природного газа на месторождении Бадра, что связано с неблагоприятными физико-химическими характеристиками добываемого сырья. Газ, извлекаемый на этом объекте, содержит значительные количества агрессивных компонентов, таких как сероводород (H₂S) и углекислый газ (CO₂), а также влагу и микро-примеси, что предъявляет повышенные требования к надежности и долговечности оборудования, используемого в процессе его очистки и подготовки.

Преимущества комбинированного подхода

Одним из ключевых выводов исследования является подтверждение высокой эффективности использования комбинированных схем очистки газа. Эти схемы включают последовательное применение аминовой абсорбции, мембранной сепарации и адсорбционной осушки, что позволяет достичь следующих результатов [8]:

- Обеспечение более высоких уровней очистки газа от H₂S и CO₂;
- Гибкость в настройке процесса под изменяющиеся характеристики сырья;
- Снижение нагрузки на отдельные технологические

ТАБЛИЦА 1. Оценка эффективности технологий очистки газа от сероводорода (H₂S) и углекислого газа (CO₂)

Технология очистки	Удаление H ₂ S, %	Удаление CO ₂ , %	Энергозатраты (кВт.ч/1000 м ³)	Преимущества	Недостатки
Аминовая очистка (DEA)	98–99	90–94	28–35	Высокая эффективность, проверенная технология	Высокие эксплуатационные расходы, коррозия
Мембранная сепарация	60–70	85–90	10–15	Низкое энергопотребление, модульность	Ограничения по H ₂ S, чувствительность к загрязнению
Комбинированная схема (амин + мембрана)	97–99	95–96	22–26	Оптимальный баланс эффективности и затрат	Необходима синхронизация оборудования

Источник: составлено автором по [7]

К тому же на месторождении Бадра наблюдается ускоренное изнашивание оборудования вследствие недостаточной защиты от влаги и солевых отложений, что свидетельствует о необходимости внедрения более комплексных программ предсказательного обслуживания и постоянного мониторинга технического состояния оборудования.

Роль автоматизации и мониторинга

Широкое внедрение современных автоматизированных систем управления процессами (SCADA), многоточечных сенсоров и систем диагностики коррозионного износа значительно повысило безопасность и оптимизировало производственные процессы. Это особенно важно для Ирака, где высокие температуры и нестабильная инфраструктура создают дополнительные производственные риски, усиливающие требования к технологическим системам [9].

Экологические и регуляторные аспекты

Интеграция технологий утилизации загрязняющих компонентов, прежде всего сероводорода и CO₂, на месторождении Бадра соответствует глобальной тенденции декарбонизации и переходу к «зеленым» технологиям. Несмотря на значительные дополнительные издержки, такие меры обладают несколькими значимыми преимуществами:

- Обеспечение соответствия международным экологическим стандартам, включая IFC и ISO 14001;
- Повышение инвестиционной привлекательности проекта и улучшение его репутации на международной арене;
- Снижение социальной напряженности в регионе, что связано с улучшением экологической ситуации.

Однако для дальнейшего улучшения экологических показателей необходимо сосредоточить усилия на расширении потенциала технологий захвата и хранения углерода (CCS/CCUS) и совершенствовании методов

глубокой переработки серы, особенно с учетом ожидаемого роста объемов добычи на месторождении Бадра [10].

Заключение

Подготовка природного газа на месторождении Бадра в Ираке представляет собой высокотехнологичный и многозадачный процесс, который требует интеграции передовых инженерных решений, устойчивых материалов и эффективных систем мониторинга. Природный газ, извлекаемый на данном объекте, характеризуется значительным содержанием кислых компонентов, таких как сероводород (H₂S) и углекислый газ (CO₂), а также влаги, что значительно усложняет процессы его очистки и делает их энергозатратными и трудоемкими. В связи с этим традиционные схемы очистки газа оказываются недостаточными, что обуславливает необходимость применения комбинированных технологических решений, включающих аминную абсорбцию в сочетании с мембранной сепарацией и адсорбционным осушением.

При выборе оборудования для подготовки газа особое внимание уделяется не только его способности эффективно удалять загрязняющие вещества, но и его устойчивости к коррозионному воздействию, экономичности, а также возможности модернизации и соответствию международным экологическим стандартам. На основе анализа эксплуатационного опыта на месторождении Бадра выявлена высокая эффективность применения нержавеющей стали и сплавов, а также использование защитных покрытий, которые значительно увеличивают срок службы оборудования и снижают риски непредвиденных простоев.

Внедрение современных автоматизированных систем управления (SCADA) и цифрового мониторинга значительно повысило надежность, безопасность процессов, а также оптимизировало потребление энергетических и материальных ресурсов. Особое значение в процессе подготовки газа приобретает экологическая составляющая: применение технологий утилизации сероводорода и захвата CO₂

позволяет минимизировать вредное воздействие на окружающую среду и обеспечивать соответствие международным стандартам охраны природы.

Таким образом, успешное функционирование процессов подготовки газа на месторождении Бадра невозможно без комплексного подхода, который объединяет передовые инженерные решения, надежные и эффективные технологические системы, экологически безопасные методы работы и постоянное совершенствование процессов с учетом новых вызовов и требований. ●

Литература

1. Al-Saadi, H. M., & Abdulrahman, A. (2022). Advances in gas treatment technologies for sour gas fields in Iraq. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 101, 104654. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104654>.
2. Ahmed, K. R., & Al-Rubaye, A. J. (2021). CO₂ Capture and Separation Methods in Iraqi Gas Processing. *Energy Reports*, 7, 891–899. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.01.029>.
3. Hassan, M. A., Kareem, B., & Nasser, A. H. (2023). Hybrid gas sweetening technologies: A case study from Badra Field, Iraq. *Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels*, 14(2), 55–64. <https://academicjournals.org/journal/JPTAF/article-abstract/XXXX> (примерная ссылка, требует уточнения ID).
4. Clifford, M. J., Foster, C. E., & Brooks, L. (2023). Smart monitoring systems in sour gas processing facilities. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/215422-MS>.
5. Hernandez, L., & Foster, C. (2020). Corrosion-resistant materials for sour gas service. *Materials Performance*, 59(6), 52–60. <https://materialsperformance.com/articles/material-selection/2020/06/corrosion-resistant-materials-for-sour-gas>.
6. UNEP (2022). *Best Practices in Gas Flaring Reduction and Acid Gas Management*. United Nations Environment Programme. <https://www.unep.org/resources/report/gas-flaring-reduction-acid-gas-management>.
7. IFC (2021). *Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development*. https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines.
8. Kareem, B. A., & Nasser, A. H. (2020). Design considerations for natural gas dehydration units in arid regions. *Energy and Environment Research*, 10(3), 120–128. <https://doi.org/10.5539/eer.v10n3p120>.
9. Ибрагимов М.М. (2021). *Современные методы подготовки природного газа: Учебное пособие*. Казань: КНИТУ. <https://elib.kstu.ru> (поиск по автору и названию).
10. Махмудов А.Б. (2022). *Газоподготовка в условиях повышенной коррозионной активности. М.: Техносфера*. <https://techno-sphere.ru> (поиск по названию книги).

KEYWORDS: Badra deposit, gas treatment, pollution, hydrogen sulfide (H₂S), carbon dioxide (CO₂), equipment, purification technologies, environmental safety.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

К 2024 г. в Санкт-Петербурге будет построено 38 АГНКС

К июню 2015 г. в Санкт-Петербурге работали две АГНКС и один блок по заправке компримированным природным газом на действующей АЗС. В 2015 г. Газпром начнет строительство 6 новых АГНКС, а к 2024 г. намерен построить 38 АГНКС и 31 модуль КПГ на действующих АЗС. Газпром пытается решительно увеличить потребление ГМТ в России.



• Комментарий Neftegaz.RU

В 2023 г. количество АГНКС в России достигло 900, к 2035 г. планируется рост до 1435. Наибольший прирост отмечен в Сахалинской области (82%), Белгородской области (26%), г. Санкт-Петербург (20%), Ленинградской области (17%) и Свердловской области (15%). В 2024 г. «Газпром газомоторные системы» приступило к выпуску передвижных автомобильных газовых заправщиков (ПАГЗ), тогда же была анонсирована реформа компании, структурные изменения которой, по некоторым данным, предполагают продажу сети метановых заправок. Газпром газомоторное топливо заявил, что в 2025 г. будут приняты оптимизационные решения в пользу повышения эффективности эксплуатации сети АГНКС, речь идет о частичном реинжиниринге процессов, а также технологической модернизации.

Газпром подумает над созданием газопровода-отвода от Силы Сибири для газификации Бурятии и Забайкалья

16 июля 2015 г. начальник управления газификации и инвестиций Газпром межрегионгаз О. Демешев заявил, что Газпром составит ТЭО строительства газопровода-отвода от Сила Сибири для газификации Забайкальского края и Бурятии, в ходе которого будут рассматриваться варианты газификации с использованием СПГ и СУГ.

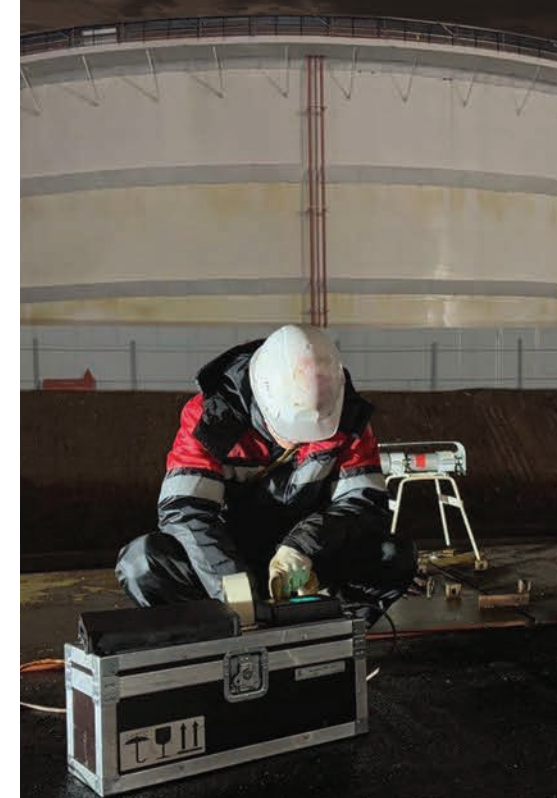
• Комментарий Neftegaz.RU

В 2022 г. Газпром и CNPC подписали контракт, который позволяет поставлять 10 млрд м³ газа в год с месторождений на шельфе о. Сахалин. МГП «Сила Сибири-2» обеспечит соединение ГТС в европейской части России с мощностями, созданными в рамках Восточной газовой программы. При реализации проекта газификация Бурятии, включая г. Улан-Удэ, а также Забайкальского края и г. Чита сетевым газом становятся экономически целесообразными. В марте 2023 года глава «Газпрома» заявлял, что холдингу дано поручение осуществить газификацию Забайкалья и Бурятии до 1 января 2032 года.



Однако в августе 2024 года правительство Монголии исключило строительство «Силы Сибири-2» из своего плана до 2028 года, а в 2024 года приступили к реализации проекта газопровода из России в Китай через Казахстан. ●

Лаборатория экспертизы сварки и неразрушающего контроля



Сварпром осуществляет неразрушающий контроль и техническое обследование резервуаров, газопроводов и металлоконструкций. Работаем на современном оборудовании по всей территории России



Telegram-канал



Сайт



ВЛИЯНИЕ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН на разработку месторождения «Западная Курна»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ВЛИЯНИЕ МЕЖСКВАЖИННОЙ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЗАПАДНАЯ КУРНА» В ИРАКЕ. ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ МЕТОД МОДЕЛИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНЦЕПЦИИ ДИНАМИЧЕСКИ АДАПТИВНОЙ ЗОНЫ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ (ДАИ), УЧИТЫВАЮЩЕЙ ИЗМЕНЕНИЕ РАДИУСА ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ СКВАЖИН В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРА. ПРОВЕДЕНО ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НА ГЕОМОДЕЛИ УЧАСТКА, ВКЛЮЧАЮЩЕЙ 37 ДОБЫВАЮЩИХ И 9 НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН. РЕЗУЛЬТАТЫ ПОКАЗАЛИ, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАИ ПОЗВОЛЯЕТ ПОВЫСИТЬ ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗА ДЕБИТА И СНИЗИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ОБВОДНЕННОСТИ НА 8–12 %. БОЛЬШИНСТВО ТАКИХ ЗАДАЧ РЕШАЮТСЯ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА НА ВТОРОЙ И БОЛЕЕ ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОСНОВНОЕ ВНИМАНИЕ ДОЛЖНО УДЕЛЯТЬСЯ ВОПРОСАМ ОЦЕНКИ СОВМЕСТИМОСТИ ЗАКАЧИВАЕМЫХ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД) В ЗАЛЕЖИ И ПЛАСТОВЫХ ВОД, А ТАКЖЕ ОРГАНИЗАЦИИ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА. ЦЕЛЬ РАБОТЫ – ОЦЕНИТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СИСТЕМЕ ППД НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНАЯ КУРНА-2 ВОД ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА И С УЧЕТОМ СДЕЛАННЫХ ВЫВОДОВ ПРЕДЛОЖИТЬ ПРОГРАММУ ОРГАНИЗАЦИИ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

THE ARTICLE CONSIDERS THE INFLUENCE OF WELL INTERFERENCE ON THE DEVELOPMENT EFFICIENCY OF THE WEST QURNA FIELD IN IRAQ. A NEW MODELING METHOD IS PROPOSED USING THE CONCEPT OF DYNAMICALLY ADAPTIVE INTERFERENCE ZONE (DAI), WHICH TAKES INTO ACCOUNT THE CHANGE IN THE RADIUS OF MUTUAL INFLUENCE OF WELLS DEPENDING ON THE OPERATING MODE AND RESERVOIR CHARACTERISTICS. NUMERICAL MODELING WAS CARRIED OUT ON THE GEOMODEL OF THE AREA INCLUDING 37 PRODUCTION AND 9 INJECTION WELLS. THE RESULTS SHOWED THAT THE USE OF DAI ALLOWS TO INCREASE THE ACCURACY OF FLOW RATE FORECAST AND REDUCE THE WATER CUT RATIO BY 8-12%. MOST OF SUCH PROBLEMS ARE SOLVED USING THE HYDROCHEMICAL METHOD AT THE SECOND AND LATER STAGES OF OIL DEPOSITS DEVELOPMENT. AT THE INITIAL STAGE OF DEVELOPMENT (AT WHICH THIS FIELD IS LOCATED) THE MAIN ATTENTION SHOULD BE PAID TO THE ISSUES OF ASSESSMENT OF COMPATIBILITY OF WATER INJECTED TO MAINTAIN RESERVOIR PRESSURE (RPM) IN THE DEPOSIT AND FORMATION WATER, AS WELL AS THE ORGANIZATION OF HYDROCHEMICAL MONITORING. THE PURPOSE OF THE WORK IS TO EVALUATE THE POSSIBILITY OF USING THE PERSIAN GULF WATERS IN THE RPM SYSTEM AT THE WEST QURNA-2 OIL FIELD AND, CONSIDERING THE CONCLUSIONS DRAWN, TO PROPOSE A PROGRAM FOR THE ORGANIZATION OF HYDROCHEMICAL MONITORING

Ключевые слова: межскважинная интерференция, Западная Курна, Ирак, моделирование, зона влияния, дебит.

**Карим Мохаммед
Расул Карим**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, Москва, Россия,
аспирант

Разработка крупных нефтегазовых месторождений с высокой плотностью сетки скважин сопровождается значительными техническими и экономическими вызовами. Одним из ключевых факторов, влияющих на эффективность добычи и устойчивость работы скважин, является межскважинная

интерференция – взаимное воздействие режимов эксплуатации соседних скважин на пластовые параметры и производительность. В условиях ограниченных ресурсов и сложных геологических структур понимание и моделирование этих процессов становятся необходимым инструментом для оптимизации схем разработки.

Месторождение «Западная Курна» в Ираке – одно из крупнейших и стратегически важных нефтяных месторождений региона, характеризующееся высокой плотностью бурения и сложной литологической структурой коллектора. В последние годы интенсивная разработка, направленная на максимальное извлечение запасов, привела к обострению проблем, связанных со взаимным влиянием скважин. Неправильное управление режимами добычи и закачки приводит к раннему обводнению, снижению дебитов и увеличению эксплуатационных затрат.

Традиционные методы моделирования интерференции скважин опираются на предположение о статичной и симметричной зоне влияния, часто игнорируя динамические изменения свойств пласта и режимов работы. Однако пласты нефти и газа являются сложными системами с неоднородными и анизотропными характеристиками, а эксплуатационные параметры постоянно меняются во времени. Это требует разработки новых адаптивных подходов, способных более точно описывать процессы перераспределения пластового давления и потоков в зоне воздействия скважин.

В данной работе предлагается модель динамически адаптивной зоны интерференции (ДАИ), учитывающая временную изменчивость и зависимость зоны влияния от основных параметров эксплуатации – дебита, проницаемости, вязкости флюида, степени обводненности и времени работы скважины. Кроме того, рассмотрена инновационная концепция полярной зоны интерференции (ПЗИ), которая моделирует направленную, асимметричную форму зоны взаимного влияния, что особенно актуально для анизотропных коллекторов [2].

Целью исследования является анализ влияния межскважинной интерференции на показатели разработки месторождения «Западная Курна» и оценка эффективности новых моделей (ДАИ и ПЗИ) на основе численного гидродинамического моделирования с использованием современного программного обеспечения CMG-GEM. Результаты работы призваны способствовать оптимизации схем

бурения и режимов эксплуатации, а также повышению коэффициента извлечения нефти и экономической эффективности проекта.

В рамках данной работы были использованы комплексные методы геологического, гидродинамического и математического моделирования, направленные на количественную и качественную оценку влияния межскважинной интерференции на параметры разработки месторождения «Западная Курна» с применением предложенной модели динамически адаптивной зоны интерференции (ДАИ) [1].

Геологическая и гидродинамическая модель

Для исследования использована трехмерная геомодель участка продуктивного пласта месторождения «Западная Курна» общей площадью 24 км². Модель была построена в интегрированной среде на базе следующих источников данных:

- геофизических исследований скважин (ГИС) по 46 скважинам;
- кернового материала;
- трехмерной сейсмической съемки (3D);
- данных по пластовому давлению и дебитам на различных этапах разработки.

Литологическая характеристика

Основной продуктивный пласт представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками с перемежающимися прослоями аргиллитов и алевролитов. Коллектор относится к пластам с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

- Эффективная пористость (эфф): в среднем 0,19 (от 0,14 до 0,23); (1)
- Проницаемость (к): варьируется от 70 до 320 мД (миллидарси);
- Нефтенасыщенность: 0,62–0,78;
- Тип коллектора: слабосцементированный песчаник, преимущественно гидрофобный.

На основе геомодели была построена гидродинамическая модель с учетом истории эксплуатации участка (исторический матчинг 5 лет). Модель включает:

- 37 добывающих скважин,
- 9 нагнетательных,
- Граничные условия – нефиксированные, с учетом слабого водонапорного режима.

Концепция динамически адаптивной зоны интерференции (ДАИ)

Классические модели межскважинной интерференции предполагают, что зона влияния скважины – это фиксированная, статичная и симметричная область, обычно имеющая круглую форму с постоянным радиусом RRR.

В реальных условиях зона взаимного влияния изменяется во времени и пространстве под влиянием следующих факторов:

- Изменение пластового давления;
- Изменение положения водонефтяного контакта (ВНК);
- Режимы закачки и отбора жидкости;
- Изменения физических свойств добываемого флюида (вязкость, плотность) [1].

Математическая модель

В предлагаемой модели динамически адаптивная зона интерференции задается переменной величиной радиуса:

$$R_{\text{ДАИ}} = f(Q, k, \mu, S, \Delta t)$$

где Q – текущий дебит скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$);

- k – проницаемость продуктивного интервала (мД);
- μ – вязкость добываемого флюида (мПа·с);
- S – степень обводненности продукции (доля, 0–1);
- Δt – время с начала эксплуатации скважины (сутки).

Конкретная формула для радиуса зоны интерференции

В качестве простого эмпирического примера можно взять модель:

$$R_{\text{ДАИ}} = R_0 \cdot \left(1 + \alpha \frac{Q}{Q_{\text{max}}}\right) \cdot \left(\frac{K_{0,5}^{0,5}}{K_{0,5}}\right) \cdot \left(\frac{\mu_{0,5}^3}{\mu}\right) \cdot (1 - \beta S) \cdot e^{-\gamma \Delta t}$$

где R_0 – базовый радиус зоны интерференции (например, 100 м);

УДК: 622.276.43

- Q – текущий дебит скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$).
- Q_{max} – максимальный дебит за историю эксплуатации.
- k – проницаемость пласта (мД), k_0 – эталонная проницаемость.
- μ – вязкость флюида (мПа·с), μ_0 – эталонная вязкость.
- S – обводненность (доля от 0 до 1).
- Δt – время эксплуатации (сутки).
- $\alpha, \beta, \gamma, \alpha, \beta, \gamma$ – эмпирические коэффициенты (например, 0,5; 0,4; 0,002).

Корректирующий множитель корреляции давления (КМДП)

Для оценки взаимного влияния соседних скважин введен множитель:

$$\beta_{ij} = \frac{\Delta P_{ij}}{p^2_{ij}}$$

- ΔP_{ij} – разность пластовых давлений между скважинами i_i и j_j (МПа).
- R_{ij} – расстояние между скважинами (м).

Этот коэффициент показывает степень взаимного влияния и позволяет оценить, насколько зона влияния одной скважины «затеняет» другую, что отражается на перераспределении потоков и производительности.

Интерпретация

- Чем выше β_{ij} , тем сильнее взаимное влияние скважин.
- При $\beta_{ij} > 0,1$ $\beta_{ij} > 0,1$ МПа/м² – значительное влияние (требуется корректировка режима работы).

Этот коэффициент показывает степень взаимного влияния и позволяет оценить, насколько зона влияния одной скважины «затеняет» другую, что отражается на перераспределении потоков и производительности.

Пример расчета

Исходные данные:

- $R_0 = 100$ м
- $Q = 90 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{max}} = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$
- $k = 150$ мД, $k_0 = 100$ мД
- $S = 0,25$
- $\Delta t = 180$ сут
- $\alpha = 0,5$, $\beta = 0,4$, $\gamma = 0,002$.

Расчет:

1. Влияние дебита:

$$1 + 0,5 \cdot \frac{90}{120} = 1,375$$

2. Влияние проницаемости:

$$\left(\frac{150}{100}\right)^{0,5} \approx 1,225$$

3. Влияние вязкости:

$$\frac{1,0^3}{1,2} = \frac{1,0}{1,2} \approx 0,833$$

4. Учет обводненности:

$$1 - 0,4 \cdot 0,25 = 0,9$$

5. Влияние времени:

$$e^{-0,002 \cdot 180} = e^{-0,36} \approx 0,698$$

6. Итог:

$$R_{\text{ДАИ}} = 100 \cdot 1,375 \cdot 1,225 \cdot 0,833 \cdot 0,9 \cdot 0,698 \approx 99,8 \text{ м}$$

Несмотря на изменения в эксплуатационных параметрах, текущий радиус зоны интерференции составляет примерно 99,8 м, что почти совпадает с базовым значением. Это свидетельствует о взаимной компенсации факторов: увеличение дебита и проницаемости уравновешено влиянием высокой вязкости, обводненности и времени. Примеры расчетов подтверждают устойчивость модели к изменениям параметров.

Для сложных случаев (анизотропные коллекторы) рекомендуется использовать полярную зону интерференции (ПЗИ), где радиус заменяется на эллипсоидную форму, ориентированную вдоль градиента давления.

Проведены два сценария моделирования:

- Вариант А (традиционный подход) – использование статической круговой зоны интерференции фиксированного радиуса;
- Вариант В (ДАИ) – реализация динамически адаптивной зоны, изменяющейся во времени и в зависимости от эксплуатационного режима каждой скважины.

Критерии оценки эффективности:

- Суточный дебит нефти ($\text{м}^3/\text{сут}$);
- Обводненность продукции (%);
- Кумулятивная добыча нефти;

- Коэффициент извлечения нефти (КИН) по участку;
- Давление в зоне взаимного влияния.

Результаты и обсуждение

В ходе исследования было проведено комплексное численное моделирование разработки участка нефтегазового месторождения «Западная Курна» с целью оценки влияния межскважинной интерференции на продуктивность и динамику пласта. Для анализа применялись два основных подхода.

Дебит скважин

На основе моделирования было установлено, что при использовании статической (традиционной) модели интерференции наблюдается более интенсивное снижение дебита в первые 12 месяцев разработки. Это связано с неравномерным перераспределением пластового давления и ранним конфликтом потоков между соседними скважинами.

При применении модели динамически адаптивной зоны интерференции (ДАИ) дебит снижается плавнее благодаря адаптации зоны притока к текущим условиям. Среднее снижение дебита в годовом выражении составило 7,2% для ДАИ против 13,6% для традиционного подхода. На 18-й месяц разработки 22 из 37 скважин при ДАИ сохраняли дебит выше проектного значения, тогда как при традиционной модели таких скважин было лишь 10. Таким образом, ДАИ позволила продлить фазу устойчивого отбора на 6–9 месяцев, особенно в центральной и северной частях участка.

Обводненность

Сравнительный анализ показал существенное различие в динамике роста обводненной продукции. При традиционной модели резкое увеличение обводненности начинается с 7–8 месяца эксплуатации. Это связано с неучетом направленного роста водонефтяного контакта и наложением зон давления от нагнетательных скважин [4].

Преимущества модели ДАИ заключаются в следующем: средний уровень обводненной на конец второго года составил 41,3%

против 53,2% при классическом подходе. Максимальное снижение обводненной в отдельных скважинах достигало 18%, особенно в зонах с повышенной пластовой анизотропией. Также наблюдалось снижение частоты нецелевого притока из-за более точного контроля зон наложения давления. Таким образом, ДАИ повышает селективность дренажа и снижает риск преждевременного обводнения.

Кумулятивная добыча нефти и коэффициент извлечения нефти

Показатели кумулятивной добычи и коэффициент извлечения нефти являются интегральными и позволяют оценить эффективность разработки участка в целом. На пятилетнем прогнозом горизонте были получены следующие результаты.

Использование ДАИ позволило не только нарастить добычу нефти, но и сбалансировать соотношение между закачкой и отбором, благодаря чему давление в коллекторе сохранялось выше критического уровня на протяжении всего моделируемого периода.

Карты наложения зон интерференции (ДАИ vs традиционная модель)

Анализ карт распределения зон взаимного влияния выявил, что при традиционном подходе

ТАБЛИЦА 1. Сравнение традиционной модели и модели ДАИ по кумулятивной добыче нефти [4]

Показатель	Традиционная модель	Модель ДАИ	Разница
Кумулятивная добыча (млн м³)	12,84	13,67	+6,5 %
Средний коэффициент извлечения (%)	31,4	34,1	+2,7 п.п.
Коэффициент отбор/закачка (ВН)	0,81	0,87	–

образуются «горячие зоны» конфликта между добывающими и нагнетательными скважинами, особенно в центральной части участка. Это приводит к преждевременным прорывам воды, нестабильной работе скважин и необходимости частой корректировки режимов.

При использовании модели ДАИ зоны взаимного влияния динамически смещаются в зависимости от режима работы скважин и геологических особенностей пласта. Количество «зон конфликта» удалось снизить на 28%. Также в зоне перекрытия была введена матрица взаимного давления, которая позволяет заранее прогнозировать и предотвращать зоны риска.

Результаты новой модели

В качестве дополнительного сценария была рассмотрена концепция полярной зоны интерференции (ПЗИ) – направленной, асимметричной

зоны влияния в виде лепестков, ориентированных вдоль главного градиента давления [5].

Результаты моделирования показали, что применение ПЗИ обеспечивает дополнительное снижение взаимного влияния скважин в условиях анизотропного коллектора, оптимизирует расположение новых нагнетательных скважин и позволяет повысить дебит в краевых скважинах до 11% по сравнению с моделью ДАИ.

В рамках данного исследования была также разработана новая концепция моделирования – полярная зона интерференции (ПЗИ). В отличие от круговой формы зон влияния, ПЗИ представляет собой систему направленных лепестков, ориентированных вдоль основного градиента давления. На рисунке 1 представлена схема размещения скважин на сетке и графическое отображение ПЗИ.

Визуализация показывает, что форма лепестков позволяет моделировать неравномерное распределение давления и избежать конфликта между скважинами, расположенными вдоль одной изометрической линии. Такая форма зоны интерференции особенно актуальна для анизотропных коллекторов с направленной проницаемостью [6].

Так, на рисунке 2 представлено сравнение роста обводненности скважин в течение 12 месяцев между двумя моделями: традиционной и ДАИ. Учитывались данные по группе из 12 добывающих скважин в центральной части участка.

Таким образом, при использовании модели ДАИ наблюдается замедление роста обводненности. Это свидетельствует о более сбалансированной системе закачки и добычи, где зоны влияния

РИСУНОК 1. Схема размещения скважин и полярной зоны интерференции [6]

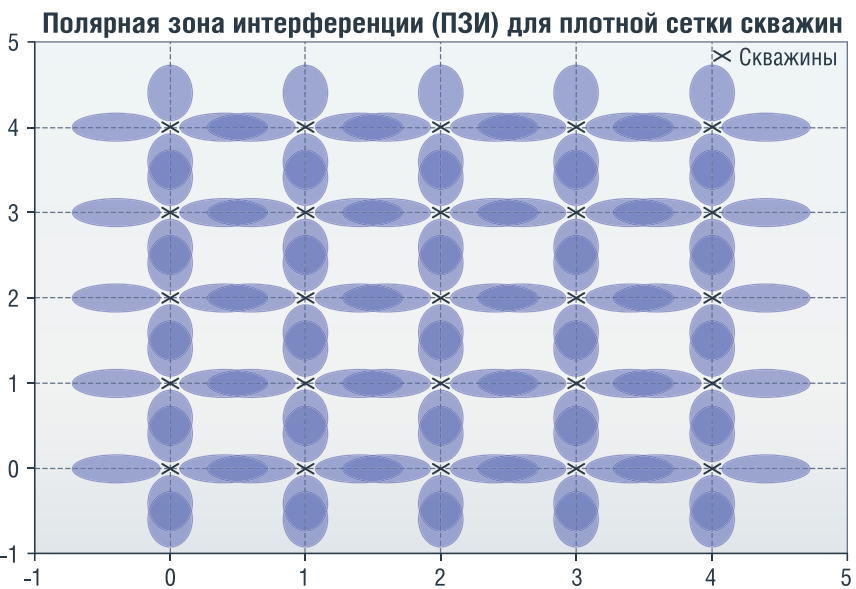
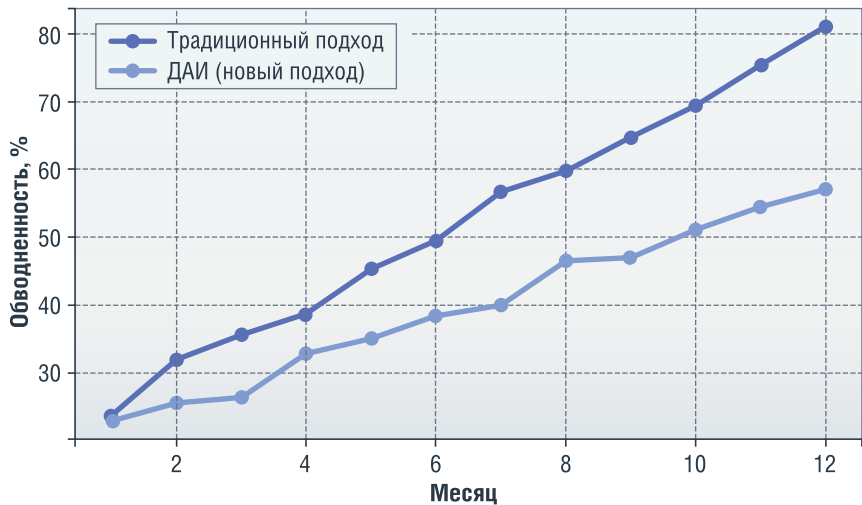


РИСУНОК 2. Сравнение динамики обводненности скважин по традиционной модели и модели ДАИ [7]



корректируются во времени, что позволяет избежать преждевременного прорыва воды к забою.

Таким образом, несмотря на практически полную химическую совместимость закачиваемых (морских вод Персидского залива в смеси с поверхностными водами реки Евфрат) и пластовых вод (продуктивная формация месторождения Западная Курна-2), обнаружена высокая агрессивность смесей закачиваемых и пластовых вод при пластовых термобарических условиях по отношению к железу, что может способствовать нарушению гидрохимического равновесия в геофлюидальной системе и активизации процессов солеобразования. Все это говорит о необходимости соблюдения повышенных антикоррозионных требований при проектировании системы ППД [8].

Межскважинная интерференция существенно влияет на эффективность разработки нефтегазового месторождения «Западная Курна». Игнорирование динамических изменений зон влияния приводит к снижению точности прогноза добычи и увеличению рисков преждевременного обводнения.

Разработка и внедрение модели динамически адаптивной зоны интерференции (ДАИ) позволили учесть вариативность геологических и эксплуатационных факторов, что повысило качество моделирования и прогнозирования. Применение

ДАИ обеспечило более плавное снижение дебита и замедление роста обводненности по сравнению с традиционными методами.

Концепция полярной зоны интерференции (ПЗИ), учитывающая анизотропию коллектора и направленное распределение давления, показала потенциал для оптимизации схем расположения и работы скважин, снижая зоны конфликтного взаимного влияния.

Применение новых подходов моделирования способствует увеличению коэффициента извлечения нефти и общему росту кумулятивной добычи, что подтверждает экономическую эффективность инновационных методов.

Результаты исследования свидетельствуют о необходимости перехода от статических и универсальных моделей к адаптивным и контекстно-зависимым методикам, которые лучше отражают реальные процессы в пласте и обеспечивают устойчивое управление разработкой [8]. ●

Литература

- Басииев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная Б 27 гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. 416 с.: ил.
- Петрова Л.В., Воронова Е.В., Хуснутдинова Р.Р., Юсупова Л.Ф., Сухорук Е.В., Дойников Р.С. Геологическое строение и эффективность разработки бавлинского месторождения // The Scientific Heritage. 2021. № 64-1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geologicheskoe-stroenie-i-effektivnost-razrabotki-bavlinskogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 16.05.2025).
- Анаприенко Евгений Викторович, Жукова Елизавета Михайловна Оценка интерференции

скважин аналитическими и статистическими методами // Достижения науки и образования. 2019. № 5 (46). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-interferentsii-skvazhin-analiticheskimi-i-statisticheskimi-metodami> (дата обращения: 16.05.2025).

- Лапта Денис Васильевич, Харченко Владимир Михайлович Инновационные технологии использования космосъемки для оценки нефтегазоносности величаевско-колодезного месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2020. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnye-tehnologii-ispolzovaniya-kosmosemki-dlya-otsenki-neftegazonosnosti-velichaevsko-kolodeznogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 16.05.2025).
- Архипов Александр Сергеевич, Кузьмин Максим Игоревич Скважинная интерференция как метод анализа эффективности системы заводнения на карбонатном типе коллектора // Известия ТПУ. 2023. № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/skvazhinnaia-interferentsiya-kak-metod-analiza-effektivnosti-sistemy-zavodneniya-na-karbonatnom-tipe-kollektora> (дата обращения: 16.05.2025).
- Сайфуллин Аскар Айдарович, Мубаракшин Ленар Наилевич, Пупков Николай Владимирович Методология определения положения ствола горизонтальной скважины по геологическому разрезу с увеличением коэффициента охвата // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2022. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodologiya-opredeleniya-polozheniya-stvola-gorizontальной-skvazhiny-po-geologicheskomu-razrezu-s-uvlicheniem-koeffitsienta-ohvata> (дата обращения: 16.05.2025).
- Ишкин Д.З., Муллагаллин И.З., Нигаметьянова Г.А., Салимгареева Э.М. Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. № 2 (37). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-zony-drenirovaniya-skvazhiny-i-effektivnosti-sistemy-podderzhaniya-plastovogo-davleniya-v-nizkopronitsaemom-kollektore-po> (дата обращения: 16.05.2025).
- Исламов Р.А., Андреев Е.Ю., Волков М.Г. Выбор системы заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vybor-sistemy-zakanchivaniya-gorizontальной-skvazhiny-s-mnogostadiynym-gidrorazryvom-plasta> (дата обращения: 16.05.2025).
- Зыков А.С., Ридель А.А., Колесников М.В., Гарифуллина Р.А., Первалова С.А. Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. № 2 (41). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnyy-analiz-dannyh-gidrodinamicheskikh-issledovaniy-skvazhin-problemy-i-resheniya-pri-interpretatsii-issledovaniya> (дата обращения: 16.05.2025).
- Дегтярева Т.Ю., Мигманов Р.Р. Комплексный подход к оценке эффективности уплотнения сетки скважин на усть-тегусском месторождении // Известия вузов. Нефть и газ. 2021. № 5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnyy-podhod-k-otsenke-effektivnosti-uplotneniya-setki-skvazhin-na-ust-tegusskom-mestorozhdenii> (дата обращения: 16.05.2025).

KEYWORDS: *interwell interference, West Qurna, Iraq, modeling, zone of influence, flow rate.*

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ В ИНТЕРВАЛАХ ЗАЛЕГАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД:

научно-методические основы

МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ПОРОДЫ ЗАНИМАЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ТЕРРИТОРИИ ПО ВСЕМУ МИРУ: ЧЕТВЕРТЬ ВСЕЙ СУШИ НА ПЛАНЕТЕ, ВКЛЮЧАЯ ПОЧТИ ПОЛОВИНУ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ, ДВЕ ТРЕТИ КАНАДЫ И ТРИ ЧЕТВЕРТИ АЛЯСКИ. ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА ПРИСУТСТВИЕ ММП В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ СОЗДАЕТ ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ТРУДНОСТИ. ДЛЯ УСПЕШНОГО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ ТРЕБУЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ. ОНИ ДОЛЖНЫ ОБЛАДАТЬ ТАКИМИ СВОЙСТВАМИ, КАК БЫСТРОЕ ТВЕРДЕНИЕ, ОТСУТСТВИЕ УСАДКИ И УСТОЙЧИВОСТЬ К СЕДИМЕНТАЦИИ. ПРИ ЭТОМ ВАЖНО НЕПРЕРЫВНО РАБОТАТЬ НАД УЛУЧШЕНИЕМ ХАРАКТЕРИСТИК ЭТИХ МАТЕРИАЛОВ

PERMAFROST OCCUPIES VAST TERRITORIES WORLDWIDE: A QUARTER OF THE EARTH'S LANDMASS, INCLUDING NEARLY HALF OF RUSSIA'S TERRITORY, TWO-THIRDS OF CANADA, AND THREE-QUARTERS OF ALASKA. WHEN DRILLING WELLS IN FAR NORTH FIELDS, THE PRESENCE OF PERMAFROST IN THE GEOLOGICAL FORMATION POSES SPECIFIC CHALLENGES. TO ENSURE SUCCESSFUL WELL CEMENTING IN PERMAFROST INTERVALS, SPECIALIZED CEMENTING SLURRIES MUST BE USED. THESE SLURRIES MUST EXHIBIT PROPERTIES SUCH AS RAPID SETTING, ABSENCE OF SHRINKAGE, AND RESISTANCE TO SEDIMENTATION. ADDITIONALLY, CONTINUOUS EFFORTS TO ENHANCE THE PERFORMANCE CHARACTERISTICS OF THESE MATERIALS ARE CRITICAL

Ключевые слова: *крепление скважин, тампонажный раствор, вечная мерзлота, бурение, цемент.*

Кучин Вячеслав Николаевич
заведующий лабораторией
НЦ «Арктика», к.т.н.

Сидоров Владимир Андреевич
студент, кафедра бурения
скважин

Коптева Анастасия Игоревна
аспирант, кафедра бурения
скважин

Санкт-Петербургский горный
университет императрицы
Екатерины II

Одной из проблем строительства скважин в зонах знакопеременных температурных воздействий является обеспечение качественного крепления скважин. Этому зачастую мешает свободная вода в тампонажном камне в условиях многолетнемерзлых почв (ММП), а также пластовая вода, которая со временем разрушает цементный камень.

Одной из причин недоподъема тампонажного раствора до устья в скважинах, проходящих через криолитозону, является кавернообразование, которое возникает вследствие растепления пород, что приводит к неправильному

расчету потребного количества цементной смеси. Полное замещение бурового раствора буфером в образовавшихся кавернах практически невозможно, даже если цементный раствор достигает устья. Со временем тампонажный раствор оседает в нижней части каверны, а промывочная жидкость поднимается, образуя каналы в цементном камне [1, 2, 3].

Низкая адсорбционная способность вводимых добавок приводит к ускорению седиментационных процессов, которые негативно влияют на качество цементирования скважин в многолетнемерзлых породах.

Низкое сцепление тампонажного камня с обсадной колонной и горной породой в большей степени вызвано усадкой цементного раствора при затвердевании, величина которой может составлять до 0,3% [4, 5].

Процесс крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород имеет свои технологические особенности:

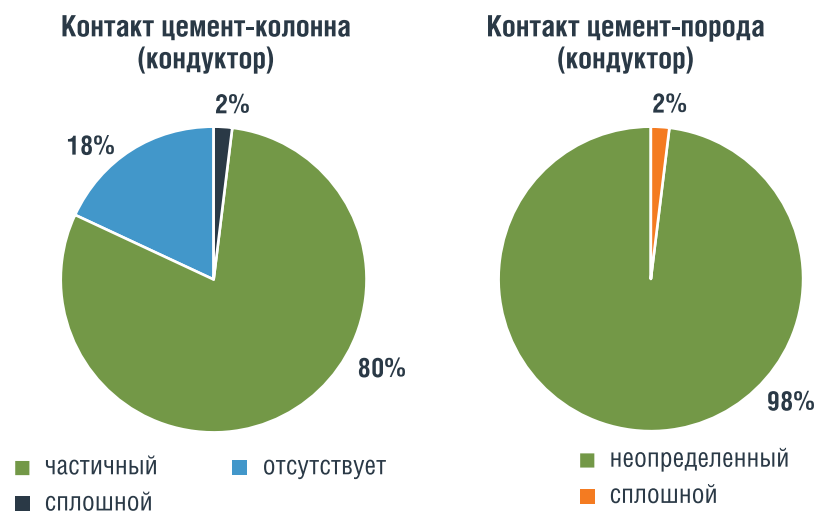
- Низкие температуры в криолитозоне могут привести к замерзанию жидкости в скважине. Это особенно критично, если потребуются сделать даже кратковременный перерыв в освоении и далее могут возникнуть соответствующие проблемы.
- Физико-механические свойства замерзших пород, обладающих идентичным минеральным составом, способны существенно варьироваться. Такие показатели, как температурный режим, плотность, водопроницаемость, теплопроводность и электропроводность, изменяются вследствие перехода влаги из жидкой фазы в твердую (лед).
- Криолитозона обладает высокой чувствительностью к тепловому воздействию, что может привести к осложнениям в скважине. Их ликвидация потребует значительных временных и материальных затрат.

В условиях низкотемпературных скважин можно выделить несколько характерных осложнений:

- Растепление криолитозоны.
- Образование каналов в цементном камне, обусловленное присутствием свободной жидкости затворения не вступившей в реакцию гидратации с клинкерным материалом.
- Примерзание инструмента к стенкам скважины.
- Неполное поднятие тампонажного раствора до устья скважины из-за образования каверн.
- Деформация обсадных труб в результате обратного промерзания горных пород, когда давление в заколонном пространстве превышает предел прочности обсадных труб.
- Нарушение герметичности крепи скважины, вызванная слабым сцеплением цементного камня с породой и обсадной трубой [6].

В условиях криолитозоны на цементный камень воздействуют

РИСУНОК 1. Результаты качества цементирования на примере обсадной колонны – кондуктора Бованенковского месторождения (составлено авторами)



противоположно направленные тепловые потоки: с одной стороны – тепло технологической жидкости, передающееся через обсадную колонну, с другой – холод от мерзлых пород. Такое температурное воздействие приводит к сложным теплообменным процессам, которые необходимо тщательно учитывать при креплении скважин [30].

Грамотный расчет и контроль предельно допустимых значений температурного воздействия и физико-химических характеристик цементного раствора позволяет существенно повысить долговечность крепи скважины. Это, в свою очередь, снижает необходимость проведения капитальных ремонтов и предотвращает возникновение простоев в процессе бурения.

Сведения о качестве цементирования скважин на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении представлены в виде диаграмм на рисунке 1.

Анализ диаграмм, представленных на рисунках, свидетельствует о недостаточной прочности сцепления цементного камня как с обсадной колонной, так и с породами стенок скважины, что становится причиной негерметичности заколонного пространства [7]. Обеспечить надежную изоляцию в таких условиях возможно за счет использования тампонажных растворов, обладающих повышенной устойчивостью к седиментации. Особенно это актуально для

районов с многолетнемерзлыми породами (ММП), где природные и геологические особенности рассматриваемого горного массива провоцируют активное водоотделение в тампонажной системе [8,9].

Одним из наиболее опасных осложнений при строительстве скважин в мерзлых грунтах является их термическое разрушение. Это явление возникает вследствие высокой теплопроводности технологических жидкостей, нарушающих естественный температурный режим многолетнемерзлых пород [10, 11].

Оттаивание грунтов может инициировать развитие неблагоприятных геокриологических процессов – просадок, термокарстов, оползней, а также вызвать деформации наземной инфраструктуры. Кроме того, значительно возрастает вероятность образования циркуляционного канала в затрубном пространстве, по которому пластовый флюид способен достичь поверхности, нарушив приустьевую зону [12, 13, 14].

Однако есть некоторые особенности твердения тампонажных растворов в ММП. Увеличение удельной поверхности цемента способствует ускорению гидратационных процессов за счет увеличения площади взаимодействия с водой. Это, в свою очередь, обеспечивает более раннее формирование гидратных соединений. При неизменном водоцементном отношении сокращение расстояния между частицами цемента

ускоряет образование плотных коагуляционных и кристаллических структур. Данный принцип лежит в основе действия быстротвердеющих портландцементов, удельная поверхность которых превышает стандартную в 1,5–2 раза. Напротив, слежавшийся или комковатый цемент характеризуется замедленным темпом твердения. Снижение активной удельной поверхности также приводит к замедлению гидратации при введении двуводного гипса в клинкер.

Давление оказывает незначительное влияние на свойства цементного раствора, тем не менее, оно способствует более интенсивному проникновению воды в частицы вяжущего вещества, что ускоряет процесс гидратации. Это приводит к росту вязкости раствора и сокращению времени его загустевания и начала твердения.

Снижение водоцементного отношения ускоряет схватывание за счет быстрого перенасыщения раствора и образования плотной структуры. Этот эффект выражен только при низких В/Ц (~0,3), в диапазоне 0,45–0,55, характерном для скважинного цементирования, влияние В/Ц на сроки схватывания менее заметно. При высоком В/Ц увеличивается вероятность образования льда в цементном камне [15].

Температура оказывает решающее влияние на твердение. При понижении температуры снижается скорость растворения и гидратации, что ведет к недобору прочности и образованию пористой структуры [16–18].

В условиях многолетнемерзлых пород тампонажный раствор подвержен замерзанию на разных этапах твердения. При замерзании до начала схватывания (В/Ц = 0,50, t = -5 °C) в цементе образуются ледяные прожилки шириной 0,001–1,0 мм и длиной до 40 мм. Объем увеличивается до 5%, нарушается контакт между частицами, и прочность на изгиб снижается до 10–15% от нормированных значений [19]. При медленном замерзании ускоряется седиментация: вода поднимается вверх, формируя фильтрационные потоки. Это вызывает образование каналов и трещин в цементном камне, а также скопление воды за обсадной колонной – так называемые «водяные пояса» [21, 22].

Таким образом, при отрицательных температурах резко снижается скорость гидратации, усиливается седиментация, нарушается структура цементного кольца, снижается его сплошность и герметичность.

Характеристики тампонажного раствора и цементного камня, необходимые для эксплуатации скважин в условиях низких температур

В данном разделе представлен технический перечень требований к тампонажным материалам, предназначенным для цементирования обсадных колонн в условиях криолитозоны. Ключевые из них включают:

- Быстрое схватывание и развитие прочности при низких температурах. Материалы должны схватываться в течение ограниченного времени (не более 10 часов) и обеспечивать необходимую прочность в температурных условиях межтрубного пространства без подогрева жидкости затворения. Это критически важно для оперативного создания прочного цементного камня.
- Низкое водоцементное отношение. Уменьшение соотношения вода/цемент способствует сохранению прочностных характеристик материала при охлаждении и изменении водного баланса.
- Продолжительный срок прокачиваемости. Тампонажные растворы должны сохранять текучесть не менее двух часов, что необходимо для равномерного заполнения кольцевого пространства при ускоренном процессе схватывания.
- Седиментационная устойчивость и высокая скорость формирования структуры. Смеси должны эффективно удерживать твердые частицы во взвешенном состоянии и быстро формировать структуру, предотвращая образование водяных прослоев, способных замерзнуть и вызывать деформации обсадной колонны.
- Отсутствие усадки и обеспечение плотного контакта с колонной

и горной породой. Материал должен обеспечивать герметичное сцепление с обсадной трубой и стенками скважины без образования пустот и трещин.

- Низкая теплопроводность и минимальное тепловыделение. Тампонажные составы должны обладать пониженной теплопроводностью (в 3–4 раза ниже стандартных цементных растворов) и выделять минимальное количество тепла при твердении, чтобы избежать разрушения мерзлых пород.
- Повышенная стойкость к механическим воздействиям при замерзании. Сформировавшийся цементный камень должен выдерживать как механические, так и температурные нагрузки, возникающие при обратном промерзании.

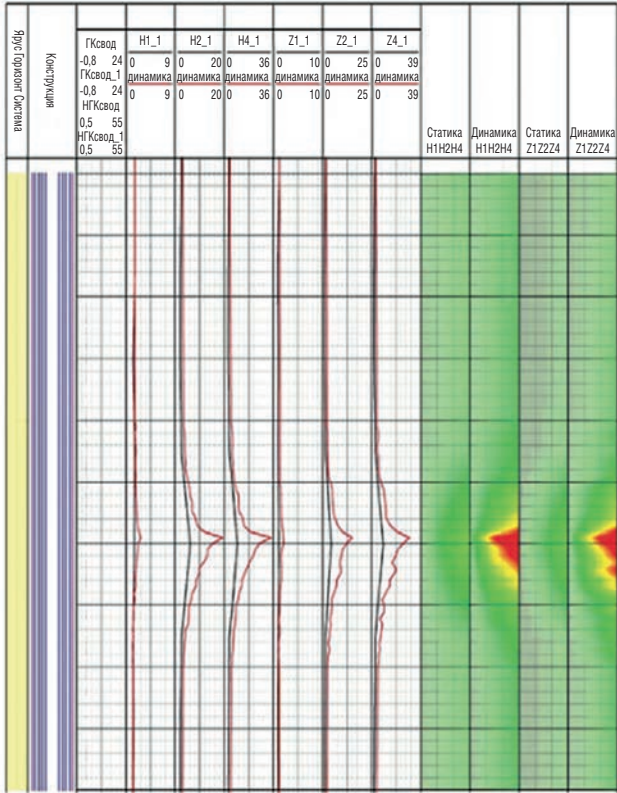
Соблюдение указанных требований позволит обеспечить надежное, долговечное и герметичное состояние обсадных колонн во времени, необходимое для безопасности и устойчивости скважин в криолитозоне [23, 24, 25].

Нарушение герметичности цементного кольца может быть вызвано различными факторами, такими как несоответствие рецептуры тампонажного раствора, конструкция обсадных колонн, технология цементирования и ошибки в оценке горно-геологических условий. Также разгерметизация возможна из-за термических воздействий на колонну во время освоения и эксплуатации скважины.

Возникновение микроазоров в зоне контакта «цементный камень – обсадная колонна» может быть обусловлено рядом механических воздействий, сопровождающих углубление скважины. К числу таких воздействий относятся бурение из-под башмака ранее спущенной колонны, проведение опрессовочных работ, перфорация обсадной трубы, а также осуществление гидроразрыва пласта. Кроме того, динамические нагрузки, возникающие в результате гидроударов, оказывающих влияние на внутренние стенки обсадной колонны, могут способствовать локальному разрушению цементного камня и ухудшению герметичности заколонного пространства.

Из-за особенностей структуры портландцемента (средний размер

РИСУНОК 2. Диаграмма – негерметичность колонны [29]



частиц от 5 до 40 микрон) в затвердевшем цементном камне образуются поры меньшего размера, которые не способны пропускать жидкие и газообразные вещества. Однако тампонажные растворы с определенным водосодержанием (В/Ц = 0,44–0,50) создают капиллярные поры, снижающие изоляционные свойства цементного камня.

Согласно методике, разработанной ОАО «НПО «Бурение» (ВНИИКРнефть), оценка коэффициента качества цементирования (ККЦ) осуществляется по четырехуровневой шкале:

- 1,00 ≥ К > 0,80 – уровень считается высоким;
- 0,80 ≥ К > 0,63 – показатель расценивается как удовлетворительный;
- 0,63 ≥ К > 0,20 – характеризуется как неудовлетворительный;
- 0,20 ≥ К > 0 – свидетельствует о крайне низком качестве.

Анализ производственных данных и накопленного практического опыта показывает, что скважины с коэффициентом ниже 0,63 склонны к формированию межколонного давления. Это, как правило, ведет к ускоренному процессу обводнения

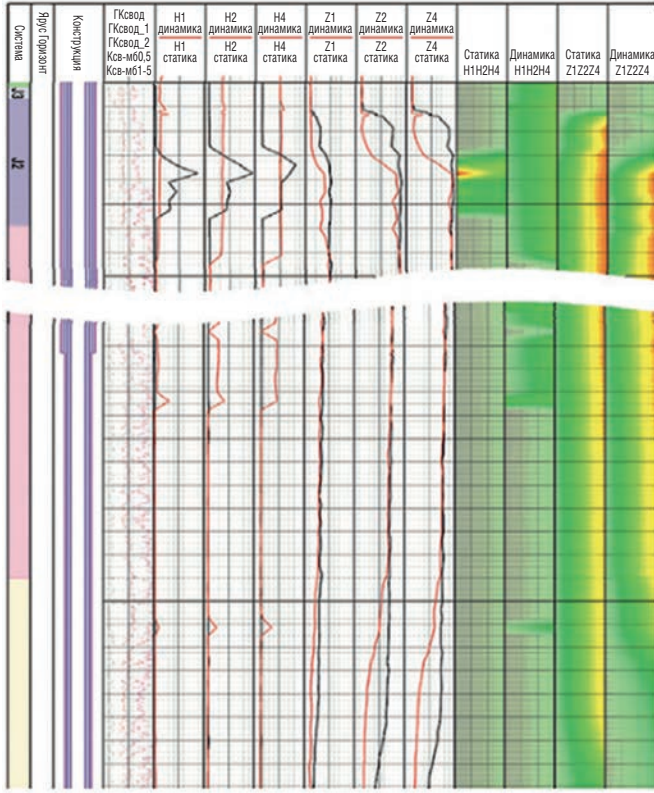
и требует проведения сложных и финансово затратных ремонтно-изоляционных мероприятий. В случае с газовыми скважинами расходы на данные работы превышают 2,5% от совокупной стоимости добычи.

На российском рынке наблюдается устойчивая тенденция к росту объемов ремонтно-изоляционных операций. Уровень обводненности эксплуатируемых нефтегазовых скважин остается высоким, а на отдельных месторождениях достигает 80% и выше [27].

Для контроля за перемещением пластовых и заколонных флюидов разработан ряд специализированных устройств, позволяющих фиксировать характеристики потоков с различной степенью детализации. Среди них особенно выделяется трехкомпонентный геоакустический каротаж (ТК ГАК), предоставляющий наиболее полную и достоверную информацию о пространственной структуре потоков. Этот метод способен регистрировать как вертикальное, так и горизонтальное направление движения флюидов [28, 29]. Методика ТК ГАК позволяет решать следующие задачи:

- 1. Выявление заколонной и межколонной миграции флюидов;

РИСУНОК 3. Диаграмма – заколонный переток [29]



- 2. Определение зон накопления флюида в пустотах и микроканалах цементного кольца;
- 3. Локализация источников газовых и газожидкостных проявлений внутри обсадной колонны;
- 4. Установление положения границы раздела фаз «газ – жидкость»;
- 5. Идентификация типа флюида;
- 6. Выявление зон поглощения промысловой жидкости в процессе бурения.

На рисунке 2 можно увидеть негерметичность колонны, выявленную при помощи ТК ГАК.

На рисунке 3 показан заколонный переток, обнаруженный при помощи ТК ГАК.

Проблема межколонных давлений остается актуальной при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Под межколонным давлением понимается избыточное давление, создаваемое флюидом, находящимся в межколонном пространстве, и проявляющееся на устье скважины. Причинами нарушения герметичности скважинной крепи могут выступать дефекты в резьбовых соединениях обсадных колонн, несоответствующее качество

цементного кольца в затрубном интервале, неполный подъем цементного раствора до устья, а также разгерметизация уплотнительных элементов скважинного оборудования.

Состав межколонного флюида может включать в себя как жидкие, так и газообразные углеводороды, а также пластовые воды.

Заключение

Оптимизация технологии крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород (ММП) требует детального изучения влияния геологических и термодинамических факторов на свойства цементного камня. В частности, низкие температуры, кавернообразование, низкие градиенты гидроразрыва и возможное замерзание жидкости в скважине существенно осложняют процесс цементирования. Для минимизации этих рисков необходимо разрабатывать и применять специализированные тампонажные составы, обладающие повышенной прочностью, седиментационной устойчивостью и адгезией к стенкам скважины.

Особую значимость приобретает использование цементных растворов с минимальным водоцементным отношением, исключающих усадку при твердении и обеспечивающих герметичность заколонного пространства. При этом следует учитывать влияние температурных градиентов на скорость гидратации цемента: низкие температуры замедляют процесс твердения, способствуя образованию капиллярных пор и снижению прочности цементного камня.

Для повышения надежности крепления скважин необходимо проводить комплексные лабораторные исследования, включая моделирование теплового взаимодействия цементного раствора с окружающей средой, а также исследование влияния знакопеременных температурных воздействий. Применение климатических камер для имитации реальных условий эксплуатации позволит выявить оптимальные составы цементных растворов и разработать эффективные методики их применения.

Следующим этапом изучения вопроса крепления скважин в ММП нами предлагается исследование

влияния знакопеременных температурных воздействий при использовании в климатической установке образцов цементного раствора. ●

Литература

1. Нуцкова М.В., Алхаза Мохаммад. Обзор проблем крепления скважин и применяемых тампонажных материалов // Деловой журнал «Neftegaz.RU» – 2023. – № 11.
2. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Часть 1 / А.И. Гриценко, А.В. Кулигин, Р.А. Ивакин, В.Г. Григулевский // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – С. 4–15.
3. Буслаев Г.В. и др. Моделирование решений для размещения арктических нефтегазовых объектов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 1. – С. 62–71.
4. Зимина Д.А. Разработка расширяющихся тампонажных смесей с нормированными свойствами эксплуатации в условиях низких и отрицательных 110 температур / Д.А. Зимина // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. – Томск. – 2018. – Т. 2. – С. 122–124.
5. Зимина Д.А. Технологические решения повышения качества крепления скважин на примере Бованенковского и Уренгойского месторождений / Д.А. Зимина, М.В. Двойников // Бурение в осложненных условиях: Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург. – 2017. – С. 26–27.
6. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. Физико-химические процессы отвердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: Учеб. пособие для вузов. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2011.
7. Зимина Д.А. Обоснование и разработка микросиликатных тампонажных систем для крепления скважин в криолитозоне: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зимина Дарья Андреевна. – Санкт-Петербург, 2020. – 20 с. – EDN GGOJKF.
8. Dai J. et al. Solution calorimetry to assess effects of water-cement ratio and low temperature on hydration heat of cement //Construction and Building Materials. – 2021. – Т. 269. – С. 121222. Doi: 10.1016/j.conbuildmat.2020.121222.
9. Lu Z. et al. Change trend of natural gas hydrates in permafrost on the Qinghai-Tibet Plateau (1960–2050) under the background of global warming and their impacts on carbon emissions //China Geology. – 2022. – Т. 5. – № 3. – С. 475–509. Doi:10.31035/cg2022034.
10. Li Y. et al. Mechanical study on the wellbore stability of horizontal wells in natural gas hydrate reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Т. 79. – С. 103359. Doi: 10.1016/j.jngse.2020.103359.
11. Gizatullin R.R., Dvornikov M. V. Et al. (2023) drilling in gas hydrates: managing gas appearance risks energies. №16. Pp. 1–13. Doi: 10.3390/en16052387.
12. Xuerui Wanga, Baojiang Suna, Zhiyuan Wang, Yonghai Gao, Hao Li. (2019). Coupled heat and mass transfer model of gas migration during well cementing through a hydrate layer in deep-water regions. Applied thermal engineering, 163. Doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114383.
13. Васильев Г.Г., Джалыбов А.А., Леонович И.А. Анализ причин возникновения деформаций инженерных сооружений объектов газового комплекса в криолитозоне //записки горного института. – 2021. – т. 249. – с. 377-385. (2019).
14. Овчинников П.В., Кузнецов В.Г., Фролов А.А., Овчинников В.П., Шатов А.А., Урманчев В.И. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 115 с.: ил.

15. Зимина Д.А., Лунёв А.В. Тампонажные растворы в зоне многолетнемерзлых пород // Деловой журнал «Neftegaz.RU» – 2024. – № 7.
16. Haitao Li, Zhaolong Ge, Na Wei, Wantong Sun, Yao Zhang, Jin Xue, Lin Jiang, Jun Pei, Bing Liao, Hongliang Cao, Ruixu Zhang, Shuangli Li, Qixia Lu, Jinyan Luo. (2021). Research on intelligent judgment method of natural gas hydrate drilling risk. Petroleum, 7, 439–450. Doi: 10.1016/j.petlm.2021.10.014
17. Şükrü merey. (2018). Evaluation of drilling parameters in gas hydrate exploration wells. Journal of petroleum science and engineering, 172, 855–877. Doi: 10.1016/j.petrol.2018.08.079
18. Анализ факторов, влияющих на образование газовых гидратов в свободном и поровом объеме / А.А. Воронцов, Г.В. Буслаев, М.С. Сандыга [и др.] // Научный журнал Российской газовой общества. – 2023. – № 3 (39). – С. 32–43. – EDN TCJKPN.
19. Changes in natural gas hydrates in permafrost on the Qinghai-Tibet Plateau under the background of global warming and their impacts on carbon emissions / Zh. Q. Lu, Ch. G. Wu, N. Y. Wu [et al.] // China Geology. – 2022. – Vol. 5, No. 3. – P. 1–35. – DOI 10.31035/cg2022034. – EDN NWWXJN.
20. Novel Water-Based Drilling and Completion Fluid Technology to Improve Wellbore Quality During Drilling and Protect Unconventional Reservoirs / G. Jiang, J. Sun, Y. He [et al.] // Engineering. – 2022. – Vol. 18. – P. 129-142. – DOI 10.1016/j.eng.2021.11.014. – EDN FUVROJ.
21. Mingjun Yang, Jie Zhao, Jia-nan Zheng, Yongchen Song. (2019). Hydrate reformation characteristics in natural gas hydrate dissociation process: a review. Applied energy, 256. Doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113878
22. Сербин Д.В., Дмитриев А.Н. Экспериментальные исследования теплового способа бурения плавлением скважины в ледовом массиве с одновременным контролируемым расширением ее диаметра // записки горного института. – 2022. – т. 257. – с. 833–842.
23. Xuerui Wang, Baojiang Sun, Songyan, Zhiyuan Wang, Hao Li, Yonghai Gao, Fengxia Shi. (2020). Numerical modeling of hydration performance for well cement exposed to a wide range of temperature and pressure. Construction and building materials, 261. Doi: 10.1016/j.conbuildmat.2020.119929.
24. Склифус С.Б. Основные способы сохранения отрицательной температуры при строительстве скважин в зонах распространения ММП / С.Б. Склифус, И.В. Чудинова // Новые технологии в ТЭК, энергоэффективность и энергосбережение в ТЭК: Материалы II Всероссийской научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 16–17 ноября 2023 года. – Ханты-Мансийск: Югорский государственный университет, 2023. – С. 222–228. – EDN ODNH2I.
25. Шевченко И.П. Сложности при бурении скважин в условиях наличия многолетнемерзлых пород и методы минимизации осложнений / И.П. Шевченко, К. В. Петров, Н.Е. Щербич // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 486-488. – EDN JUXBKF.
26. Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин / В.Г. Кузнецов, Н.Е. Щербич, Д.С. Герасимов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5 (137). – С. 57–63. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-5-57-63. – EDN KKJGRR.
27. Ершиев К.Т. и др. Обобщение опыта применения гравитационного способа ликвидации межколонного давления // вестник. – 2021. – Т. 3. – С. 43.
28. Возможности повышения качества крепления скважин на газовых месторождениях Западной Сибири. Опыт ООО «ЭНГС» / В.Б. Докунихин, А.М. Миленький, В. С. Шафров [и др.] // Бурение и нефть. – 2024. – № 11. – С. 21–25. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.59.39.007. – EDN ZCJQPV.
29. Новиков С.С. Проблемы межколонных давлений, пути их решения и способы предупреждения / С.С. Новиков, В.В. Ушаков, С.В. Кашкапеев // Бурение и нефть. – 2014. – № 10. – С. 28–32. – EDN SXDCHV.
30. Никитин В.И. Применение метода Велджа к процессу проникновения филтрат буровой промывочной жидкости в пласт / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 4 (352). – С. 49–51. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-(4(352))-49-51. – EDN PAYQZR.

KEYWORDS: well fixing, grouting mortar, permafrost, drilling, cement.



ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

с применением методик гидродинамических исследований на примере Юрубчено-Тохомского месторождения

МЕСТОРОЖДЕНИЯ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ, НАЛИЧИЕМ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ, ОБШИРНОЙ ГАЗОВОЙ ШАПКИ, А ТАКЖЕ НАЛИЧИЕМ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, С ЗОНАМИ ВЫХОДА ТРЕЩИН И КАВЕРН. ОДНИМ ИЗ МЕТОДОВ ИХ ЛОКАЛИЗАЦИИ И СВЯЗИ С ПРОДУКТИВНОСТЬЮ ЯВЛЯЮТСЯ МЕТОДЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ПРОГНОЗИРОВАТЬ ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОЦЕНИТЬ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА, СПРОГНОЗИРОВАТЬ ПОТЕРИ ДОБЫЧИ В СЛОЖНО ПОСТРОЕННОМ КОЛЛЕКТОРЕ, А ТАКЖЕ УСТАНОВИТЬ ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, В ТОМ ЧИСЛЕ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА. В РАБОТЕ ПРИВЕДЕНА ОЦЕНКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ И ПРОГНОЗА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ТРЕЩИН ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

AS IS KNOWN, THE DEPOSITS OF THE KRASNOYARSK TERRITORY ARE CHARACTERIZED BY A COMPLEX GEOLOGICAL STRUCTURE, THE PRESENCE OF HARD-TO-RECOVER RESERVES, AN EXTENSIVE GAS CAP, AS WELL AS THE PRESENCE OF HIGHLY PRODUCTIVE DEPOSITS WITH ZONES OF FRACTURES AND CAVERNS. ONE OF THE METHODS OF THEIR LOCALIZATION AND CONNECTION WITH PRODUCTIVITY ARE THE METHODS OF HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELLS, ALLOWING TO PREDICT THE PARAMETERS OF WELL OPERATION, TO ESTIMATE THE FILTRATION-CAPACITY PARAMETERS OF THE PRODUCTIVE FORMATION, TO PREDICT PRODUCTION LOSSES IN A COMPLEXLY CONSTRUCTED RESERVOIR, AND TO ESTABLISH THE FACTORS OF THE NEGATIVE IMPACT OF WELL OPERATION, INCLUDING THE TECHNICAL CONDITION OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE. THE PAPER WILL PROVIDE AN ASSESSMENT OF HYDRODYNAMIC STUDIES OF CARBONATE RESERVOIRS TO IDENTIFY AND PREDICT THE FILTRATION PROPERTIES OF FRACTURES OF THE YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE FIELD

Ключевые слова: карбонатный коллектор, трещиноватость, гидродинамические исследования, дебит, продуктивность, пьезопроводность, рифей.

Степанов Руслан Илдарович

кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет, аспирант

В Российской Федерации доля месторождений с карбонатным типом коллекторов составляет более 50% от общих запасов УВ. Наибольшее распространение месторождения с карбонатным коллекторами присутствуют в Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Непско-Ботуобинской (Верхнечонское,

Среднеобуобинское месторождения), а также Лено-Тунгусской провинции. Наиболее крупными являются месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции [10]. Исследуемое в работе Юрубчено-Тохомское месторождение характеризуется сложным геологическим строением, с наличием трудноизвлекаемых запасов, изотропией фильтрационных свойств, а также карбонатным резервуаром, с наличием непроницаемой матрицы. Продуктивный рифейский резервуар обладает крепким трещиновато-кавернозным коллектором, с наличием зон выщелачивания, микро- и макротрещин и сложного

УДК 622.276

пустотного пространства, которое локализуется при помощи специальных методов исследования керна (микротомография, рентгеновская томография), специальные методы ГИС (ядерно-магнитный каротаж, микроимиджеры) [7]. Но для установления взаимосвязи составляющих рифейского резервуара проводятся гидродинамические исследования скважин.

Первые гидродинамические исследования были проведены в 1993 году. Тогда с применением методики МУО (метод установившихся отборов) строились индикаторные диаграммы. В работе Фукс и др. [11] установлено, что в пределах рифейских залежей Юрубчено-Тохомского месторождения наблюдается нелинейный характер фильтрации и независимость фильтрационно-емкостных свойств ПЗП от скорости фильтрации. Искривление индикаторных диаграмм в сторону величины дебитов происходит в результате сжимаемости трещин и проявления инерционных сил в продуктивном пласте. Коэффициент сжимаемости, по материалам МУО, оценивался с применением методики Ф.И. Котяхова:

$$\beta_T = \frac{\sqrt[3]{\eta_T} - \sqrt[3]{\eta_T^+}}{\sqrt[3]{\eta_T} \cdot \Delta P}, \quad (1)$$

Где: η_T – текущий коэффициент продуктивности предпоследней точки индикаторной кривой; η_T^+ – текущий коэффициент продуктивности на конце индикаторной кривой; ΔP – депрессия на пласт МПА.

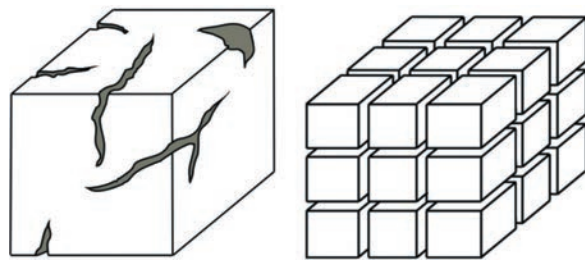
Применение метода кривой восстановления давления для определения фильтрационно-емкостных свойств рифейской залежи

Наиболее представительную информацию о геологических характеристиках залежей представляют методики, основанные на обработке и дальнейшей интерпретации кривой восстановления давления (КВД) [12]. Причина выбора данной методики заключается в значительном влиянии трещиноватости на фильтрацию в карбонатном коллекторе, наличии вторичной емкости. КВД характеризует всю систему продуктивного резервуара и оценивает реальное состояние скважины в процессе ее работы [9]. КВД проводится для оценки технического состояния призабойной зоны пласта, определения РВТ-свойств флюидов и оценки потенциала скважин. Скин-фактор в продуктивном карбонатном коллекторе характеризует степень изменения связи забоя скважины с системами естественных трещин продуктивного пласта. Современная обработка данных КВД производится в билогарифмических координатах $\ln(t) - \ln(\Delta P)$ [5]. Фильтрация в таком типе коллектора характеризуется сложной траекторией движения частиц жидкости. Для определения гидродинамических исследований в условиях рифейского резервуара автор выбрал модель двойной пористости, которая является наиболее подходящей при описании трещиноватого коллектора, согласно исследованиям Г.И. Баренблатта. На рисунке 1 показана модель двойной пористости сложно построенного коллектора.

По представлению Г.И. Баренблатта, имеется модель, которая в себе содержит обе среды – систему трещин и пористые блоки, которые рассматриваются как две сплошные среды. Уравнение фильтрации описывается следующим выражением [3]:

$$\text{div}(\rho^i v^i) + \frac{\partial}{\partial t}(\rho^i v^i) + (-1)^i * q + Q^i = 0, \quad (2)$$

РИСУНОК 1. Модель двойной пористости по Г.И. Баренблатту



где ρ – плотность флюида, кг/м³; v – скорость фильтрации, м/с; m – коэффициент пористости д.ед., среды; q – функция перетока флюида; Q – массовая плотность источника; i – индекс, который обозначает среду: 1 – трещины, 2 – пористые блоки.

Далее проводится обработка данных гидродинамических исследований по методике кривой восстановления давления. В таблице 1 приводится геологическая характеристика рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения.

ТАБЛИЦА 1. Геологическая характеристика рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения

Параметр	Единица измерения	Характеристика/значение
Эффективная нефтегазонасыщенная толщина	м	41,9
Тип коллектора		Каверново-трещинный
Тип залежи		Массивная
Пористость	%	2,0
Проницаемость	мкм²	46
Средняя глубина залегания	м	2074
Отметка кровли ВНК/ГНК	м	2023/2072

Месторождение обладает неоднородностью распределения коллекторских свойств, низкими значениями проницаемости. В коллекторе наблюдается преимущественно радиальный тип притока. Для исследования будут выбраны скважины, обозначим их как Т-345, Т-233, Т-123. Гидродинамические исследования скважин по методике КВД позволяют прогнозировать длительность работы в определенном ее режиме, учитывать техническое состояние призабойной зоны скважин и определить прирост дебита скважин. Характеристика продуктивных скважин приведена в таблице 2.

ТАБЛИЦА 2. Эксплуатационная характеристика исследуемых скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

Параметр	Характеристика скважин		
	Т-345	Т-233	Т-123
Назначение	добывающая	добывающая	добывающая
Тип	горизонтальная	горизонтальная	горизонтальная
Дебит, м³/сут	40	56	67
Коэффициент продуктивности, м³/сут/МПА	43	91	52

Исследуемые скважины приурочены к Юрубченской залежи. Гидродинамические исследования впервые были проведены в 2004 году. Вторичное вскрытие скважин было проведено при помощи прострелочно-взрывных работ (ПВР) по методу кумулятивной перфорации перфоратором ПКС-105С, с примерной плотностью перфорации около 24 отверстий/погонный метр [2]. Спуск НКТ проводится до подошвы интервалов перфорации. Вызов притока осуществлялся при помощи освоения методом снижения уровня компрессированием. Глубина установки пусковых отверстий определялась следующим уравнением:

$$H_{пр} = \frac{(P_k - P_y)}{g(\rho_{ж} - \rho_{г,ст} \cdot V_r) + A_{т,ж} + A_{кг}}, \tag{3}$$

Где: P_k – рабочее давление компрессора, Па; P_y – устьевое давление, Па; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³; $\rho_{г,ст}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³; $A_{т,ж}$ – градиент потерь давления на трение при движении жидкости глушения в НКТ, Па/м; $A_{кг}$ – градиент потерь давления на трение при движении газа в кольцевом канале (затрубном пространстве), Па/м; V_r – коэффициент для газа.

В таблице 3 приведены физико-химические свойства пластовых флюидов.

РИСУНОК 2А. Обработка кривой восстановления давления по скв. Т-345 [Юрубчено-Тохомское месторождение]

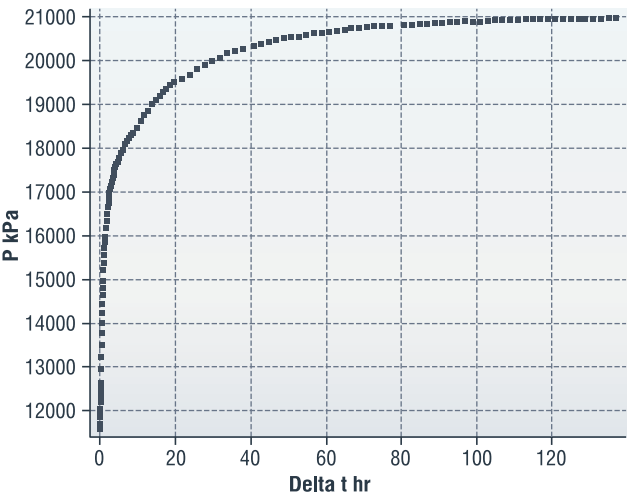


РИСУНОК 2Б. Обработка кривой восстановления давления по скв. Т-233 [Юрубчено-Тохомское месторождение]

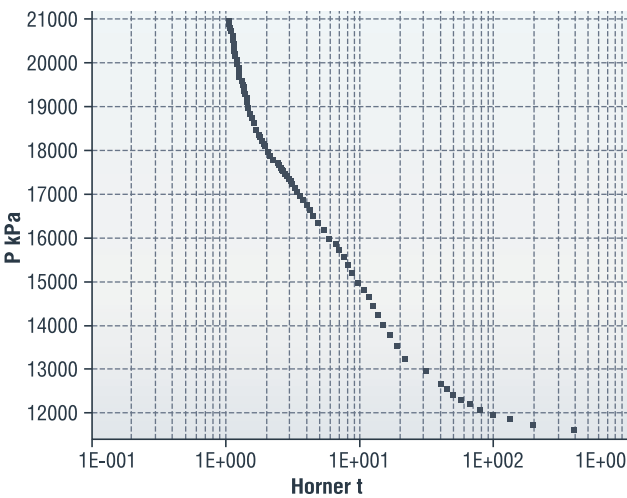


ТАБЛИЦА 3. Физико-химические свойства пластовых флюидов

Параметр	Ед. изм.	Т-345	Т-233	Т-123
Объемный коэффициент нефти	д. ед.	1,38	1,21	1,25
Газосодержание	м³/т	194	177	172
Сжимаемость нефти	1/мПа·с·10 ⁻⁴	19,2	18,1	19,1
Вязкость нефти	мПа·с	1,35	1,31	1,28
Плотность нефти	кг/м³	0,872	0,857	0,869
Содержание серы	%	0,21	0,19	0,17
Содержание парафинов	%	1,83	1,79	1,77
Давление пластовое начальное	МПа	21,19	21,19	21,19
Давление насыщения	МПа	20,65	20,65	20,65

При обработке КВД были выделены три причины продуктивности снижения, а именно: понижение фильтрационных характеристик в результате процессов смыкания трещин, возникновение дополнительных фильтрационных сопротивлений при большой скорости движения флюидов по трещинам и наличие двухфазного потока к скважине, что обусловлено снижением давления в околоскважинном пространстве ниже величины давления насыщения. В процессе обработки КВД в случае остановки скважины, которая вскрыла трещиноватый пласт с большой мощностью, происходит плоско-радиальная фильтрация в дренируемом интервале пласта. На рост величины забойного давления влияет горизонтальная проницаемость коллектора. На протяжении закрытого периода установившаяся искривленная пространственная фильтрация жидкости в остальной области пласта. Результаты обработки данных КВД по исследуемым скважинам приведены на рисунках 2а, б, в.

КВД были записаны в условиях фонтанирующих скважин. По результатам интерпретации определялись показатели, которые характеризовали объем блоковой и межблоковой пустотности, а также коэффициент перетока между блоком и трещиной. Конечный участок исследуемой КВД в логарифмических координатах

РИСУНОК 2В. Обработка кривой восстановления давления по скв. Т-123 [Юрубчено-Тохомское месторождение]

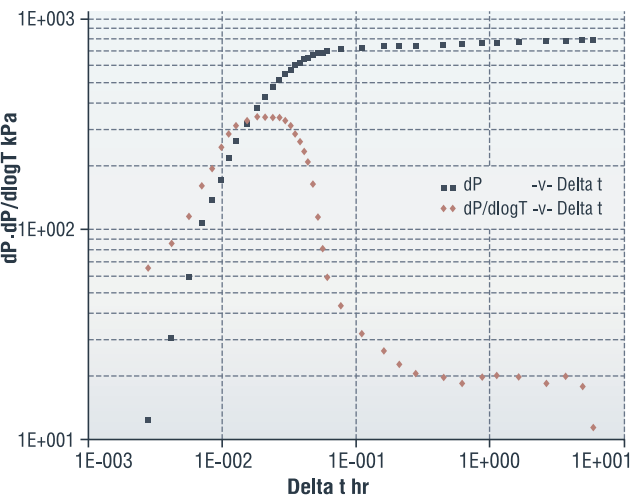


ТАБЛИЦА 4. Результаты гидродинамических исследований методом кривой восстановления давления

Скважина	Гидропроводность, м²/МПа·с	Пьезопроводность, м²/С	Проницаемость, м²·10 ⁻¹⁵	Скин-фактор
Т-345	5,50	12,2	6	2
Т-233	58,30	13,6	39	3,5
Т-123	12,72	62,6	10	2,1

свидетельствует о наличии в пласте границы с постоянным давлением, с наличием обширной газовой шапки [1]. КВД установили, что в продуктивном рифее наблюдается медленный рост давления, что свидетельствует о восстановлении давления во всей сообщаемой системе и свидетельствует о воронке депрессии больших объемов флюидов. Величина пластового давления на рисунке 2б изменялась от величины 214,7 до 215,2 кгс/см². КВД имеет прямолинейный характер. Результаты интерпретации методикой восстановления давления позволили оценить пьезопроводность, гидропроводность и величину скин-фактора. Они оценивались с применением следующих выражений.

Пьезопроводность пласта

$$\chi = \frac{k}{\mu_{ж} \cdot \beta^*}, \tag{4}$$

где k – проницаемость пласта в м²; $\mu_{ж}$ – динамическая вязкость жидкости в Па·с; β^* – коэффициент упругоёмкости пласта в Па⁻¹.

Гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{k_{пр} \cdot h}{\mu}, \tag{5}$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости в районе исследуемой скважины, м; h – работающая толщина пласта, м; μ – вязкость жидкости, МПа·с.

Скин-фактор

$$S = \left(\frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right), \tag{6}$$

где k_r – проницаемость пласта, Мд; k_d – проницаемость измененной зоны, Мд; r_d – радиус измененной зоны, м; r_w – радиус скважины.

Результаты интерпретации методикой кривой восстановления давления приведены в таблице 4. Как мы видим из приведенной таблицы, гидропроводность и проницаемость призабойной зоны скважин значительно ниже, чем в удаленной зоне. Это, вероятнее всего, связано с техногенными процессами воздействия на призабойную зону скважин, что ведет к ухудшению ее фильтрационно-емкостных свойств. Величина гидродинамического совершенства ниже 1. Положительный скин-эффект говорит о низкой степени повреждения ПЗП и, как следствие, высоких дебитах исследуемых скважин.

Заключение

Таким образом, в проведенной работе установлено что гидродинамические исследования скважин являются универсальным инструментом для прогнозирования показателей работы скважин. В результате тщательного анализа работающих горизонтальных скважин были установлены факторы, приводящие к ухудшению технического состояния призабойной

зоны, а также способствующие росту дебита добывающих скважин. Метод кривой восстановления давления позволяет определить блоковую и межблоковую пустотность сложно построенного карбонатного коллектора. Для оперативного контроля и мониторинга разработки рифейских карбонатных коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения требуется обязательная постановка целей и задач проведения гидродинамических исследований с потенциальной оценкой возможности проведения того или иного метода гидродинамических исследований, в зависимости от применимости метода, и соблюдение соответствующих технологий проведения исследования. Данные факты позволяют прогнозировать потенциал добывающих скважин, а также оценивать фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны для подбора соответствующих геолого-технических мероприятий и планирования добычи нефти и газа в условиях карбонатного коллектора. ●

Литература

1. Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М. и др. Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 6. С. 68–79.
2. Давыдова А.Е., Щуренко А.А., Дадакин Н.М. и др. Оптимизация проведения гидродинамических исследований скважин в условиях карбонатного коллектора // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 17. № 2. С. 123–135.
3. Дуркин С.М. Математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Ухтинский государственный технический университет. Ухта. 2014. С. 151.
4. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Чашков А.В. Анизотропия проницаемости трещиноватых карбонатных коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – № 4 (25). – С. 10–14.
5. Корнильцев Ю.А. Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами. – Казань: изд-во «Плутон», 2002. – 230 с.
6. Курочкин В.И., Санников В.А. Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин монография. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 372 с.
7. Кутукова Н.М. Оптимизация системы разработки Юрубчено-Тохомского месторождения на основе концептуальной геологической модели / Кутукова Н.М., Панков М.В., Сорокин А.С., Козяев А.А. // Технологии нефти и газа – 2019. – № 6. – С. 57–61.
8. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 52–57.
9. Д.А. Регуляризирующий метод обработки кривых восстановления давления / Д.А. Мартюшев // Газовая промышленность. – 2015. – № 7 (725). – С. 31–33.
10. Р.И. Степанов, Е.В. Прокатень Обзор методов выделения параметров зон трещиноватости при оценке фильтрационных свойств трещин с учетом геолого-геофизических данных сложно построенного рифейского карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 11 (671). – С. 15–26.
11. Фукс Б.А. Результаты гидродинамических исследований карбонатных трещинных нефтяных пластов Юрубчено-Тохомского месторождения / Б.А. Фукс, Я.А. Иванов, А.Б. Фукс, А.К. Битнер, А.А. Конторович // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38, № 7.
12. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998, с. 304.

KEYWORDS: carbonate reservoir, fracturing, hydrodynamic studies, flow rate, productivity, piezoconductivity, Riphean.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ РАЗЛИЧНОГО КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА для месторождений Краснодарского края

Попов Андрей Анатольевич

соискатель кафедры технологии нефти и газа

Нисковская Марина Юрьевна

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

Ясьян Юрий Павлович

заведующий кафедрой технологии нефти и газа, профессор, д.т.н.

Сыроватка Владимир Антонович

исполняющий обязанности заведующего базовой кафедрой эксплуатации компрессорных станций и проектирования оборудования магистрального транспорта газа, к.т.н.

Кубанский государственный технологический университет

Для месторождений Краснодарского края характерны факторы старения скважин, что, в свою очередь, приводит к стабилизации водонефтяных эмульсий и увеличение сложности

ОДНОЙ ИЗ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОБВОДНЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И СТОЙКИЕ ДОБЫВАЕМЫЕ ЭМУЛЬСИИ. ПРИ ДОБЫЧЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ФОРМИРУЮТСЯ ВЫСОКОВЯЗКИЕ ВОДНО-НЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ, ЧТО НЕГАТИВНО ВЛИЯЕТ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ. В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ УДЕЛЯЕТСЯ ВНИМАНИЕ ПОИСКУ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ ЗА СЧЕТ ПОДБОРА БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО КОМПОЗИЦИОННОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СОСТАВА ДЕЭМУЛЬГАТОРА И ЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭМУЛЬСИЮ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ И ДОЗИРОВКАХ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ УЛУЧШЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И РАЗРАБОТКИ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО И ЭКОНОМИЧНОГО РЕАГЕНТА-ДЕЭМУЛЬГАТОРА

ONE OF THE URGENT PROBLEMS OF THE OIL PRODUCING INDUSTRY OF KRASNODAR KRAI IS THE WATER CUT OF THE FIELDS AND STABLE EXTRACTED EMULSIONS. DURING THE EXTRACTION OF HEAVY OIL, HIGHLY VISCOUS WATER-OIL EMULSIONS ARE FORMED, WHICH NEGATIVELY AFFECTS THE EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION. RECENTLY, ATTENTION TO FINDING A SOLUTION TO THIS PROBLEM BY SELECTING A MORE EFFECTIVE COMPOSITE DEMULSIFIER HAS BEEN PAID. THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF EXPERIMENTAL LABORATORY STUDIES TO DETERMINE THE COMPOSITION OF THE DEMULSIFIER AND ITS EFFECT ON THE EMULSION UNDER VARIOUS CONDITIONS AND DOSAGES. THE RESULTS OBTAINED CAN BE USED FOR FURTHER RESEARCH ON MODELING THE PROCESS OF INDUSTRIAL OIL TREATMENT IN ORDER TO ASSESS IMPROVED TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF WATER-OIL EMULSIONS DESTRUCTION PROCESS AND THE DEVELOPMENT OF THE MOST EFFECTIVE AND ECONOMICAL REAGENT-DEMULSIFIER

Ключевые слова: нефть, высоковязкая эмульсия, деэмульгирование, физико-химические свойства.

разрушения эмульсий. Данные факторы ставят перед химиками-технологами амбициозные задачи для усовершенствования применяемых деэмульгаторов и подбор более эффективных

составов для каждой эмульсии. Ведь, как известно, нет универсального метода для всех нефтей по подбору реагента, разрушающего эмульсии в каких-либо определенных условиях [4, 5, 6].

Экспериментальные лабораторные исследования

Объектами исследований стали водонефтяная эмульсия одного из объектов подготовки нефти Краснодарского края и подобранные три состава деэмульгаторов, называемых в настоящей статье деэмульгаторы «Краснодар-ДЭ-1», «Краснодар-ДЭ-2», «Краснодар-ДЭ-3» с составами, демонстрирующие высокую эффективность при промысловой подготовке нефти. В таблице 1 приведена краткая характеристика физико-химических свойств нефтяного сырья, дающих понимание высокой обводненности (порядка 78% масс.) и высоком содержании солей.

Наличие минерализованной воды снижает качество подготовки нефти и эксплуатацию всего технологического оборудования ввиду возможности коррозии оборудования по всей цепочке добычи и транспортировки эмульсии. Еще одним немаловажным фактором является ключевой ориентир на экологичность подбираемых компонентов деэмульгаторов.

Задача разработки более эффективных реагентов усложняется в условиях внешних ограничений, при которых желательно подобрать компоненты отечественных производителей, так как возможны сложности доставки и иные логистические ограничения от других производителей, таких как, например, BASF (Германия), Clariant (Швейцария), Arkema (Франция), SABIC (Саудовская Аравия), Stepan Company (США), Perstorp (Швеция) и Dow Chemical (США).

В лабораторных исследованиях использован комбинированный подход [3, 1] для подготовки высоковязкой нефтяной эмульсии, разработка трех вариантов композитных деэмульгаторов [2, 7], обеспечивающих эффективное разрушение эмульсий, снижение вязкости и удаление солей.

В состав деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-1» входят блок-сополимеры ЭО/ПО (45%) – основной деэмульгирующий агент для высоковязких эмульсий; оксиалкилированные фенолформальдегидные смолы (25%), разрушающие

ТАБЛИЦА 1. Физико-химические свойства для эмульсии месторождения нефти Краснодарского края

Показатель	Значение
Общее содержание воды (общая обводненность), % мас., в т.ч. эмульгированной воды	78,0 26,8
Плотность при 20 °С, кг/м³	951,8
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм²/с	466,9
Содержание, % масс.: • смолы силикагелевые • асфальтены • сера	26,7 1,2 0,590
Концентрация хлористых солей, мг/дм³	927,9
Кислотность, мг КОН на 100 см³ нефти	185,49
Содержание мех. примесей, % масс.	0,125

бронирующий слой асфальтенов и смол; полигликоли на основе этиленоксида (20%), снижающие вязкость; диэтиленгликоль (8%) – со-растворитель, совместимый с ПАВ; стабилизатор на основе полиакрилата (2%), предотвращающий повторное эмульгирование (таблица 2).

Блок сополимеров окиси этилена/пропилена, применяемых в «Краснодар-ДЭ-1», относятся к неионогенным поверхностно-активным веществам (ПАВ). Их структура представляет собой чередующиеся блоки этиленоксида (гидрофильные) и пропиленоксида (гидрофобные). Такие сополимеры обеспечивают снижение межфазного натяжения между водой и нефтью за счет гидрофильно-липофильного баланса, а также коалесценцию капель воды в высоковязких эмульсиях за счет разрушения бронирующего слоя асфальтенов и смол.

Соотношение окиси этилена/пропилена примерно было использовано в соотношении 70:30 для оптимальной растворимости в нефти и воде. Высокая молекулярная масса обеспечивает стабильность в средах с высокой минерализацией. Для высоковязких эмульсий данные вещества эффективны, так как снижают структурную прочность межфазного слоя, а их неионогенная природа предотвращает взаимодействие с хлористыми солями.

Оксиалкилированные фенолформальдегидные смолы (ОФФС) в составе деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-1» играют немаловажную роль в разрушении нефтяных эмульсий.

Их использование обусловлено механизмом действия для разрушения бронирующего слоя эмульсии. ОФФС обладают высокой поверхностной активностью, что позволяет им проникать на границу раздела нефть-вода и замещать природные эмульгаторы (асфальтены, смолы, парафины), стабилизирующие капли воды. За счет снижения межфазного натяжения ОФФС ускоряют коалесценцию мелких капель воды в более крупные, что упрощает их отделение от нефти, дополнительным фактором является совместимость с высокоминерализованными средами, что критично для Краснодарской нефти с высокой соленостью.

В отличие от классических фенолформальдегидных смол, оксиалкилированные версии содержат меньше свободного фенола ($\leq 0,6\%$), что снижает токсичность и повышает экологичность получаемого состава деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-1».

В состав деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-2» также входят блок-сополимеры ЭО/ПО 45%; полигликоли на основе этиленоксида 30%, снижающие вязкость и улучшающие термостабильность при температуре 20–50 °С; оксиалкилированные алкилфенольные смолы 15%; диэтиленгликоль 8%; стабилизатор на основе полиакрилата 2%, предотвращающий повторное эмульгирование и адсорбирующий механические примеси.

Основой состава деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-3» являются блок-сополимеры ЭО/ПО 50%;

ТАБЛИЦА 2. Сводная таблица свойств

Параметр	«Краснодар-ДЭ-1»	«Краснодар-ДЭ-2»	«Краснодар-ДЭ-3»
Внешний вид	Подвижная жидкость, от бесцветного до темно-коричневого цвета	Жидкость с опалесценцией, от желтого до коричневого цвета	Вязкая жидкость, от бесцветного до темного цвета
Плотность, кг/м³	910–930	870–960	920–980
Кинематическая вязкость, мм²/с	≤60	≤50	≤70
Температура застывания, °С	≤-50	≤-50	≤-50

оксиалкилированные алкилфенольные смолы 20 %; пропиленгликоль 20 %, растворитель, улучшающий совместимость компонентов с нефтью; бетаины (амфотерные ПАВ) 10 %, нейтрализующие кислотность и снижающие коррозионную активность; стабилизатор на основе полиакрилата 5 %.

Для повышения экологичности составов реагентов был использован пропиленгликоль, который является безопасным растворителем, заменяя собой более токсичный толуол.

Для оценки деэмульгирующей способности деэмульгаторов «Краснодар-ДЭ-1», «Краснодар-ДЭ-2», «Краснодар-ДЭ-3» определяли остаточное содержание воды в подготовленной нефти

и остаточную обводненность после обработки деэмульгатором.

Деэмульгирующую активность испытуемых деэмульгаторов определяли при дозировках от 10 до 70 г/т в температурных режимах от 20 до 60 °С, учитывая требования к содержанию остаточной воды в нефти и остаточному содержанию нефтепродуктов в подтоварной воде по ГОСТ Р 51858-2020 для группы 1: содержание воды ≤0,5 % масс., хлористые соли ≤100 мг/дм³, содержание механических примесей ≤0,05 % масс.

Определение степени обводненности нефти проводили согласно стандартной методике по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» и методикам

испытания химических реагентов по Типовым требованиям ПАО «НК «Роснефть» «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

При выполнении лабораторных испытаний была поставлена задача не только обеспечить требования к качеству подготовки, но и улучшить показатели по сравнению с базовыми реагентами, используемыми на объектах с минимизацией расхода деэмульгаторов и повышения их экологических показателей, применяя менее токсичные компоненты.

Итоги экспериментальных лабораторных исследований

Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-1» представлены в таблице 3. Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-2» представлены в таблице 4.

По итогам исследований показано, что степень обезвоживания по требованиям ГОСТ Р 51858-2020 не достигается. Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-3» представлены в таблице 5.

ТАБЛИЦА 3. Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-1»

Дозировка (г/т)	Температура (°С)	Время (мин)	Остаточная обводненность (% масс.)	Степень обезвоживания (%)	Концентрация солей (мг/дм³)	Кислотность (мг КОН/100 см³)	Механические примеси (% масс.)
10	20	20	18,5	31,0	890	180	0,115
10	60	90	4,2	84,3	620	165	0,07
30	30	30	12,1	54,8	780	172	0,095
30	50	60	3,5	87,0	450	158	0,055
50	50	60	2,1	92,2	290	142	0,04
70	60	90	0,5	98,1	85	125	0,035

ТАБЛИЦА 4. Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-2»

Дозировка (г/т)	Температура (°С)	Время (мин)	Остаточная обводненность (% масс.)	Степень обезвоживания (%)	Концентрация солей (мг/дм³)	Кислотность (мг КОН/100 см³)	Механические примеси (% масс.)
10	20	20	24,7	7,8	910	182	0,12
10	60	90	8,9	66,8	730	175	0,1
30	30	30	15,3	42,9	840	170	0,11
30	50	60	5,7	78,7	590	160	0,08
50	50	60	4,1	84,7	480	150	0,065
70	60	90	3,2	88,1	350	135	0,05

ТАБЛИЦА 5. Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-3»

Дозировка (г/т)	Температура (°С)	Время (мин)	Остаточная обводненность (% масс.)	Степень обезвоживания (%)	Концентрация солей (мг/дм³)	Кислотность (мг КОН/100 см³)	Механические примеси (% масс.)
10	20	20	14,2	47,0	870	170	0,105
10	60	90	2,8	89,6	510	145	0,06
30	30	30	7,5	72,0	680	155	0,085
30	50	60	1,9	92,9	320	130	0,045
50	50	60	1,2	95,5	180	115	0,03
70	60	90	0,3	98,9	75	95	0,02

РИСУНОК 1. График зависимости степени обезвоживания от дозировки деэмульгаторов

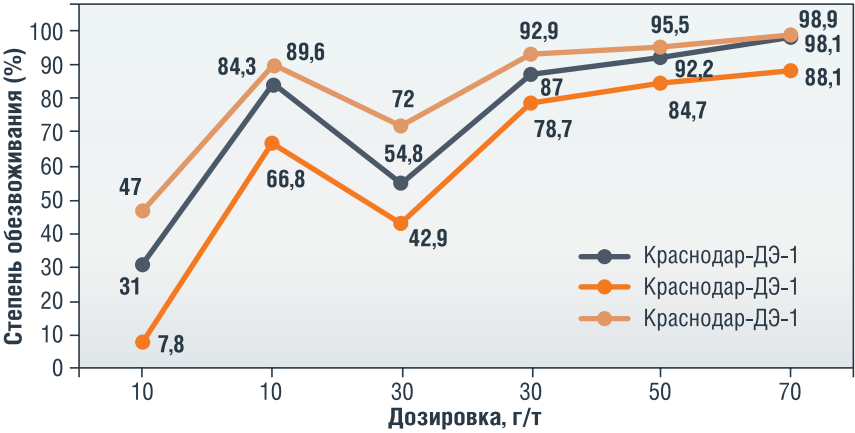
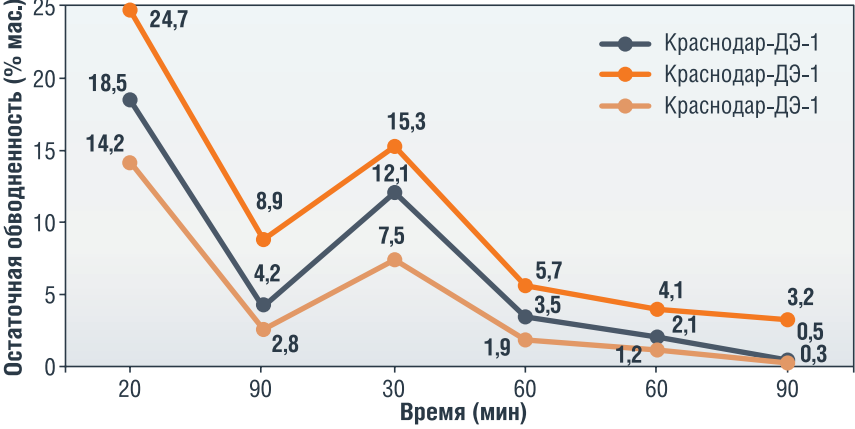


РИСУНОК 2. График зависимости остаточной обводненности от времени контакта с деэмульгатором



По итогам сравнительных исследований, выявлены зависимости, приведенные на рисунках 1, 2.

Анализируя график зависимости степени обезвоживания (рисунок 1), в целом можно отметить, что изменение показателя качества подготовки Краснодарской нефти напрямую зависит от расхода реагента, при увеличении дозировки эффективность растет, но при дозировках 50–70 г/т рост эффективности незначителен и дальнейшее повышение дозировки нецелесообразно.

Отметим, что деэмульгатор «Краснодар-ДЭ-2» показал наименьшую эффективность, достигнутая степень обезвоживания составила всего 88,1 %.

Лучшие результаты по остаточной обводненности (рисунок 2) показывают все деэмульгаторы при увеличении времени взаимодействия, а также температуры среды. Реагенты «Краснодар-ДЭ-1» и «Краснодар-ДЭ-3» соответствуют ГОСТ Р 51858-2020 (группа 1) при дозировке 70 г/т, 60 °С, 90 мин, а «Краснодар-ДЭ-2»

не удовлетворяет требованиям группы 1 даже при максимальной дозировке (W_{ост} = 3,2 %, соли = 350 мг/дм³).

Закключение

Таким образом, можно отметить целесообразность использования исследованных реагентов «Краснодар-ДЭ-1» и «Краснодар-ДЭ-3» взамен базового деэмульгатора с улучшением показателей подготовки нефти в виду его лучшей экологичности.

Литература

1. Десяткин А.А. Использование комбинированного метода разрушения нефтяных эмульсий Самотлорского месторождения / А.А. Десяткин, З.А. Юлтимирова, Г.Р. Мухаметшина. – Текст: непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 15, № 2. – С. 59–61.

2. Дияров И.Н. Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей / И.Н. Дияров, Н.Ю. Башкирцева. – Текст: непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 4. – С. 141–158.

3. Заббаров Р.Р. Разрушение высокоустойчивых эмульсий комбинированным методом / Р.Р. Заббаров, И.Н. Гончарова – Текст: непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 11. – С. 199–200.

4. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдуллин, И.Х. Исмаилов, Т.Ф. Космачева. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 324 с. – Текст: непосредственный.

5. Поиск эффективного деэмульгатора для технологии подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф.Ф. Хамидуллина, Р.Ф. Хамидуллин, Р.Х. Мингазов, И.К. Киямов. – Текст: непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17, № 7. – С. 266–271.

6. Разработка композиционного деэмульгатора для процессов подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф.Ф. Хамидуллина, Р.Ф. Хамидуллин, Р.Х. Мингазов, И. К. Киямов. – Текст: непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 7. – С. 258–262.

7. Эшметов Р.Ж. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием полифункциональных ПАВ / Р.Ж. Эшметов. – Текст: непосредственный // Universum: химия и биология. – 2018. – № 2 (44). – С. 7–10.

KEYWORDS: oil, high-viscosity emulsion, demulsification, physico-chemical properties.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ УДАЛЕННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА, И ИХ ВЗАИМОСВЯЗЬ С ПРОЦЕССОМ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

В СТАТЬЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ УДАЛЕННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ГЕОМЕХАНИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ, А ТАКЖЕ ЯВЛЕНИЯМ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ЧАСТИЦ, ПОЛЗУЧЕСТИ И ОТЛОЖЕНИЮ АСФАЛЬТЕНОВ И СОЛЕЙ. В ХОДЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СЛЕДУЮЩИХ ФАКТОРОВ: ЭФФЕКТИВНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ОБЪЕМ ДОБЫЧИ И НАСЫЩЕННОСТЬ ФЛЮИДАМИ. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПОЗВОЛЯЮТ ПРОГНОЗИРОВАТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА И РАЗРАБАТЫВАТЬ СТРАТЕГИИ РЕАГИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

THE ARTICLE ANALYZES THE FACTORS AFFECTING THE PERMEABILITY OF THE RESERVOIR'S REMOTE ZONE DURING THE DEVELOPMENT OF WEAKLY CEMENTED RESERVOIRS. SPECIAL ATTENTION IS GIVEN TO GEOMECHANICAL PROCESSES, AS WELL AS THE PHENOMENA OF MECHANICAL PARTICLE MIGRATION, CREEP, AND ASPHALTENE AND SALT DEPOSITION. THE STUDY INCLUDES A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE FOLLOWING FACTORS: EFFECTIVE PRESSURE, PRODUCTION VOLUME, AND FLUID SATURATION. THE RESULTS OF THE WORK ENABLE THE PREDICTION OF CHANGES IN THE RESERVOIR'S FILTRATION AND STORAGE PROPERTIES AND SUPPORT THE DEVELOPMENT OF RESPONSE STRATEGIES TO OPTIMIZE OIL PRODUCTION IN FIELDS WITH WEAKLY CEMENTED RESERVOIRS

Ключевые слова: удаленная зона пласта, проницаемость, эффективное давление, пескопроявление, асфальтены, солеотложения, насыщенность флюидами, ползучесть, геомеханические факторы.

Тананыхин
Дмитрий Сергеевич

декан нефтегазового
факультета,
доцент, к.т.н.

Погребнякова
Елизавета Дмитриевна

студент

Порывкин
Павел Павлович

студент

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

Ключевым вызовом при разработке слабосцементированных коллекторов является вынос механических частиц. Это явление, при котором песчаные частицы или мелкие фракции породы начинают перемещаться вместе с углеводородами в процессе добычи, что может привести к снижению эффективности работы скважин и ухудшению качества добываемого продукта.

Несмотря на то, что большая часть исследований направлена на изучение изменения характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП), важным аспектом для прогнозирования выноса механических примесей являются процессы, происходящие в удаленной зоне пласта (УЗП). В условиях высокой проницаемости песчаные частицы могут легче вымываться из матрицы породы, что приводит к пескопроявлению. Изменения в давлении и температуре, а также взаимодействие с химическими компонентами флюидов могут дополнительно усиливать этот процесс.

В данной статье проанализированы факторы, которые являются причиной изменения проницаемости УЗП, а также произведен их сравнительный анализ для определения градации по степени влияния.

УДК 622.276.6

ТАБЛИЦА 1. Свод существующих математических моделей [1, 5–7]

№ п\п	Наименование математической модели	
1	Эмпирическая зависимость влияния эффективного давления на проницаемость горных пород (пример степенной функции)	$k = A \cdot P_{eff}^{-m}$, где k – проницаемость; A и m – константы; P_{eff} – эффективное давление
2	Эмпирическое уравнение, основанное на логарифмическом соотношении между горным давлением и коэффициентом сжимаемости пор (пример использования логарифмической функции)	$C_p = C_p^{max} \cdot \frac{\log\left(\frac{P_{max}}{P_c}\right)}{\log\left(\frac{P_{max}}{P_{min}}\right)}$; $P_{max} > P_c$; $C_p = C_p^{max}$; $P_c < P_{min}$; $\frac{\Delta k}{k_0} = a_1 + a_2 P_c + a_3 P_c \cdot \log P_c$, где C_p – сжимаемость пор; C_p^{max} – сжимаемость пор при низком давлении; P_{max} – давление, при котором сжимаемость равна нулю; P_{min} – давление, при котором сжимаемость не изменяется; P_c – литостатическое (ограничивающее) давление, k_0 – начальная проницаемость; Δk – изменение проницаемости; a_1, a_2, a_3 – константы
3	Универсальное уравнение экспоненциального вида (подходит для описания изменения проницаемости как в случае пористых, так и трещиноватых пород)	$\frac{k}{k_0} = A \cdot e^{-\gamma P_{eff}}$, где k/k_0 – относительная проницаемость; P_{eff} – эффективное давление; A – коэффициент; γ – показатель степени
4	Универсальное уравнение степенного вида	$\frac{k}{k_0} = B \cdot P_{eff}^{-n}$, где B – коэффициент; n – показатель степени
5	Экспоненциальная зависимость изменения проницаемости	$\begin{cases} \frac{k}{k_0} = A \cdot \exp(-\gamma \cdot \frac{P}{P_0}) \\ \gamma = -1,979 - 0,396 P_f + 0,009 H - 15,231 k_0' \\ A = 138,4 - 33,7 P_0 + 1456,8 NTG + 36,1 K_n \end{cases}$ где k и k_0 – изменившаяся и начальная проницаемость; A и γ – коэффициент и показатель экспоненциального уравнения; P и P_0 – эффективное давление и начальное эффективное давление; P_f – давление порового флюида (начальное пластовое); H – средняя глубина залегания пласта; K_n – среднее число проницаемых интервалов в разрезе
6	Аналитическая модель изменения проницаемости (с учетом поровой матрицы и системы трещин)	$K_{общ} = K_{пор.} + K_{тр.} = K_{пр.атм.} \left(1 - \frac{a \sigma_{эф.}}{b + \sigma_{эф.}}\right) + 40 N_T \left(K_m - \frac{\sigma_{эф.} K_m}{K_{ni} K_m + \sigma_{эф.}}\right)$, где $K_{пор.}$ – проницаемость поровой матрицы; $K_{тр.}$ – проницаемость трещин; $K_{пр.атм.}$ – исходная эффективная проницаемость образца; $\sigma_{эф.}$ – эффективное напряжение; N_T – густота трещин; K_m – проницаемость трещины; K_{ni} – коэффициент жесткости трещины; a и b – варьируемые коэффициенты

Оценка влияния эффективного давления

В ходе разработки нефтегазовых месторождений проницаемость коллектора снижается из-за уменьшения пластового давления и увеличения эффективного давления:

$$P_{эф} = P_{гор} - P_{пл}, \tag{1}$$

где $P_{эф}$ – эффективное давление; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{гор}$ – горное (внешнее) давление.

Исходя из данной формулы, снижение пластового давления влечет за собой увеличение эффективного давления, что, в свою очередь, приводит к росту нагрузки на скелет породы. Данная нагрузка не проходит бесследно и оказывает влияние на структуру порового пространства и, как следствие, на фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Увеличивающееся эффективное давление способствует схлопыванию пор и изменению направления потоков движения флюида в пласте.

Ввиду этого проницаемость трещиноватых горных пород в большей степени зависит от эффективного давления, чем пористых, поскольку изменение проницаемости происходит из-за раскрытия или смыкания трещин.

Авторами работы [1] проанализированы зависимости и методики описания изменения проницаемости горных пород, которые включают в себя эмпирические зависимости, основанные на экспериментальных данных, и численные модели, учитывающие геомеханические свойства пород. Анализ показывает, что универсальные уравнения, основанные на экспоненциальных и степенных зависимостях, могут описывать изменения проницаемости как пористых, так и трещиноватых пород [2–4].

В зависимости от типа пустотного пространства – порового или трещиноватого – природа изменения проницаемости от эффективного давления разнообразна, но зависимости изменений проницаемости пористых и трещиноватых горных пород могут быть одинаково достоверно описаны

как экспоненциальными, так и степенными уравнениями. Выбор уравнения осуществляется путем сопоставления с экспериментальными данными. Коэффициенты и показатели наиболее подходящих уравнений характеризуют интенсивность изменения проницаемости по сравнению с эффективным давлением и в основном зависят только от начальной проницаемости.

Наиболее распространенные математические модели, используемые для оценки изменения проницаемости в зависимости от эффективного давления, представлены в таблице 1.

Таким образом, необходимо отметить, что при снижении пластового давления происходит снижение проницаемости. Так, для Уренгойского НГКМ при снижении пластового давления на 30 МПа может происходить снижение проницаемости коллектора на 60 % и более. Кроме того, чем больше значение эффективной проницаемости образца в условиях, близких к атмосферным, тем меньше будет меняться проницаемость коллектора при изменении пластового давления, что подтверждает один из выводов исследований [8–11].

Оценка влияния асфальтосмолопарафиновых отложений

Немаловажное влияние на изменение проницаемости также оказывает осаждение и отложение асфальтенов в процессе разработки. Отложение АСПО представляет собой значительную проблему для нефтяных месторождений, влияющее не только на проницаемость пород-коллекторов, но и на их смачиваемость, что, в свою очередь, снижает их продуктивность. Авторы работы [12] разработали модели для количественной оценки и прогнозирования изменений смачиваемости и проницаемости вследствие осаждения асфальтенов.

Асфальтены могут существенно изменять смачиваемость и проницаемость пород-коллекторов, и это изменение происходит в основном за счет адсорбции асфальтенов на поверхности пор, что приводит к блокированию и сокращению фильтрационных каналов в пласте [13–15]. Факторами, оказывающими влияние на адсорбцию молекул асфальтенов, являются:

- 1. Химические свойства поверхности и заряд – поверхности с положительным поверхностным зарядом вызывают адсорбцию отрицательно заряженных полярных компонентов сырой нефти.
- 2. pH – стабильность частиц снижается в водной среде.
- 3. Состав нефти – увеличение содержания насыщенной составляющей сырой нефти увеличивает адсорбцию за счет снижения устойчивости асфальтенов, которые, как следствие, смачивают поверхность. Присутствие различных катионов и анионов вызывает ионные взаимодействия, способствующие адсорбции; например, присутствие Mg2+ и Ca2+ изменяет поверхностный заряд и приводит к адсорбции асфальтенов.

Существуют зависимости, описывающие изменение смачиваемости из-за отложения асфальтенов с использованием систем нелинейных уравнений.

В них описывается многофазный механизм, механизм конвекции-адсорбции и диффузии, используя метод нелинейного решения неявного давления и явного насыщения, а также итерационные методы последовательного линейного соотношения. Ниже приведен пример модели оценки ухудшения проницаемости, которая основана на концентрации частиц геля и снижении проницаемости с постоянной скоростью.

K/K_0 = 1 - a (Ea / (Ea + b)), (2)

где a, b – эмпирические постоянные; E – объемная доля осажденных асфальтенов.

В целом ключевой проблемой при прогнозировании и моделировании влияния асфальтеновых осадков признается неравномерное распределение содержания тех или иных минералов в пласте, что усложняет процессы моделирования. Исследование показывает, что для лучшего понимания и прогнозирования поведения асфальтенов необходимо совершенствовать методы моделирования.

Оценка влияния отложений неорганических солей

Кольматация порового пространства происходит не только из-за образования АСПО: данная проблема встречается также на поздних стадиях разработки месторождения при применении методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Так, в процессе разработки нефтяных месторождений с применением метода увеличения нефтеотдачи – закачки СО2, закачиваемый углекислый газ взаимодействует с пластовыми водами (часто с высокоминерализованными – рассолами), содержащими высокие концентрации солеобразующих ионов, что приводит к осаждению неорганических солей. Это блокирует поровые каналы пород-коллекторов, изменяет характеристики коллектора (пористость, проницаемость) и снижает коэффициент извлечения нефти. Научная работа [16] содержит факторный анализ процесса осадкообразования, его математическую характеристику. Авторами также количественно оценено влияние солеотложения на процесс разработки месторождения.

Результаты факторного анализа процесса осадкообразования и отложения неорганических солей в процессе разработки месторождения изложены ниже:

- 1. Температура – чем выше температура, тем менее интенсивно происходит отложение неорганических солей. Более того, количество отложений более чувствительно к температуре при высоком содержании солеобразующих ионов.
- 2. Давление – повышение давления не приводит к выпадению нерастворимых осадков, и наоборот, они появляются при понижении давления.
- 3. Содержание солеобразующих ионов – чем больше содержание ионов, тем больше потенциально образуется нерастворимых отложений.

Математическая характеристика процесса солеотложения [16] (зависимость количества отложившихся нерастворимых осадков от взаимодействия СО2 с пластовыми водами):

ТАБЛИЦА 2. Ключевые факторы и их влияние на вынос механических примесей [составлено авторами]

Фактор	Механизм влияния на вынос механических примесей	Степень влияния
Эффективное давление (Рэф)	Увеличение Рэф ведет к смыканию пор, снижению проницаемости и увеличению выноса механических частиц	Очень высокая
Ползучесть пород	Медленная деформация пласта приводит к изменению проницаемости, что может вызывать вынос механических примесей	Высокая
Отложение АСПО и солей	Блокировка пор снижает фильтрацию, создавая турбулентные потоки, усиливающие вынос механических примесей	Средняя
Насыщенность флюидами	Различные комбинации фаз изменяют скорость фильтрации и вымывания частиц	Средняя
Методы разработки (МУН, закачка СО2 и др.)	Интенсификация разработки может разрушать коллектор и усиливать вынос механических частиц	Средняя

y = 2.30771 e^{(0.0000097M - 0.03435T + 0.062037\Delta P + 0.667439pH)}, (3)

где y – количество осадка, мг; T – температура, °С; ΔP – перепад давления, МПа; M – концентрация солеобразующих ионов, мг/л; pH – значение pH раствора.

Солеотложение оказывает большое влияние уже на ранней стадии разработки нефтяного месторождения, что в основном происходит из-за быстрой реакции раствора с СО2 [17–19]. По мере выработки запасов объем отложений неорганических солей увеличивается, что приводит к блокировке пор, снижению коэффициента извлечения и увеличению количества выносимых механических примесей.

Оценка влияния фактора насыщенности

Авторами статей [20–21] представлены результаты расчетов изменения деформируемости и проницаемости горных пород для различных стадий разработки месторождения. Данные расчеты основаны на исследовании терригенных коллекторов, изменения их физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств при различных уровнях насыщенности.

Авторы провели серию экспериментальных исследований, в которых отразили влияние насыщенности пород на прочностные и упругие характеристики: с определением зависимости модуля упругости породы от водонасыщенности.

E = 9,8127 e^{(-0.002 \cdot S_w)} (4)

Можно сделать вывод, что относительное изменение проницаемости при увеличении эффективного давления в образцах, насыщенных преимущественно водой, больше, чем в образцах, насыщенных преимущественно керосином.

Кроме того, важный аспект эксплуатации слабосцементированных терригенных коллекторов представляет собой возможный прорыв воды от нагнетательных к добывающим скважинам, особенно в условиях значительных перепадов давления и высоких скоростей закачки воды. Как показано в работе Лушпеева и соавторов [22], ключевой причиной данного явления является формирование водяных конусов, возникающих из-за деформации контакта фаз и нарушения равновесия между пластовыми характеристиками и эксплуатационными параметрами. Данная проблема усугубляется в условиях неоднородных пластов, где зоны высокой

проницаемости способствуют ускоренному движению воды, снижая эффективность заводнения и увеличивая обводненность продукции. Результаты их исследований подчеркивают важность учета пластовых неоднородностей и корректного управления дебитами скважин для предотвращения преждевременного прорыва воды.

Оценка влияния фактора ползучести

Авторами работы [23] проведены исследования влияния плотности сетки скважин на природно-технологические показатели разработки месторождений, горные породы которых подвергаются ползучей деформации.

Аналитическая модель основывается на решении системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных [24–25]:

\nabla[\frac{kF_H(\sigma)}{\mu_H(P)a(P)}\nabla P] = \frac{\partial}{\partial t}(\frac{m\sigma}{a(P)}), (5)

\nabla\left\{\left[\frac{S(P)kF_H(\sigma)}{a(P)\mu_H(P)} + \frac{\rho_r(P)kF_r(\sigma)}{\mu_r(P)}\right]\nabla P\right\} = \frac{\partial}{\partial t}\left\{m\left[\frac{S(P)}{a(P)}\sigma + \rho_r(P)(1-\sigma)\right]\right\} (6)

Система уравнений для гидродинамических расчетов процесса разработки, где P – давление; k, m – проницаемость и пористость пласта, соответственно; σ – коэффициент нефтенасыщенности пласта; Fн, Fг – коэффициенты относительной фазовой проницаемости для нефти и газа, соответственно; μн(P), μг(P) – вязкости нефти и газа соответственно; S(P) – растворимость газа в нефти; ρг – плотность газа; a(P) – объемный коэффициент нефти; ∇ – оператор Гамильтона.

Так как решение данной системы осложнено большим количеством переменных величин, авторы в своей работе используют уравнение материального баланса, позволяющее определить средневзвешенное значение давления по пласту, метод осреднения, а также связь пластового давления с пористостью и проницаемостью.

Таким образом, в общем виде уравнения связи между пористостью, проницаемостью, давлением и параметрами ползучести имеют вид:

\bar{m} = 1 + \beta_n(P - P_0) + m_1 \int_0^t e^{-\gamma_m(t - \tau)}(P - P_0)d\tau, (7)

\bar{k} = 1 + \alpha_k(P - P_0) + k_1 \int_0^t e^{-\gamma_k(t - \tau)}(P - P_0)d\tau. (8)

Исходя из данных аналитических моделей, можно сделать вывод, что изменение пористости и проницаемости со временем тем больше, чем больше параметры ползучести.

Важно учитывать, что ползучесть принимается как постоянный во времени параметр, а изменение пористости и проницаемости во времени рассматривается без учета разрушений, которые могут происходить в пласте в процессе разработки.

На основании приведенного выше аналитического исследования были определены ключевые факторы и проведена их градация по степени влияния на вынос механических примесей (таблица 2).

Заключение

В работе проведен детальный анализ факторов, влияющих на проницаемость УЗП, что позволяет более точно прогнозировать изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Представленные модели и методики помогают оптимизировать разработку месторождений, снижая влияние негативных факторов, таких как вынос механических примесей и осаждение асфальтенов. Рекомендуются интегрировать результаты лабораторных и полевых исследований для создания более универсальных моделей, а также применять предложенные математические зависимости для мониторинга и регулирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений.

Геомеханические факторы оказывают существенное влияние на изменение проницаемости в удаленной зоне пласта, а описание точной зависимости от изменения фильтрационно-емкостных свойств сильно осложнено ввиду нелинейности уравнений, наличия временных производных и специфичных граничных условий.

В данной работе проанализированы факторы, влияющие на изменение проницаемости УЗП, и их связь с процессом выноса механических частиц. Установлено, что увеличение эффективного давления, ползучесть пород, выпадение асфальтенов и осаждение неорганических солей могут приводить к изменению структуры порового пространства, образованию микротрещин, разрушению породы-коллектора, создавая условия для высвобождения и миграции механических частиц. Формирование зон с пониженной фильтрацией вызывает перераспределение потоков пластовых флюидов, что способствует интенсификации выноса механических частиц. Полученные зависимости позволяют прогнозировать риски пескопроявления и разрабатывать методы контроля для повышения стабильности разработки. ●

Литература

- Kozhevnikov, E.V.; Turbakov, M.S.; Riabokon, E.P.; Poplygin, V.V. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies* 2021, 14, 2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>.
- Jones, F.O.; Owens, W.W. A Laboratory Study of Low-Permeability Gas Sands. *J. Pet. Technol.* 1980, 32, 1631–1640.
- Ren, J.; Guo, P. A New Mathematical Model for Pressure Transient Analysis in Stress-Sensitive Reservoirs. *Math. Probl. Eng.* 2014, 2014, 485028.
- Moradi, M.; Shamloo, A.; Asadbegi, M.; Dezfali, A.D.; Asadbeigi, M. Three dimensional pressure transient behavior study in stress sensitive reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2017, 152, 204–211.
- Попов, С.Н. Разработка геомеханической модели для прогноза изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов трещинно-порового типа

в процессе снижения пластового давления (на примере ачимовских отложений месторождений нефти и газа Крайнего Севера) / С.Н. Попов, С.В. Мазанов, М.Г. Жариков. – (Разработка нефтяных и газовых месторождений). – Текст: непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 6. – С. 47–55: рис., формулы. – Библиогр.: с. 54–55. – ISSN 0234-1581.

- Kozhevnikov, E.; Riabokon, E.; Turbakov, M. A Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production. *Energies* 2021, 14, 2695. <https://doi.org/10.3390/en14092695>.
- Turbakov, M.S.; Kozhevnikov, E.V.; Riabokon, E.P.; Gladkikh, E.A.; Poplygin, V.V.; Guzev, M.A.; Jing, H. Permeability Evolution of Porous Sandstone in the Initial Period of Oil Production: Comparison of Well Test and Coreflooding Data. *Energies* 2022, 15, 6137. <https://doi.org/10.3390/en15176137>.
- Nur, A.; Byerlee, J.D. An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids. *J. Geophys. Res. Space Phys.* 1971, 76, 6414–6419.
- Li, M.; Bernabé, Y.; Xiao, W.-I.; Chen, Z.-Y.; Liu, Z.-Q. Effective pressure law for permeability of E-bei sandstones. *J. Geophys. Res. Space Phys.* 2009, 114, B07205.
- Ghabezloo, S.; Sulem, J.; Guédon, S.; Martineau, F. Effective stress law for the permeability of a limestone. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 2009, 46, 297–306.
- Sigal, R.F. The pressure dependence of permeability. *Petrophys. SPWLA J. Form. Eval. Reserv. Descr.* 2002, 43, 92–102.
- Impact of Asphaltene Precipitation and Deposition on Wettability and Permeability. Isah Mohammed, Mohamed Mahmoud, Ammar El-Husseiny, Dhafer Al Shehri, Kareem Al-Garadi, Muhammad Shahzad Kamal, and Olalekan Saheed Alade. *ACS Omega* 2021 6 (31), 20091–20102. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c03198>.
- Lichaa, P. M.; Herrera, L. Electrical and Other Effects Related to the Formation and Prevention of Asphaltene Deposition Problem in Venezuelan Crudes. *Proc. – SPE Int. Symp. Oilf. Chem.* 1975, 107–125, DOI: 10.2523/5304-MS.
- Precksho, G. W.; DeLisle, N. G.; Cottrell, C. E.; Katz, D. L. Asphaltic Substances in Crude Oils. *Trans. Soc. Pet. Eng.* 1943, 151 (01), 188–205, DOI: 10.2118/943188-G.
- Leontaritis, K. J.; Mansoori, G. A. Asphaltene Flocculation During Oil Production and Processing: A Thermodynamic Colloidal Model. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA*, 1987; pp. 149–158. DOI: 10.2118/16258-MS.
- Yuan Z, Liao X, Zhang K, Zhao X, Chu H and Zou J (2020) Mathematical Characterization of Inorganic Salt Precipitation From the Reaction of CO₂ With Formation Brine and Its Application. *Front. Energy Res.* 8:141. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00141>.
- Alam, M., Hjuler, M., Christensen, H., and Fabricius, I. (2014). Petrophysical and rock-mechanics of CO₂ injection for enhanced oil recovery: experimental study on chalk from South Arne field. *North Sea. Pet. Sci. Eng.* 122, 468–487. doi: 10.1016/j.petrol.2014.08.008.
- Assayag, N., Matter, J., Ader, M., Goldberg, D., and Agrinier, P. (2009). Water-rock interactions during a CO₂ injection field-test: Implications on host rock dissolution and alteration effects. *Chem. Geol.* 265, 227–235. doi: 10.1016/j.chemgeo.2009.02.007.
- Bacci, G., Korre, A., and Durucan, S. (2010). An experimental and numerical investigation into the impact of dissolution/precipitation mechanisms on CO₂ injectivity in the wellbore and far field regions. *Int. J. Greenh. Gas Control* 5, 579–588. doi: 10.1016/j.jggc.2010.05.007.
- Карманский, Д.А. Анализ изменения свойств коллекторов нефти и газа на различных этапах разработки нефтяных месторождений / Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1 (325). – С. 46–50. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-46-50. – EDN TMVVEO.
- Кусайко Г.Н. Анизотропия проницаемости в модельных пористых средах, образованных периодическими кубическими структурами / Г.Н. Кусайко, Д.Е. Игошин, А.С. Губкин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 2 (30). С. 101–114. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-2-101-114.
- Лушпеев В.А., Лушпеева О.А., Тюкавкина О.В., Стреляев В.И. Методика определения причины обводнения скважин // Георесурсы. 2013. № 2 (52). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-opredeleniya-prichiny-obvodneniya-skvazhin> (дата обращения: 13.10.2024).
- Исследование влияния плотности сетки скважин на природно-технологические показатели разработки нефтяных месторождений с учетом ползучей деформации горных пород / А.М. Кулиев, Р.М. Эфендиев, Б.З. Казымов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 2 (547). – С. 38–45. – DOI 10.33285/0132-2222-2019-2(547)-38-45. – EDN YWQNYD.
- Мордвинов В.А., Пономарева И.Н. Определение эффективности геолого-технических мероприятий на основе комплексной оценки фильтрационных характеристик пластов // ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. – Пермь: ПГТУ, 2005. – С. 36–39.
- Игошин, Д.Е. Течение двухфазной жидкости в модельной пористой среде, образованной осесимметричными каналами переменного сечения / Д.Е. Игошин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 4. – С. 169–180. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-4-169-180. – EDN VPKYRI.

KEYWORDS: remote reservoir zone, permeability, effective pressure, sand production, asphaltenes, salt deposition, fluid saturation, creep, geomechanical factors.

ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

в условиях маломощных расчлененных коллекторов Западной Сибири с обширной водонефтяной зоной

Юшин Евгений Сергеевич

доцент кафедры
недропользования
и нефтегазового дела,
доцент, к.т.н.

Махмуд Абдулрахман Фараг Хемдан

магистрант

Переверзев Иван Владимирович

магистрант

Лукащук Максим Маркович

магистрант

ФГАОУ ВО Российский
университет дружбы
народов имени
Патриса Лумумбы

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ МАЛОМОЩНЫХ РАСЧЛЕНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ОБШИРНОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЗОНОЙ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ОДНУ ИЗ НАИБОЛЕЕ СЛОЖНЫХ ЗАДАЧ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ЭТА ПРОБЛЕМА ПРИОБРЕТАЕТ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, ГДЕ ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАСОВ НЕФТИ СОСРЕДОТОЧЕНА В ПЛАСТАХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ, ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ РАСЧЛЕНЕННОСТИ И ОБШИРНЫМИ ВОДОНЕФТЯНЫМИ ЗОНАМИ. ОДНИМ ИЗ ТАКИХ ОБЪЕКТОВ ЯВЛЯЕТСЯ ПЛАСТ Р МЕСТОРОЖДЕНИЯ В, КОТОРЫЙ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ, НИЗКИМИ КОЛЛЕКТОРСКИМИ СВОЙСТВАМИ И ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ. АКТУАЛЬНОСТЬ НАСТОЯЩЕГО ИССЛЕДОВАНИЯ ОБУСЛОВЛЕНА НЕОБХОДИМОСТЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Р С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И УВЕЛИЧЕНИЯ НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ. В УСЛОВИЯХ, КОГДА ОСНОВНЫЕ ЗАПАСЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЖЕ ВЫРАБОТАНЫ, А ОСТАТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ СОСРЕДОТОЧЕНЫ В КРАЕВЫХ ЗОНАХ С НИЗКИМИ КОЛЛЕКТОРСКИМИ СВОЙСТВАМИ, ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН СТАНОВИТСЯ КЛЮЧЕВЫМ ФАКТОРОМ УСПЕШНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS IN THIN, COMPARTMENTALIZED RESERVOIRS WITH EXTENSIVE OIL-WATER TRANSITION ZONES IS ONE OF THE MOST CHALLENGING TASKS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. THIS ISSUE IS PARTICULARLY RELEVANT IN WESTERN SIBERIA, WHERE A SIGNIFICANT PORTION OF OIL RESERVES IS CONCENTRATED IN LOW-PERMEABILITY FORMATIONS WITH HIGH COMPARTMENTALIZATION AND EXTENSIVE OIL-WATER TRANSITION ZONES. ONE SUCH EXAMPLE IS RESERVOIR R OF FIELD B, WHICH IS CHARACTERIZED BY COMPLEX GEOLOGICAL STRUCTURE, POOR RESERVOIR PROPERTIES, AND HIGH WATER CUT IN PRODUCTION. THE RELEVANCE OF THIS STUDY IS DRIVEN BY THE NEED TO OPTIMIZE THE DEVELOPMENT STRATEGY FOR RESERVOIR R TO ENHANCE OIL RECOVERY AND INCREASE CUMULATIVE PRODUCTION. GIVEN THAT THE MAIN RESERVES OF THE FIELD HAVE ALREADY BEEN DEPLETED, AND THE REMAINING RESERVES ARE CONCENTRATED IN MARGINAL ZONES WITH POOR RESERVOIR PROPERTIES, SELECTING THE OPTIMAL PRODUCTION WELL DESIGN BECOMES A KEY FACTOR IN THE SUCCESSFUL DEVELOPMENT OF THE FIELD

Ключевые слова: разработка месторождений, гидроразрыв пласта, высокая обводненность, траектория бурения, гео-логический разрез, конструкция скважины.

Объект исследования

Объектом исследования является пласт Р месторождения В, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе Западной Сибири. Месторождение В характеризуется сложным геологическим строением, и его разработка является серьезным вызовом. По мере истощения «простых» с точки зрения геологии и роста доли «сложных» вовлеченных в разработку месторождений происходит непрерывное и вынужденное совершенствование техники и технологии добычи углеводородного сырья, и в этом плане правильный выбор системы разработки пласта, а именно конструкции добывающих скважин, играет одну из ключевых ролей.

Пласт Р представляет собой маломощный, расчлененный коллектор с обширной водонефтяной зоной. Глубина залегания пласта варьируется от 1350 до 1600 метров. Продуктивные отложения пласта Р состоят из переслаивания песчаников, алевролитов и глин, что усложняет его разработку. Основной проблемой разработки пласта Р является высокая степень обводненности продукции, особенно в краевых зонах, где расстояние до зоны водонефтяного контакта (ВНК) минимально. В пределах месторождения В наблюдается снижение уровня зоны водонефтяного контакта (ВНК) с северо-запада на юго-восток от абсолютных отметок -1346 до -1420 м. Показатели и

ТАБЛИЦА 1. Показатели разработки по пласту Р месторождения В

№ п/п	Основные показатели разработки	
1	Год ввода в разработку	1981
2	Текущая добыча нефти, тыс. т/год	1421,1
3	Накопленная добыча нефти, тыс. т	41556
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,157
	Утвержденный КИН (кат. АВ1), доли. ед.	0,298
5	Годовая добыча жидкости, тыс. т	9500,5
	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	163990
	Обводненность, %	85,0
	Водонефтяной фактор, т/т	5,7
	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	2,9
6	Фонд добывающих скважин	763
	Действующий фонд добывающих скважин	739
	Действующий фонд нагнетательных скважин	369
7	Средний дебит нефти, т/сут	7,2
	Средний дебит жидкости, т/сут	48,1
	Средняя приемистость скважины, м³/сут	107,5
8	Годовая закачка воды, тыс. м³	10010,6
	Накопленная закачка воды, тыс. м³	189045
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	101,3
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	108,0
9	Добыча попутного газа, млн м³/сут	96,0
	Добыча свободного газа, млн м³/сут	–
	Добыча конденсата (стабильного), тыс. т	–

динамика разработки по пласту Р месторождения В представлены в таблице 1 и на рисунке 1 соответственно.

Основной проблематикой объекта является обширная водонефтяная зона, проектный фонд располагается на низких

абсолютных отметках, где точность структурных построений +/- 5,5 м, преимущественно с низким коэффициентом нефтенасыщенности (Кн) с близким расположением ВНК, соответственно, нередко прорывы трещин ГРП в водонасыщенные пропластки.

В последние годы, в условиях активной разработки пласта Р, доля высокообводненных скважин постоянно возрастает. Это обусловлено естественной выработкой запасов в разбуренной зоне. На сегодняшний день доля добычи с обводненностью ниже 50 % составляет всего 7,6 %, а доля добычи с обводненностью выше 90 % составляет 38,9 % и постоянно растет. С обводненностью продукции более 80 % эксплуатируется 74 % скважин (546 шт.). По состоянию на 01.01.2024 г. текущее пластовое давление по объекту ниже первоначального на 0,5 МПа (или на 4 %) и составляет 12,5 МПа.

Перспективы развития событий на площади месторождения В связаны с поиском эффективных технологических решений по разработке отложений краевых участков пласта Р, содержащих значительную часть остаточных извлекаемых запасов нефти месторождения, и выбор конструкции добывающих скважин в таких условиях является ключевой задачей, поскольку

ТАБЛИЦА 2. Свойства пластовой и дегазированной нефти пласта Р

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
Количество исследованных проб (скважин)	9 (4)	
Пластовое давление, МПа	12,7–14,0	13
Пластовая температура, °С	58–60	59
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	3,2–5,8	5,6
Газосодержание (стандартная сепарация), м³/т	14–39	28,2
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м³/т	–	29
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³	804–838	811,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,20–5,40	3,25
Свойства дегазированной нефти		
Количество исследованных проб (скважин)	35 (25)	
Плотность в поверхностных условиях, кг/м³	829–885	841
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с		
при 20 °С	4,68–81,58	30,4
при 50 °С	2,48–19,69	9,34
Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-30)–18	2
Массовое содержание, %		
серы	0,13–0,60	0,41
смола силикагелевых	3,2–8,76	6,18
асфальтенов	0,40–5,41	1,26
парафинов	2,17–6,98	4,87
Температура начала кипения, °С	50–178	96

РИСУНОК 1. Динамика показателей разработки пласта Р

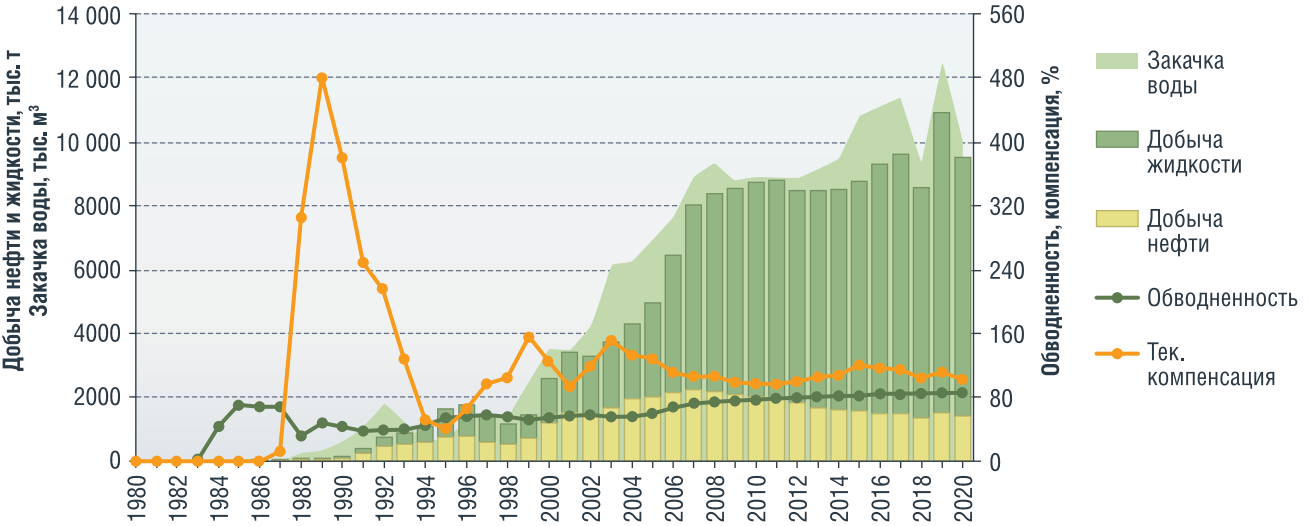


РИСУНОК 2. Геологический разрез пласта Р по линии скважин № 501Р-2017-4553-560Р-281-284-331-2Р-50Р-548Р-582Р

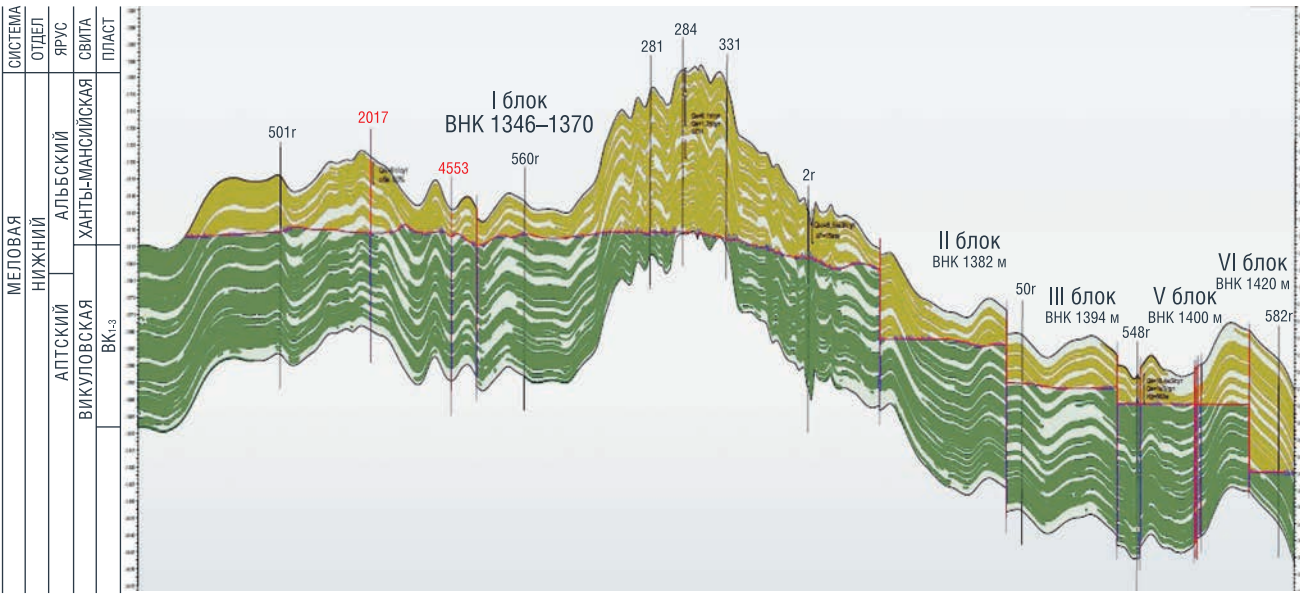
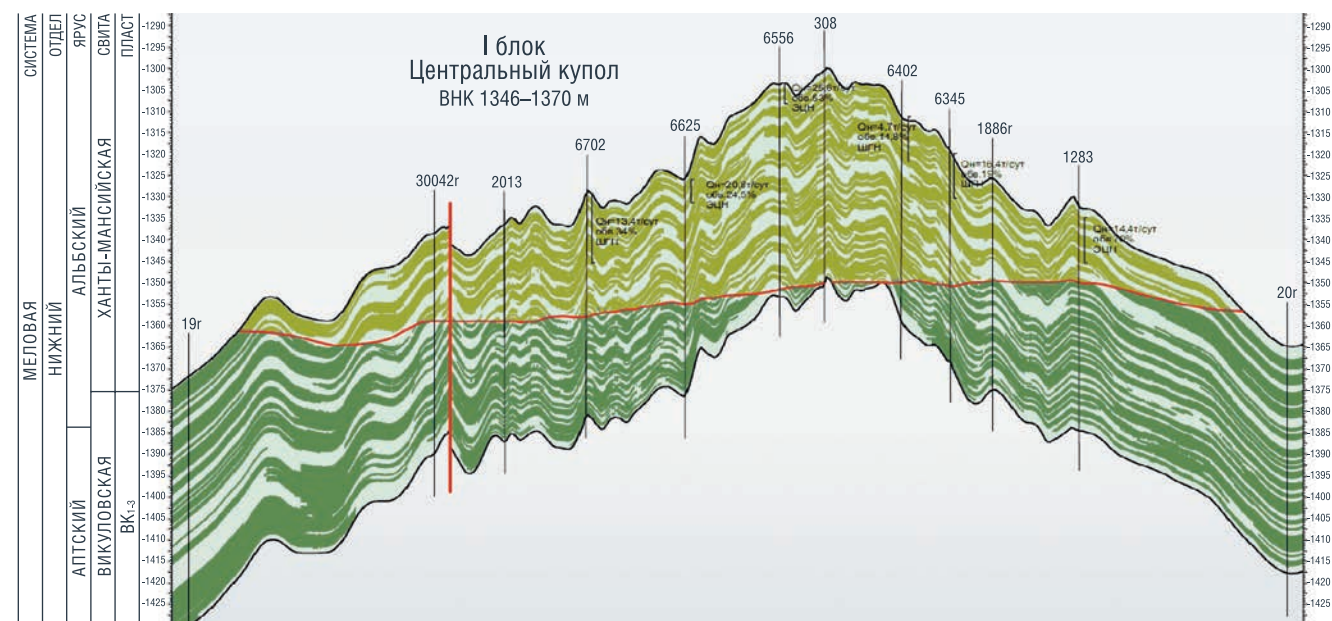


РИСУНОК 3. Геологический разрез пласта Р по линии скважин № 19Р-30042Р-2013-6702-6625-6556-308-6402-6345-1886Р-1283-20Р



остаточные извлекаемые запасы нефти пласта Р сосредоточены в краевых частях залежей, которые характеризуются переходными, обширными водонефтяными и расчлененными зонами.

В указанных условиях известные традиционные методы разработки, такие как бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) [3], могут оказаться неэффективными из-за высокого риска прорыва воды в ствол скважины.

Исследование

Цель исследования заключается в разработке критериев выбора конструкции добывающих скважин в условиях маломощных расчлененных коллекторов Западной Сибири с обширной водонефтяной зоной (в частности, в условиях пласта Р месторождения В).

Для анализа использовались данные геофизических исследований скважин, результаты испытаний керна, а также информация о текущей добыче и обводненности продукции, свойствах пластовой и дегазированной нефти пласта Р, которые приведены в таблице 2.

На основе этих данных были построены модели залежей пласта Р, проведен анализ состояния разработки и предложены альтернативные варианты систем разработки с использованием различных конструкций добывающих скважин.

Результаты и выводы

В результате проведенного исследования были получены следующие результаты: анализ геологического строения пласта Р показал, что пласт характеризуется высокой степенью расчлененности

(коэффициент расчлененности 18 д. ед.) и обширной водонефтяной зоной. Это делает разработку пласта сложной задачей, особенно в краевых зонах, где расстояние до ВНК минимально [1, 4]. Построенные геологические разрезы пласта представлены на рисунках 2 и 3.

Оценка состояния разработки пласта Р показала, что основные запасы месторождения уже выработаны, а остаточные запасы сосредоточены в краевых зонах с низкими коллекторскими свойствами [2].

На месторождении В выделено шесть объектов разработки, основным из которых является Р, на долю которого приходится 45 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и 48 % текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). Распределение НИЗ и ТИЗ по объектам разработки месторождения В представлено на рисунке 4.

РИСУНОК 4. Распределение НИЗ и ТИЗ по объектам разработки месторождения В

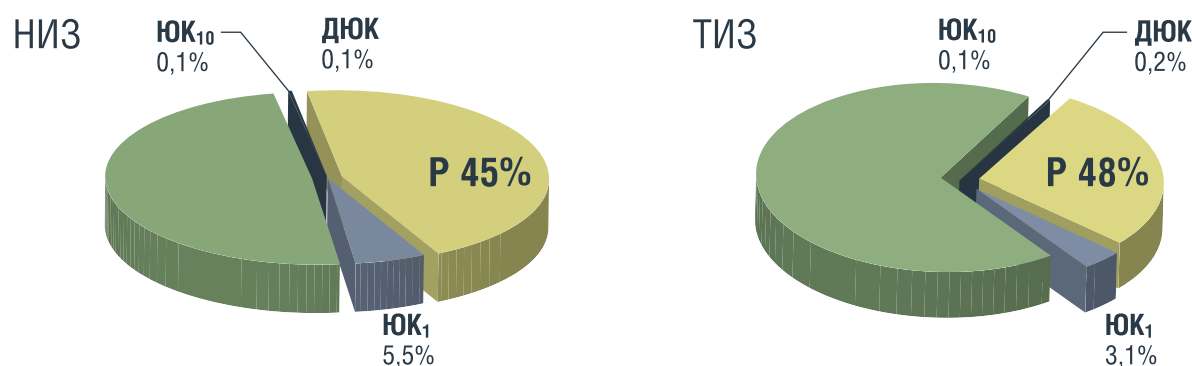
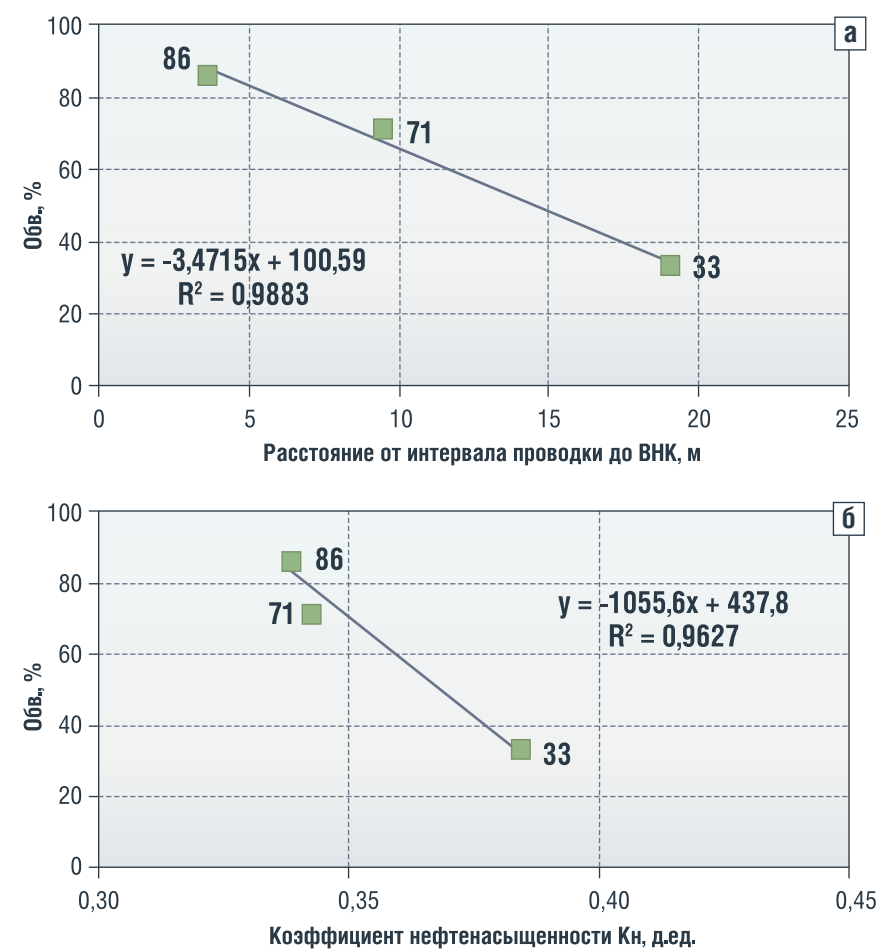


РИСУНОК 5. Графики зависимостей процента обводненности от расстояния от интервала проводки до ВНК (а) и от коэффициента нефтенасыщенности Кн (б)



На основе анализа пробуренных скважин на пласт Р на месторождении В получены зависимости процента обводненности скважины от расстояния от интервала проводки до ВНК, а также зависимость процента обводненности от коэффициента нефтенасыщенности Кн. Текущая обводненность продукции составляет 86 %, а доля высокообводненных скважин (с обводненностью более 90 %) достигает 38,9 %.

По результатам данных этих графиков можно увидеть, что при расстоянии до ВНК в 5 м мы имеем входную обводненность продукции в 86 %, что выше средней входной обводненности на месторождении на 25 %. В таких условиях бурение горизонтальных скважин является нерентабельным.

Также на расстоянии до ВНК в 5 м коэффициент нефтенасыщенности Кн становится равным 0,34 д. ед. при входной обводненности 86 % (рисунок 5).

В зонах, где расстояние до ВНК превышает 6 метров, горизонтальные скважины с МГРП показывают лучшие результаты по дебиту нефти и экономической эффективности. Однако в зонах с расстоянием до ВНК менее 6 метров горизонтальные скважины с МГРП становятся нерентабельными из-за высокого риска прорыва воды.

В таких условиях многозбойные скважины показывают более стабильные результаты по дебиту нефти и обводненности [5].

Сравнение различных конструкций добывающих скважин показало, что в условиях краевых зон пласта Р наиболее эффективными являются многозбойные скважины (МЗС).

В результате проведенных исследований разработаны рекомендации по выбору конструкции добывающих скважин в зависимости от геологических условий:

- в зонах с расстоянием до ВНК более 6 метров и коэффициентом

нефтенасыщенности (Кн) более 0,35 д. ед. рекомендуется использовать горизонтальные скважины с МГРП;

- в зонах с расстоянием до ВНК менее 6 метров и коэффициентом нефтенасыщенности Кн менее 0,35 д. ед. рекомендуется использовать многозбойные скважины.

Заключение

Исследование показало, что выбор конструкции добывающих скважин в условиях маломощных расчлененных коллекторов с обширной водонефтяной зоной является критически важным для успешной разработки месторождения.

В пласте Р месторождения В наиболее эффективными являются горизонтальные скважины с многофункциональным гидравлическим разрывом (МГРП) в зонах с высокими коллекторскими свойствами и многозбойные скважины в краевых зонах с низкими коллекторскими свойствами. Разработанные рекомендации по выбору конструкции добывающих скважин способствуют повышению эффективности разработки пласта Р и увеличению накопленной добычи нефти. ●

Литература

1. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) [Текст] / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: «Недра», 1978. – 318 с.
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований геофизических исследований разрезов скважин [Текст] / В.Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – Москва: Недра, 1982. – 448 с.
3. Каунов А.С. Обзор опыта применения технологии МГРП в России и за рубежом / А.С. Каунов, А.А. Хайруллин // Научная электронная библиотека: Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – № 5 (66). – Том 12.
4. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 М., ФБУ ГКЗ РФ, 2016.
5. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов [Текст]: учеб. пособие / Н.И. Слюсарев. – СПб: СПГИ, – 2003. – 78 с.

KEYWORDS: field development, hydraulic fracturing, high water cut, well path, geological cross-section, well design.

АНАЛИЗ КОНЦЕПЦИИ РЕАЛИЗАЦИИ БЕЗЛЮДНОЙ FPSO

В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА ОПЕРАТОРЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ АКТИВОВ ВСЕ БОЛЬШЕ СОСРЕДОТАЧИВАЮТСЯ НА СНИЖЕНИИ КАПИТАЛЬНЫХ И ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ПРИБЫЛИ. КОЛИЧЕСТВО ПЕРСОНАЛА НА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ ОБУСТРОЙСТВА, НАПРИМЕР, ТАКИХ КАК ПЛАВУЧИЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ДОБЫЧИ, ХРАНЕНИЯ И ОТГРУЗКИ НЕФТИ (FPSO) ЯВЛЯЕТСЯ КРИТИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРОМ, ВЛИЯЮЩИМ НА БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА В ЦЕЛОМ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ КОНЦЕПЦИЯ БЕЗЛЮДНЫХ FPSO КАК ПЕРСПЕКТИВНОГО РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАССМАТРИВАЮЩЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВЫГОДЫ И КЛЮЧЕВЫЕ ВЫЗОВЫ ВНЕДРЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ПЛАВУЧИХ УСТАНОВОК

WITH THE EXTREME VOLATILITY OF THE OIL AND GAS MARKET, OPERATORS OF OIL AND GAS ASSETS ARE INCREASINGLY FOCUSED ON REDUCING CAPITAL AND OPERATING COSTS OF PROJECTS IN ORDER TO MAXIMIZE PROFITS. THE NUMBER OF PERSONNEL ON OFFSHORE OIL AND GAS DEVELOPMENT FACILITIES, SUCH AS FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING (FPSO) UNITS, IS A CRITICAL PARAMETER AFFECTING THE SAFETY AND ECONOMIC VIABILITY OF THE OVERALL PROJECT. THIS PAPER ANALYZES THE CONCEPT OF UNMANNED FPSOS AS A PROMISING SOLUTION FOR OFFSHORE OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT, EXAMINING THE TECHNOLOGICAL INNOVATIONS, ECONOMIC BENEFITS AND KEY CHALLENGES OF IMPLEMENTING AUTONOMOUS FLOATING UNITS

Ключевые слова: безлюдная эксплуатация объектов обустройства, плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти, освоение морских месторождений.

Васинкин
Сергей Анатольевич

аспирант кафедры
«Освоение морских нефтегазовых
месторождений»,
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. Губкина

Современные тенденции в нефтегазовой отрасли направлены на повышение эффективности, снижение затрат и минимизацию рисков для персонала. Одним из ключевых направлений развития такого типа трендов становится внедрение в эксплуатацию безлюдных плавучих установок для добычи, хранения и отгрузки нефти

(FPSO – Floating Production Storage and Offloading). Предполагается, что в перспективе эти автономные системы, оснащенные передовыми технологиями дистанционного управления, искусственного интеллекта и роботизации, будут способны работать без постоянного присутствия человека, что открывает новые возможности для освоения удаленных и сложных с точки зрения обустройства морских месторождений.

УДК 622.242.4

Анализ планов международных компаний по развитию концепции безлюдных FPSO

Безлюдные плавучие установки для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO) перестают быть технологической фантастикой и становятся новой реальностью морской нефтегазовой отрасли. В условиях ужесточения экологических норм, роста затрат на персонал и необходимости освоения труднодоступных месторождений ведущие энергетические компании мира активно инвестируют в автономные решения.

Такие крупные нефтегазовые компании, как Equinor (Норвегия), Shell (Великобритания), Petrobras (Бразилия), TotalEnergies (Франция) и ExxonMobil (США), активно ведут научные исследования и запускают уникальные пилотные проекты, демонстрируя решение, позволяющее потенциально радикально сократить операционные расходы и повысить безопасность эксплуатации плавучих добычных систем. Краткая характеристика основных стратегических планов вышеперечисленных компаний представлена в таблице 1.

Концепция безлюдной установки FPSO

Общая философия

Управление и эксплуатация FPSO в круглогодичном режиме предлагается осуществлять с береговой базы управления. Передача данных и управление FPSO предлагается организовывать по оптоволоконному кабелю, а в качестве резервного решения использовать спутниковую связь.

Персонал, согласно данной концепции, находится на борту только во время операций по техническому обслуживанию с частотой посещения 1–2 раза в год. Работы по техническому обслуживанию предлагается обеспечивать с привлечением специализированного судна для обслуживания и ремонта (SOV) с помещениями для размещения персонала. Персонал на FPSO

ТАБЛИЦА 1. Стратегические планы и пилотные проекты международных нефтегазовых компаний в области концепции безлюдных FPSO

Компания	Наименование стратегии	Пилотные проекты
Equinor (Норвегия)	Полная автономность к 2030 г.	«FPSO 2030», месторождение Bacalhau (Бразилия)
Shell (Великобритания)	Постепенная автономизация	Bonga FPSO (Нигерия), проект Penguin (Северное море)
Petrobras (Бразилия)	Сокращение экипажа на 30–50 %	FPSO Mero 3 (2024 г.), партнерство с Yinson
TotalEnergies (Франция)	Гибридные решения (сокращение экипажа до условия < 20 чел.)	Проект Tilenga (Уганда) + солнечные панели
ExxonMobil (США)	Тестирование автономных систем	FPSO Liza (Гайана), облачные вычисления в сотрудничестве с компанией «Microsoft»

предполагается переводить с помощью специально разработанного моста Walk-to-Work (W2W), соединяющего судно SOV с FPSO, позволяя персоналу переходить напрямую с судна SOV на FPSO. Таким образом, на верхнем строении FPSO возможно исключить необходимость использования жилых помещений и вертолетной площадки, что потенциально значительно сокращает массогабаритные характеристики верхнего строения и высвобождает пространство для размещения дополнительного оборудования.

На FPSO предполагается установить многоуровневую систему обеспечения безопасности, основанную на концепции барьеров безопасности, разработанных с целью предотвращения, контроля и митигирования рисков возникновения аварийных ситуаций. Во время плановых компаний по техническому обслуживанию основной технологический процесс будет полностью остановлен.

Концепция эксплуатации данного типа FPSO предполагает полностью электрическое оборудование, т.е. все двигательное, теплообменное оборудование – электрическое, задвижки с электрическим приводом и т.д. Электроэнергия будет поступать по комбинированный оптоволоконный и силовой кабельной линии с береговой электростанции. Предполагается, что источником питания будет высоковольтный переменный ток.

Концепция проектирования системы подготовки продукции и системы жизнеобеспечения FPSO

Технологический процесс подготовки продукции

Типовая схема основного технологического процесса безлюдной FPSO представлена на рисунке 1. Согласно представленной на рисунке 1 схеме, продукция со скважин поступает на первую ступень сепарации, где происходит разделение многофазного потока на газ, нефть и пластовую воду.

Нефть стабилизируется до требований к товарной продукции за счет двух ступеней сепарации с межступенчатым прямым эклектроподогревом. Сепаратор 2-й ступени предполагается оснастить внутренними электростатическими коалесцирующими элементами. В результате подготовки стабилизированная нефть охлаждается и закачивается в танки-хранилища, организованные в корпусе судна.

Газ после первой и второй ступени сепарации отделяется и поступает на вход в компрессорное оборудование и скрубберы, после чего поступает в систему закачки его в пласт.

Пластовая вода, отделившаяся после сепарации, поступает в систему тонкой очистки и подготовки для закачки

РИСУНОК 1. Схема основного технологического процесса на безлюдном FPSO

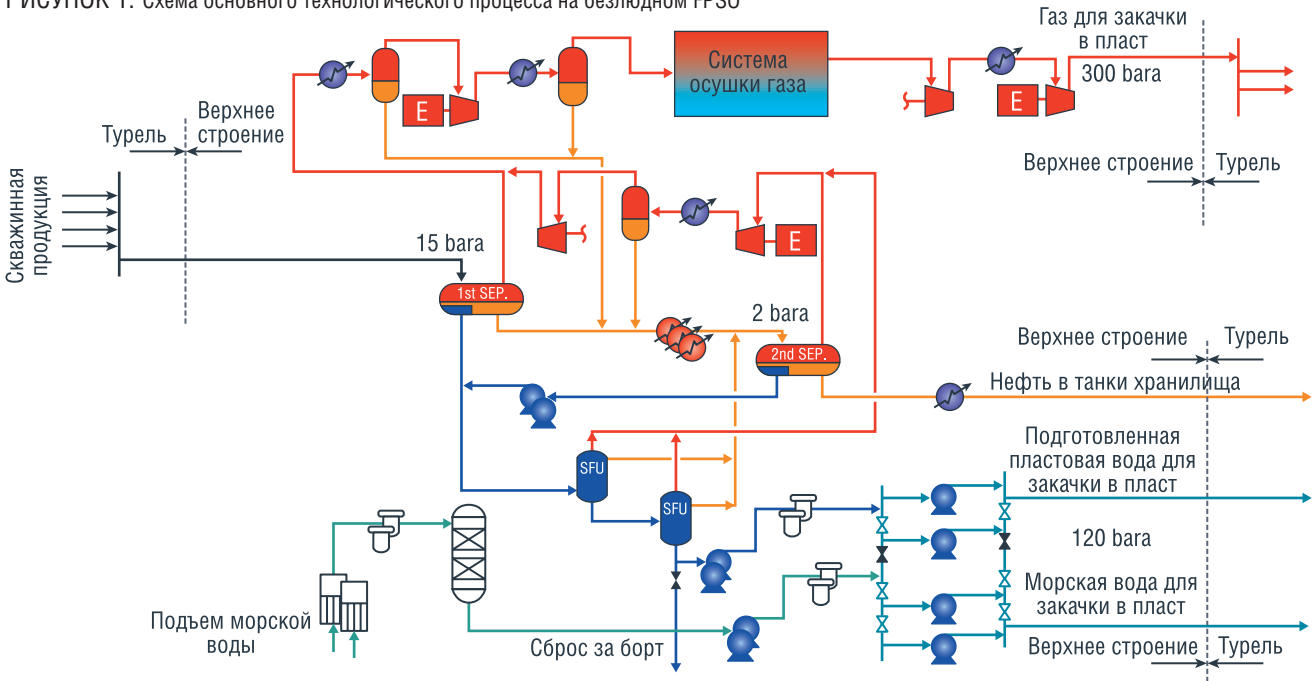


РИСУНОК 2. Общая компоновка верхнего строения безлюдного FPSO [1]



в пласт с целью обеспечения функционирования системы поддержания пластового давления (ППД).

Концепция компоновки верхнего строения FPSO

Отображение конфигурации безлюдного судна FPSO представлена на рисунках 2 и 3. Сравнительная характеристика параметров традиционного типа FPSO и безлюдного типа FPSO представлена в таблице 2.

РИСУНОК 3. Состав сооружений и компоновка оборудования на верхнем строении безлюдного FPSO



ТАБЛИЦА 2. Сравнительная характеристика параметров традиционного типа FPSO и безлюдного типа FPSO

Параметр	Традиционный тип FPSO (персонал 60 – 100 человек)	Безлюдный тип FPSO
Внешний вид FPSO		
Концепция обеспечения управления	Управление технологическим процессом выполняется персоналом на FPSO	Управление технологическим процессом выполняется персоналом на береговой базе управления FPSO
Концепция размещения персонала	Жилые помещения, вертолетная площадка и диспетчерская расположены на судне FPSO	Отсутствует инфраструктура для размещения персонала
Концепция схемы технологического процесса	Традиционная схема технологического процесса (без внесения корректировок)	Упрощенная схема технологического процесса с полностью электрической системой
Концепция энергоснабжения	Генерация электроэнергии на FPSO за счет использования газовых турбин и дизель-генераторов	Энергоснабжение с береговой электростанции по кабельной линии
Концепция обеспечения безопасности эксплуатации	Традиционные системы вспомогательного назначения и стандартные системы обеспечения защиты	Упрощенные системы вспомогательного назначения и более сложные системы обеспечения защиты (формирование многоуровневой схемы барьеров безопасности)
Концепция организации процесса закупок	Обычный процесс закупок оборудования и материалов	Закупка наиболее высококачественного оборудования и материалов с наибольшим значением параметра «среднее время наработки на отказ»
Концепция компоновки верхнего строения FPSO	Традиционная планировка верхнего строения, основанная на нескольких ярусах, позволяющая экипажу осуществлять наблюдение, эвакуацию, доступ, эксплуатацию и техническое обслуживание	Однопалубная компоновка с использованием принципов сокращения металлоконструкций на верхнем строении и возможностью замены оборудования по принципу «закупил оборудование – сразу ввел в эксплуатацию», что обеспечивается за счет модульной конструкции

Сравнительный анализ преимуществ использования безлюдного и традиционного типов FPSO

С целью определения преимуществ безлюдного типа FPSO по сравнению с традиционным типом FPSO, в данной работе проведено сравнительное исследование.

Стоимостные показатели сформированы на основании базы данных ПО «Questor», приведенных к расчетной дате 01.01.2025 г. Схема обустройства для двух разных концепции FPSO представлена на рисунке 4. В качестве объекта исследования выбрано морское месторождение в Африканском регионе с представленными в таблице 3 технологическими показателями. Сухая масса технологического оборудования для различных типов

FPSO представлена в таблице 4 и на рисунке 5. Для безлюдного типа FPSO наблюдается значительное снижение веса, в основном за счет упрощения технологической схемы и исключения определенных функциональных блоков, к примеру, жилого модуля и вертолетной площадки во варианте с безлюдной FPSO. Масса верхнего строения была оценена на основе перечня технологического оборудования, сформированного согласно схеме, представленной на рисунке 1.

РИСУНОК 4. Визуализация схем обустройства морского месторождения, разработанных в ПО «Questor»

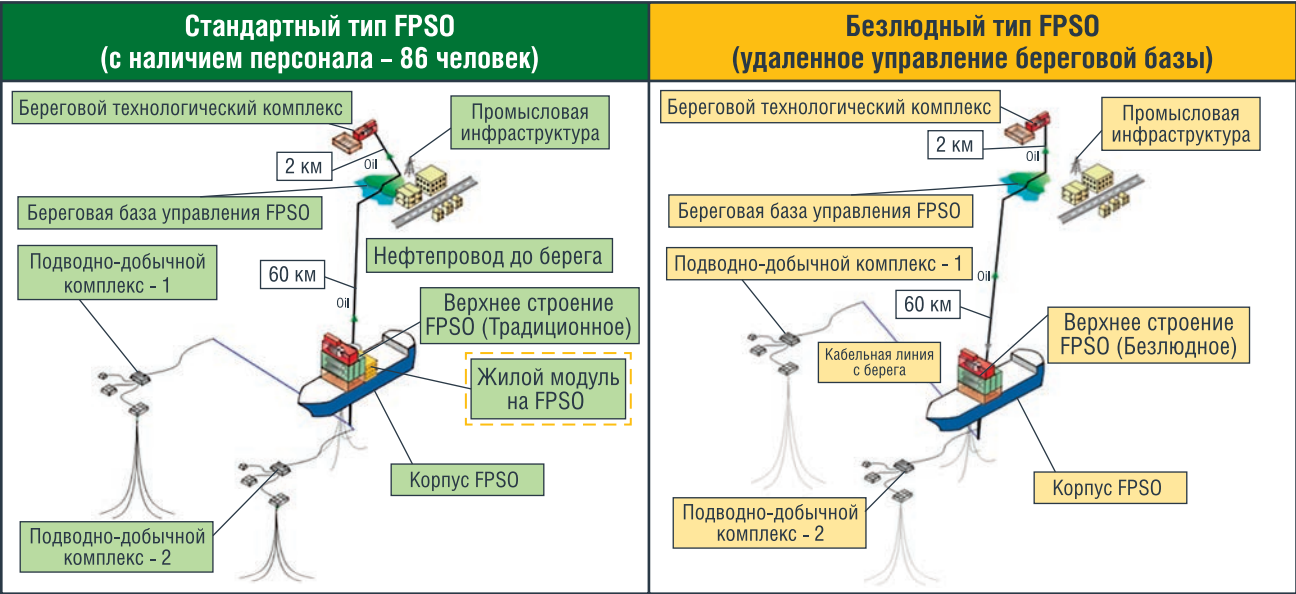


РИСУНОК 5. Результаты сравнительного анализа сухой массы различных функциональных блоков верхнего строения традиционного FPSO и безлюдного FPSO

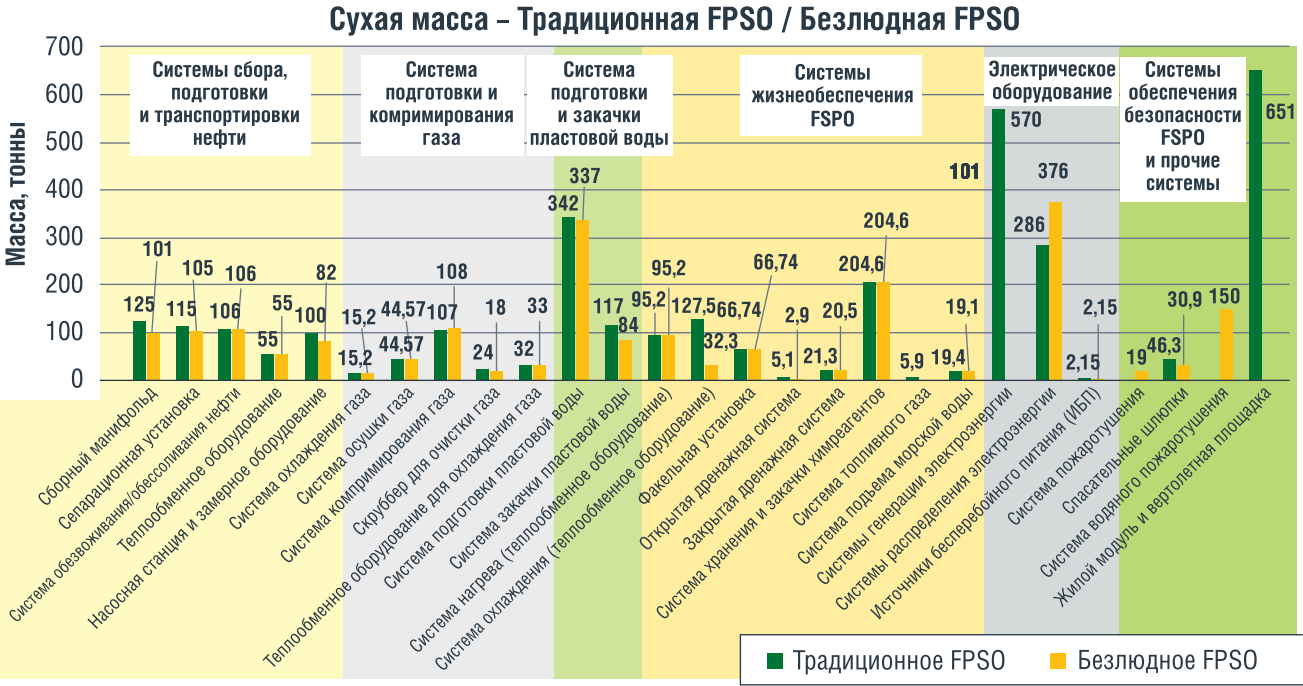


ТАБЛИЦА 3. Технологические показатели объекта исследования (морского месторождения в Африканском регионе)

Общие данные объекта	Значение	Единицы измерения
Добыча нефти	110 000	бarr./сут
Закачка воды	134 000	бarr./сут
Добыча ПНГ	1,504	млн м³/сут
Расстояние до берега	60	км
Глубина моря	600	м
Тип приводов оборудования и потребляемая мощность технологического оборудования		
Традиционный тип FPSO	Тип приводов оборудования	Газотурбинный
	Потребляемая мощность оборудования	76,2 МВт
Безлюдный тип FPSO	Тип приводов оборудования	Полностью электрический
	Потребляемая мощность	85,7 МВт

В результате было выявлено, что расчетная сухая масса верхнего строения для безлюдного FPSO примерно на ~36% ниже, чем для традиционного FPSO (12 тыс. тонн против 19 тыс. тонн). Это обусловлено меньшим количеством технологического оборудования и функциональных блоков, а также снижением массы металлоконструкций, поскольку компоновка безлюдного FPSO осуществляется на одном ярусе палубы, как представлено на рисунке 3.

Оценка капитальных затрат (CAPEX)

Оценка капитальных затрат для безлюдного FPSO в сравнении с традиционным типом FPSO приведена в таблице 5. Затраты приведены на уровне цен 01.01.2025 года и рассчитаны для разработки месторождения в Африканском регионе.

В результате оценки выявлено, что капитальные затраты на строительство безлюдного типа FPSO меньше примерно на 15%.

Оценка операционных затрат (OPEX)

Оценка операционных затрат для безлюдного FPSO в сравнении с традиционным типом FPSO приведена на рисунке 6. В рамках данного расчета, с целью исключения идентичных друг

ТАБЛИЦА 4. Результаты расчета масс верхнего строения различных по типу исполнения FPSO

Масса блока верхнего строения FPSO, тонн	Традиционное FPSO	Безлюдное FPSO
Первичные металлоконструкции	3925	2663
Вторичные металлоконструкции	6 557	4353
Трубопроводная обвязка	1804	1380
Электрическое оборудование	738	613
Система контрольно-измерительных приборов и автоматики	514	410
Технологическое оборудование	3895	2312
Жилой модуль и вертолетная площадка	841	–
Прочее	779	524
ИТОГО, тонн	19 055	12 257

ТАБЛИЦА 5. Общие технологические показатели объекта исследования

		Капитальные затраты, млн долл.	
		Традиционное FPSO	Безлюдное FPSO
FPSO	Верхнее строение	1 463,58	920,79
	Жилой модуль и вертолетная площадка	12,83	0,00
	Турель	153,75	164,39
	Корпус	506,47	541,51
	Система позиционирования	40,70	40,70
	Морские операции по транспортировке и установке FPSO на точку	43,51	43,51
Энергоснабжение с береговой базы управления FPSO	Силовая и оптоволоконная кабельная линия (2 ед.)		96,17
	Береговая база управления FPSO		80,00
ИТОГО, млн долларов		2 220,84	1 887,06

РИСУНОК 6. Максимальные годовые операционные затраты – традиционная FPSO / безлюдная FPSO

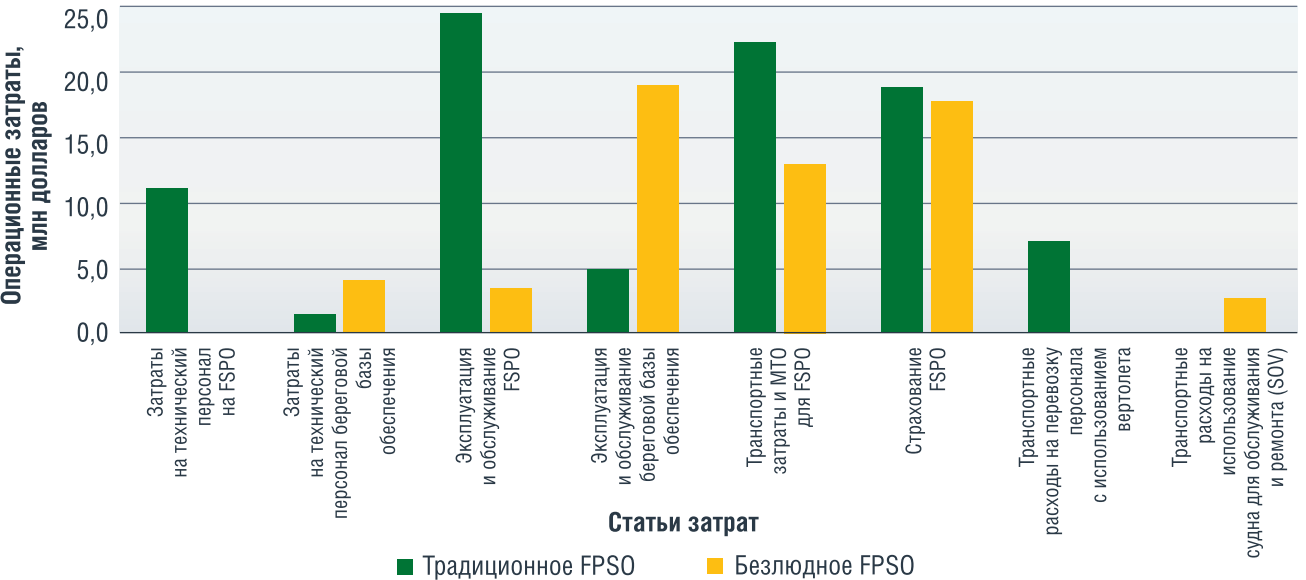


ТАБЛИЦА 6. Наименование технологических рисков эксплуатации FPSO

Наименование риска	Характеристика рисков
Технические риски	• Отказы критического оборудования. Компрессорные системы, насосное оборудование и системы сепарации требуют постоянного мониторинга. Безлюдный режим увеличивает риск незамеченных сбоев • Ограниченные возможности ремонта. Замена модулей технологического оборудования зависит от доступности судов обслуживания (SOV). В штормовых условиях операции могут быть затруднены • Уязвимость энергоснабжения. Зависимость от берегового электричества или подводных кабелей. Обрыв кабеля (например, из-за якорных цепей танкеров) парализует работу
Кибербезопасность	• Хакерские атаки на системы управления • Взлом дистанционного управления • Фальсификация данных датчиков (например, давления в трубопроводах) • Отсутствие стандартов защиты
Регуляторные и правовые риски	• Текущие требования конвенции SOLAS и MARPOL требуют наличия экипажа для аварийного реагирования. Норвежское управление PSA пока не разрешает эксплуатацию полностью безлюдных FPSO, допуская лишь сокращение персонала, но работы по согласованию ведутся • Разливы нефти или столкновения танкеров в безлюдном режиме могут привести к сложным судебным разбирательствам
Экологические риски	• Датчики могут не обнаружить малые разливы, а роботы-ликвидаторы в текущей конфигурации не могут полностью заменить человеческие бригады • Ограничения по утилизации отходов. Отсутствие экипажа усложняет сбор нефтесодержащих отходов (шламов, маслонепфтесодержащих вод)
Операционные риски	• Критическая зависимость от надежности системы управления и связи. Спутниковые и оптоволоконные каналы управления уязвимы к помехам особенно в Арктических условиях или при экстремальных погодных условиях (шторм и т.п.) • Возможность ложного срабатывания систем. Алгоритмы системы управления могут ошибочно инициировать аварийные остановки, приводя к потерям \$1–2 млн/сутки

другу затрат, были не включены затраты на обслуживание скважин, административные расходы владельца.

В результате оценки выявлено, что годовые операционные затраты в период постоянной добычи за эксплуатацию безлюдного типа FPSO меньше примерно на 30–35 %.

Основные риски эксплуатации безлюдных FPSO

Переход к полностью безлюдным плавучим установкам для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO) сопряжен с рядом технологических, операционных и регуляторных вызовов. Несмотря на перспективность концепции, отсутствие экипажа на борту создает уникальные риски, требующие инновационных решений.

Заключение

Безлюдные FPSO представляют собой перспективное направление в морской нефтедобыче, способное снизить затраты и повысить безопасность. Однако их массовое внедрение потребует решения технологических, экономических и регуляторных задач. В ближайшие годы ожидается рост числа экспериментальных проектов, которые определяют будущее данной концепции.

В результате оценки затрат, выполненной автором, выявлено, что капитальные затраты на строительство безлюдного типа FPSO по сравнению с традиционным меньше примерно на 15 %, а операционные затраты на 30–35 %.

В перспективе компании, способные сбалансировать инновации и управление рисками, получат преимущество в новой эре морской добычи. ●

Литература

1. Anna Isabella Thomassen Frostad, Thomas Singer, Linda Fløttum, Trygve Andreas Rikheim, Robin Balas, and Svein Audun Haaheim, *Aker Solutions Unmanned Full Processing Platforms; Using Subsea Technology as Enabler [Текст] / Anna Isabella Thomassen Frostad, Thomas Singer, Linda Fløttum, Trygve Andreas Rikheim, Robin Balas, and Svein Audun Haaheim, Aker Solutions // Offshore Technology Conference. – 2020. – № May 4–7. – С. 1–19.*

2. DNVGL-CG-0264 *Autonomous and remotely operated ships [Текст] / 2018 – 111 с.*

3. A. Pinosofa, PT Pertamina EP; A.J. Ramirez, Pequiven; O.S. Cortazar Cruz, Pemex; Y.Ravelo, Ecopetrol; G. Yermagaliyeva, KazMunayGaz *Unmanned Offshore Platforms: Automation Kit [Текст] / A. Pinosofa, PT Pertamina EP; A.J. Ramirez, Pequiven; O.S. Cortazar Cruz, Pemex; Y.Ravelo, Ecopetrol; G. Yermagaliyeva, KazMunayGaz // Trinidad and Tobago Energy Resources Conferenc. – 2010. – № June 27–30. – С. 1–14.*

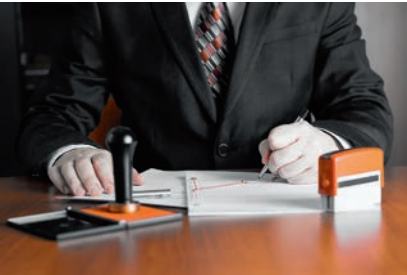
KEYWORDS: *unpopulated operation of facilities, floating installations for oil production, storage and shipment, development of offshore fields.*



РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ АГИТИРУЮТ НЕ ПУСКАТЬ ОБРАТНО В СТРАНУ ЗАПАДНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ



На встрече в Кремле предприниматели выразили опасение по поводу возвращения иностранных компаний, заявив, что вместе с ними вернутся также производители иностранного ПО и сопутствующего оборудования. В ответ их заверили, что правительству поручено найти решение, чтобы отменить ненавистный пункт об обратном выкупе. Встреча в Кремле принесла утешение компаниям, перехватившим бизнес западных брендов в 2022 году. Эти эрзац-бренды наживаются на потребительском буме в менее конкурентной среде и теперь стараются застолбить себе место и увековечить сложившееся



положение дел. Незадолго до встречи российские законодатели представили законопроект, который позволит отечественным компаниям игнорировать соглашения об обратном выкупе, если согласованная цена окажется ниже текущей стоимости активов. В российской экономике процветает новый класс победителей.

Уход западных компаний стал для них золотым дном. Бизнесмены предпочитают вкладывать средства у себя на родине, а их выручка бьет рекорды благодаря программам государственной поддержки. Переход на протекционистские позиции – это новое поветрие. Всего несколько месяцев назад кабинету министров было дано поручение разработать порядок возвращения западных компаний.

ПОВОРОТ ОТ ТУРЦИИ К ВОСТОКУ Tencent 腾讯

После диверсии на газопроводах «Северный поток» в 2022 году Кремль задумался над привлекательной альтернативой Черноморского газового хаба. Но этой идее с самого начала не суждено было реализоваться. Протяженность трубопровода недостаточна, местность сложна, а объем инвестиций очень высок. Финансовая ситуация в двух странах не может обеспечить такие расходы. В Турции остается высоким уровень инфляции, а Россия находится в затруднительном положении из-за санкций. Турция надеялась, что Россия будет только играть роль поставщика, а распределение на рынке, графики поставок и другое будет находиться в руках турецкого правительства. Такое распределение ролей, очевидно, нарушает стратегическое намерение России контролировать Европу с помощью энергетики. Президент Турции пошел еще дальше, потребовав дополнительные скидки на газ в обмен на одобрение проекта. После двух лет неудачных переговоров «Газпром» отказался от проекта и решил разыграть другую карту, совершив разворот на Восток.

Россия и Китай обсуждают возможность запуска МГП «Сила Сибири-2», который должен связать газовые месторождения Западной Сибири с Китаем. Стратегически выгодный разворот на Восток может определить будущее России как энергетического гиганта в следующем десятилетии.

КОЗНИ ПРОТИВ КАЗНЫ



Торговля России с западными странами прекратилась почти полностью. Зато Глобальный Юг охотно открывается для российских товаров, в том числе оборонной промышленности. Несмотря на 17 пакетов санкций, введенных ЕС против России, в прошлом году сырьевая держава увеличила свой экспорт почти на 20 %.



В связи с санкциями Россия значительно расширила торговлю со странами АТР. Индия и Китай являются важными покупателями российской нефти и газа и таким образомвливают миллиарды в российскую военную казну. Торговля России с такими странами, как Германия, Италия или США, сократилась на 92 %. Но Венгрия, Бразилия, Турция и Израиль закупают значительно больше российских товаров, чем раньше. Москва постоянно хвастается тем, что привыкла к санкциям и открыла для себя другие рынки. Президент признал, что страна столкнулась с проблемами из-за санкций, однако он также отметил, что экономика поставлена на военные рельсы и подчеркнул, что Россия должна выполнять свои обязательства по экспорту вооружений. Чтобы уменьшить доходы России, Институт немецкой экономики рекомендует снизить установленный ЕС верхний предел цены на российскую нефть с 60 до 45 долл. за барр. в 18-м пакете санкций ЕС, а также принять более жесткие меры в отношении «теневого флота». ●

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ методом обработки призабойных зон действующих скважин диоксидом углерода

**Афанасьев
Сергей Васильевич**
начальник отдела
по разработке инноваций
и патентования,
АО «Тольяттиазот»,
доцент по специальности
«Экология»,
к.х.н., д.т.н., академик РАЕН

**Саринов
Александр Алексеевич**
главный специалист
АО «Самаранефтегаз»,
ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
аспирант

**Волков
Владимир Анатольевич**
директор
ООО «Дельта-пром
инновации»,
к.т.н.

В ОБЗОРНОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ ПОДАЧИ СЖИЖЕННОГО УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ, ПОЛУЧЕННЫЕ ФИРМОЙ РИТЭК И ДРУГИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ПО ЗАКАЧКЕ СЖИЖЕННОГО ДИОКСИДА УГЛЕРОДА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ. НА ОСНОВЕ ПРОВЕДЕННЫХ КРУПНЫХ ИСПЫТАНИЙ И РАСЧЕТОВ СДЕЛАН ВЫВОД О ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНЫХ ВАРИАНТАХ ЕГО ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ. ВНЕДРЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ УРОВЕНЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ, НЕСМОТЯ НА УВЕЛИЧЕНИЕ ЕЕ ВЯЗКОСТИ И СОКРАЩЕНИЕ ЗАПАСОВ

THE REVIEW ARTICLE EXAMINES VARIOUS TECHNICAL OPTIONS FOR USING LIQUEFIED CARBON DIOXIDE TO FEED IT INTO THE BOTTOMHOLE ZONE TO INTENSIFY THE PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL. EXPERIMENTAL DATA OBTAINED BY RITEK AND OTHER ORGANIZATIONS ON THE INJECTION OF LIQUEFIED CARBON DIOXIDE AT FIELDS IN THE SAMARA REGION ARE ALSO ANALYZED. BASED ON THE LARGE-SCALE TESTS AND CALCULATIONS CONDUCTED, A CONCLUSION ON THE PREFERRED OPTIONS FOR ITS CYCLIC INJECTION IS MADE. THE IMPLEMENTATION OF THE PROPOSED INNOVATIVE SOLUTIONS WILL INCREASE THE LEVEL OF OIL PRODUCTION DESPITE THE INCREASE IN ITS VISCOSITY AND THE REDUCTION OF RESERVES

Ключевые слова: диоксид углерода, агрегатное состояние, газоциклическая закачка, высоковязкая нефть, сверхкритический флюид, эффективность нефтедобычи.

УДК 622.276.6

В настоящее время во всем мире нефтедобывающие компании сталкиваются с проблемой истощения нефтяных запасов. В связи с этим реализуются программы по доразведке разрабатываемых месторождений, освоению трудноизвлекаемых пластов, в том числе низкопроницаемых коллекторов и высоковязкой нефти.

К числу перспективных методов нефтедобычи относится вытеснение нефти путем закачки в пласт углекислого газа или низших углеводородов [1, 2]. Это обеспечивает снижение энергетических затрат, исключение риска образования газовых гидратов, повышение нефтеотдачи эксплуатируемых месторождений.

Известно, что после заводнения нефтяных месторождений по обычной технологии в недрах остаются неизвлекаемыми до 30–70 % начальных запасов углеводородов, которые оказываются сложно рассредоточенными в заводненном объеме пластов в виде остаточной рассеянной нефти и не охваченных заводнением слоев, линз, пропластков.

Остаточную нефть способны вытеснять лишь те рабочие агенты, которые смешиваются с ней и водой, или имеют сверхнизкое межфазное натяжение на границе раздела фаз. Именно такие условия возникают при вытеснении высоковязкой нефти с использованием диоксида углерода.

Данные методы относятся к числу наиболее высокопотенциальных, так как способны снижать до 2–5 %

остаточную нефтенасыщенность призабойной зоны, охваченной рабочим агентом. Применительно к российским нефтедобывающим организациям они имеют принципиальное значение, ибо основная часть остаточной нефти на известных разрабатываемых месторождениях остается в виде заводненных запасов, которые труднее извлекать, чем из заводненных пластов.

Установлено, что при растворении в воде диоксида углерода ее вязкость несколько увеличивается, однако наблюдаемый прирост весьма незначителен. При содержании в воде 3–5 % мас. CO₂ вязкость ее возрастает на 20–30 %. Образующаяся угольная кислота растворяет породы пласта и повышает их проницаемость. В случае песчаников она увеличивается на 5–15 %, а доломитов – на 6–75 %. В присутствии диоксида углерода также снижается набухаемость глинистых пород. Диоксид углерода в воде способствует разрыву и отмывке пленочной нефти, покрывающей зерна породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и вступают в агломерацию.

По мнению Ф.М. Гумерова и других известных российских исследователей, диоксид углерода не является средой, непосредственно смешивающейся с нефтью. Однако по мере продвижения по пласту он все больше растворяет в себе легкие углеводороды, одновременно и сам растворяясь в них.

Все это приводит к образованию переходной зоны, и при длительном контакте возможно полное смешение диоксида углерода с нефтью.

Таким образом, формируются условия для перемещения всей (включая высокомолекулярные компоненты) нефти в пласте. При этом важно отметить и то, что фактор растворения диоксида углерода в нефти обуславливает ее набухание. В результате насыщения диоксидом углерода нефтяных ганглий, сосредоточенных в пористом коллекторе, их объем увеличивается, некоторые из них сливаются, и часть нефти начинает вытекать из пласта [2, 3].

Увеличение объема углеводородной фазы способствует росту объема пор, что создает благоприятные условия для ее продвижения и вытеснения из пласта. Снижение вязкости приводит к росту подвижности и меньшему расходу вытесняющей фазы для достижения определенного коэффициента извлечения.

В отличие от традиционных методов закачки диоксида углерода в нефтеносные пласты, более эффективным способом может оказаться так называемая газоциклическая закачка (ГЦЗ-CO₂) [4, 5].

Ее технология широко используется в мировой практике, особенно в США. В нашей стране экспериментальные проекты по закачке CO₂ на нефтяных месторождениях были апробированы в 80-х гг. прошлого столетия в Самарской области и в других регионах.

ТАБЛИЦА 1. Результаты нефтедобычи компании ЛУКОЙЛ на месторождениях Самарской области с использованием сжиженного углекислого газа

Месторождение	Толщина коллектора, м	Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	Суммарный объем закачки CO ₂ , т	Дополнительная добыча, т
Марьинское	14,4	795	300	1220
Стреловское	10	595	160	Прирост дебита добычи сохраняется
			200	657
Аксеновское	5,2–5,9	209–403	202	2000. Эффект продолжается
Воздвиженское			207	Прирост дебита добычи сохраняется
Аксеновское			400	3860. Эффект продолжается
Воздвиженское				

Наибольший объем диоксида углерода (787,2 тыс. т) был использован на Радаевском месторождении, и на нем же достигнут значительный прирост нефтедобычи.

ГЦЗ-СО₂ предусматривает закачку углекислого газа в добывающую нефтяную скважину с последующей ее остановкой для пропитки призабойной зоны пласта в течение некоторого периода, после чего скважина переключается на добычу. Цикл может повторяться до 3–6 раз. Удельная эффективность составляет 0,28–9,45 м³ дополнительной добычи нефти на 1 тонну закачанного диоксида углерода. Технология ГЦЗ-СО₂ применима и для извлечения высоковязкой нефти (до 1000 мПа·с в пластовых условиях). СО₂ можно закачивать в добывающую скважину в сверхкритическом флюидном состоянии. Исследования на примере Марьинского месторождения Самарской области показали, что при насыщении нефти диоксидом углерода снижение ее вязкости достигает 18 раз (таблица 1).

В то же время следует отметить, что применяемые вторичные методы повышения нефтеотдачи не в полной мере позволяют обеспечить необходимый уровень добычи углеводородов вследствие снижения запасов легкоизвлекаемой нефти относительно трудноизвлекаемых флюидов. Например, структура запасов нефти в ООО «РИТЭК» такова, что 80 % – это трудноизвлекаемые запасы. В связи с этим применение в нефтегазовом секторе современных третичных методов повышения нефтеотдачи указанных пластов становится все более актуальным [6–8].

Считается признанным, что наиболее эффективным методом может являться закачка СО₂ в добывающие скважины по технологии Huff and Puff (вдох – выдох). Это технология основана на следующих положениях. Известно, что при постоянной температуре с ростом давления или при изменении состава газа взаимная растворимость газа в нефти возрастает, а при некоторых условиях (величина давления, состав газа и т.п.) достигается полная их смешимость

(межфазная граница раздела исчезает, а межфазное натяжение становится равным нулю).

В пластовых условиях в зависимости от температуры и давления углекислый газ может находиться в газообразном, жидком, а также сверхкритическом состоянии. Согласно проведенным исследованиям при температуре выше 31,2 °С диоксид углерода будет находиться в газообразном состоянии при любом давлении (сверхкритическое состояние). В этом случае плотность углекислого газа соответствует плотности жидкости, а его вязкость и поверхностное натяжение характерны для газа.

Снижение вязкости флюида также представляет собой механизм процесса технологии «вдох – выдох». Основные причины снижения вязкости при закачке СО₂ – разбавление вязкой нефти закачиваемым диоксидом углерода и разрушение эмульсии тяжелой нефти. Коэффициент снижения вязкости системы изменяется в зависимости от температуры, давления и растворимости СО₂.

Среди запатентованных технических решений несомненный практический интерес представляют RU № 2 652 049 и RU № 2 677 524 [9, 10].

Первый способ касается добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с помощью диоксида углерода, находящегося в сверхкритическом состоянии. Данный процесс осуществляется подачей в скважину двух оторочек смеси композиции «Дельта АСПГО» и диметилкарбоната до и после закачки оптимального количества углекислого газа.

Для обеспечения в стволе скважины и далее в пласте сверхкритического состояния диоксида углерода в случае добычи высоковязкой нефти, закачку жидкого диоксида углерода желательно проводить при температуре не менее $T_{кр} = 31,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлении свыше 7,38 МПа [11].

Наряду с приведенными инновационными решениями предложен и мобильный комплекс для ввода жидкого диоксида углерода в нефтедобывающую скважину, который включает терморегулируемую автомобильную цистерну

с сжиженным газом, плунжерный насос высокого давления и систему автоматического контроля и управления давлением и температурой в линии его нагнетания [12].

Моделирование способа газоциклической закачки жидкого диоксида углерода в нефтедобывающую скважину достигается путем его смешения с попутным нефтяным газом в определенном соотношении при сверхкритических условиях.

Все рассмотренные технологии являются экологически безопасными ввиду высокой степени растворимости СО₂ в нефти. В пластовых условиях, в зависимости от температуры и давления, углекислый газ может находиться в газообразном, жидком, а также сверхкритическом состоянии. При пребывании углекислого газа в сверхкритическом агрегатном состоянии его плотность соответствует величине показателя сжиженного продукта, а вязкость и поверхностное натяжение характерны для газа [13].

Из положительных эффектов воздействия СО₂ можно отметить уменьшение величины вязкости и набухание нефти, а также снижение межфазного натяжения на границе «нефть – вытесняющий агент». Убыль величины внутреннего трения флюида представляет собой важный механизм процесса циклической закачки. Основные причины снижения вязкости при закачке СО₂ – это разбавление вязкой нефти закачиваемым диоксидом углерода и разрушение эмульсии тяжелой нефти. Достижимый положительный эффект находится в прямой зависимости от температуры, давления и растворимости диоксида углерода [14].

Этапы циклической обработки добывающей скважины

ЭТАП 1 Закачка углекислоты в пласт

Газ непрерывно закачивается в добывающую скважину с помощью мобильного насосного агрегата. Диоксид углерода вытесняет часть подвижной нефти вглубь

залежи, одновременно приводя к сокращению водонасыщения в призабойной зоне скважины, в результате чего увеличивается фазовая проницаемость по нефти. Скорость закачки (порядка 4–5 т/час) позволяет на данном этапе очистить призабойную зону пласта от асфальтеносмолопарафиновых отложений. Оставшаяся часть нефти подвергается воздействию нагнетаемого углекислого газа. При этом процесс диффузии СО₂ на этапе закачки незначителен, поскольку диоксид углерода закачивается с высокой скоростью. По завершении этапа закачки давление в призабойной зоне будет намного выше, чем в начале.

ЭТАП 2 Технологическая выдержка скважины

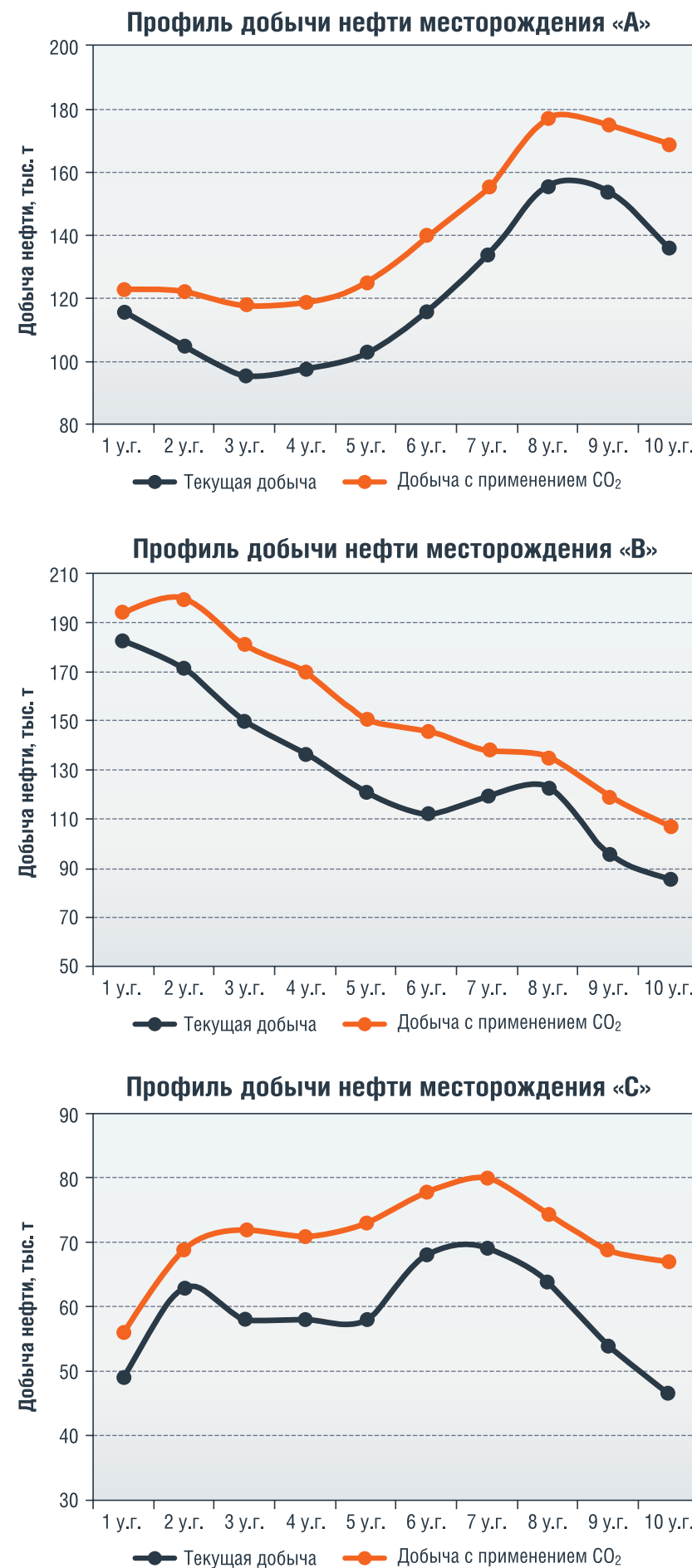
Длительность выдержки 2–3 недели. На этом этапе скважина закрывается на время реакции. Происходит диффузия СО₂ и вступают в действие ключевые механизмы, связанные с увеличением объема нефти, снижением ее вязкости и уменьшением фильтрационных сопротивлений. Происходит эффект «набухания», что вызывает увеличение объема и снижение вязкости нефти.

ЭТАП 3 Освоение скважины

На этом этапе часть СО₂, которая не растворилась в нефти, извлекается как газообразная фаза, после чего осуществляется отбор нефти. Следовательно, за счет целого ряда положительных факторов от закачки диоксида углерода увеличивается дебит скважины.

Эффективность технологии для месторождений высоковязкой нефти основывается в большей степени на снижении вязкости в призабойной зоне, тогда как для пластов с легкой нефтью итоговый результат достигается за счет очистки призабойной зоны и повышения давления. Двуокись углерода способствует отмывке пленочной нефти, покрывающей поверхность породы. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах, при этом фазовая проницаемость по нефти увеличивается [15].

РИСУНОК 1. Результаты моделирования циклической закачки СО₂ на месторождениях «А», «В» и «С» в течение 10 условных годов (у.г.)



Удельная эффективность (соотношение между объемом добычи до и после закачки CO₂) зависит от отношения объема закачанного углекислого газа к нефтенасыщенному объему продуктивного интервала.

Средний объем закачки сжиженного диоксида углерода составляет 200–800 т/скв.-опер. Процесс технологии циклической закачки CO₂ в большинстве случаев эффективен для двух или трех циклов закачки.

Технологическая эффективность увеличивается в случае формирования крупного участка эффективного смешивания нефти с диоксидом углерода, и управляемого притока в процессе добычи.

Оценка эффективности газозиклической закачки

В настоящей работе были проведены гидродинамические расчеты эффективности газозиклической обработки для добывающих скважин трех объектов крупных месторождений Самарской области, условно обозначенных «А», «В» и «С». Для моделирования закачки углекислоты к рекомендуемым вариантам разработки, рассчитанным на трехфазных моделях нелетучей нефти, было применено расширение растворителя (сольвента) согласно модели смешивающегося вытеснения Тодда-Лонгстаффа.

Стоит отметить, что расчеты на гидродинамической модели показали рост эффективности закачки CO₂ при снижении вязкости нефти. Таким образом, выбранная технология может способствовать интенсификации добычи нефти из низкодебитных скважин, скважин с проблемами выпадения асфальтеносмолопарафиновых отложений, а также из залежей вязкой и высоковязкой нефти.

По результатам расчетов за опытно-промышленный период в 10 лет увеличение добычи нефти по рассмотренным объектам составило 111,3–189,9 тыс. т при приросте коэффициента нефтеизвлечения на уровне 0,080–0,138. Суммарный эффект по трем объектам был

оценен в размере 482,6 тыс. т дополнительной добычи нефти при среднем приросте нефтеотдачи – 0,106. Результаты расчетов эффекта от газозиклической закачки на модели месторождения представлены на рисунке 1.

Масштабирование технологии закачки CO₂ в добывающие скважины на месторождениях Самарской области, в том числе с высоковязкой нефтью, является перспективным вследствие постепенно ухудшающегося фонда скважин-кандидатов для стимуляции и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов [16].

При стимуляции пластов с вводимым диоксидом углерода дебит нефтяных скважин увеличивается за счет снижения вязкости и очистки призабойной зоны. Одним из важных преимуществ является то, что CO₂ как рабочий агент не загрязняет окружающую среду. Утилизация диоксида углерода в нефтяных пластах, достигаемая путем геоаккумулирования, увеличивает полезное использование попутного нефтяного газа и снижает выбросы парниковых газов, что соответствует стратегии углеродного менеджмента.

Приведенная в статье информация весьма полезна для организации нефтедобычи как на месторождениях Самарской области, так и в других регионах РФ. Предложенные в ней технологии позволяют решить и такую важную проблему, как снижение «углеродного следа» путем извлечения диоксида углерода из дымовых газов крупных российских предприятий [17]. ●

Литература

- Афанасьев С.В. Инновации и «зеленые технологии» в газохимии и нефтедобыче. Монография под ред. к.х.н., д.т.н. Афанасьева С.В. – Самара: АНО «Изд. СНЦ». 2022. – 198 с.
- Афанасьев С.В. Снижение углеродного следа в нефтедобыче//Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2021. № 10. С. 72–77.
- Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Газозиклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2017. № 4. С. 62–66.
- Прохоров П.Э., Волков А.В., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Технологические аспекты реализации газозиклической закачки диоксида углерода для увеличения добычи высоковязких нефтей // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2018. № 8. С. 20–25.

- Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2019. № 9. С. 94–106.
- Дарищев В.И., Харланов С.А., Бабинец Ю.И., Зиновьев А.В., Антонова Д.О. Опытнo-промышленные работы по использованию углекислого газа для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 2. С. 29–34.
- Афанасьев С.В. и др. Диоксид углерода как реагент интенсификации нефтедобычи // Neftegaz. RU. Деловой журнал. 2020. № 8. С. 30–35.
- Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Газозиклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 4. С. 62–66.
- Патент RU № 2 652 049. МПК E21B 43/16. Способ газозиклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину // В.А. Волков, В.Г. Беликова, П.Э. Прохоров, С.В. Афанасьев и др. Заявка № 2017117208 от 17.05.2017. Опубл. 24.04.2018. Бюл. № 12.
- Патент RU № 2 677 524. МПК E21B 43/16. Мобильный комплекс для закачки жидкого диоксида углерода в нефтедобывающую скважину // В.А. Волков, В.Г. Беликова, П.Э. Прохоров и др. Заявка № 2017139844 от 15.11.2017, опубл. 17.01.2019. Бюл. № 2.
- Патент RU № 2728295. Мобильный комплекс для закачки жидкого диоксида углерода в нефтедобывающую скважину. МПК E21B 43/16 // В.А. Волков, В.Г. Беликова, П.Э. Прохоров, С.В. Афанасьев и др. Заявка № 2020107641 от 20.02.2020, опубл. 22.07.2020. № 22.
- Патент № 2745489. Способ газозиклической закачки смеси диоксида углерода с попутным нефтяным газом при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину. МПК МПК E21B 43/16 // В.А. Волков, В.Г. Беликова, П.Э. Прохоров, С.В. Афанасьев и др. Заявка № 2020133426.
- Зиганшин Р.Ш., Рошин П.В. Обоснование применения CO₂ в сверхкритическом состоянии для увеличения нефтеотдачи пластов (на примере месторождений Самарской области) // Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли. Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции. 2020. С. 66–68.
- Лобанов А.А., Щеколдин К.А., Звонков М.А., Хлань М.В., Пустова Е.Ю., Коваленко В.А., Стручков И.А., Золотухин А.Б. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть 1. Объемное и фазовое поведение смесей // Нефтепромысловое дело. 2018. № 4. С. 24–30.
- Никитин А.В., Рошин П.В., Кожин В.Н., Демин С.В., Киреев И.И., Пчела К.В., Стручков И.А., Литвин А.Т. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5. С. 35–39.
- Колеватов А.А., Афанасьев С.В., Закенов С.Т. и др. Состояние и перспективы повышения нефтеотдачи пластов в России (Часть 1) // Бурение и нефть. 2020. № 12. С. 3–19.
- Афанасьев С.В. Переработка дымовых газов как способ выполнения Парижского соглашения и увеличения нефтеотдачи // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2021. № 1. С. 52–55.

KEYWORDS: carbon dioxide, aggregate state, gas cyclical injection, highly viscous oil, supercritical fluid, oil production efficiency.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ на водной основе с альгинатом натрия

БИОРАЗЛАГАЕМЫЕ ПОЛИМЕРЫ С ВЫСОКОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТЬЮ ВЫЗЫВАЮТ ВСЕ БОЛЬШИЙ ИНТЕРЕС У СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПОСКОЛЬКУ ТРАДИЦИОННО ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН ПРЕДСТАВЛЯЮТ СИНТЕТИЧЕСКИЕ ПОЛИМЕРЫ, ПРАКТИЧЕСКИ НЕУДАЛЯЕМЫЕ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ БИОРАЗЛАГАЕМЫЕ ПОНИЗИТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ, ТАКИЕ КАК КРАХМАЛ, ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗА, ПОЛИАНИОННАЯ ЦЕЛЛЮЛОЗА, КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗА И АЛЬГИНАТ НАТРИЯ, А ТАКЖЕ ОБСУЖДАЕТСЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ СРАВНЕНИЕ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР

BIODEGRADABLE POLYMERS WITH HIGH THERMAL STABILITY ARE OF INCREASING INTEREST TO OIL AND GAS INDUSTRY SPECIALISTS, SINCE TRADITIONALLY USED MATERIALS FOR HIGH-TEMPERATURE WELLS ARE SYNTHETIC POLYMERS THAT ARE PRACTICALLY UNREMOVABLE FROM THE POROUS MEDIUM. THE ARTICLE REVIEWS VARIOUS BIODEGRADABLE FILTRATION REDUCERS, SUCH AS STARCH, HYDROXYETHYL CELLULOSE, POLYANIONIC CELLULOSE, CARBOXYMETHYL CELLULOSE AND SODIUM ALGINATE, AND DISCUSSES AN EXPERIMENTAL COMPARISON OF THEIR EFFECTIVENESS UNDER ELEVATED TEMPERATURE CONDITIONS

Ключевые слова: буровые растворы, полисахариды, биоразлагаемые понизители фильтрации, альгинат натрия, высокотемпературные буровые промывочные жидкости.

Лосев Александр Павлович

доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, доцент кафедры физики, к.т.н.

Савельева Яна Леонидовна

ассистент кафедры физики

Теплухин Матвей Игоревич

студент факультета разработки нефтяных и газовых месторождений

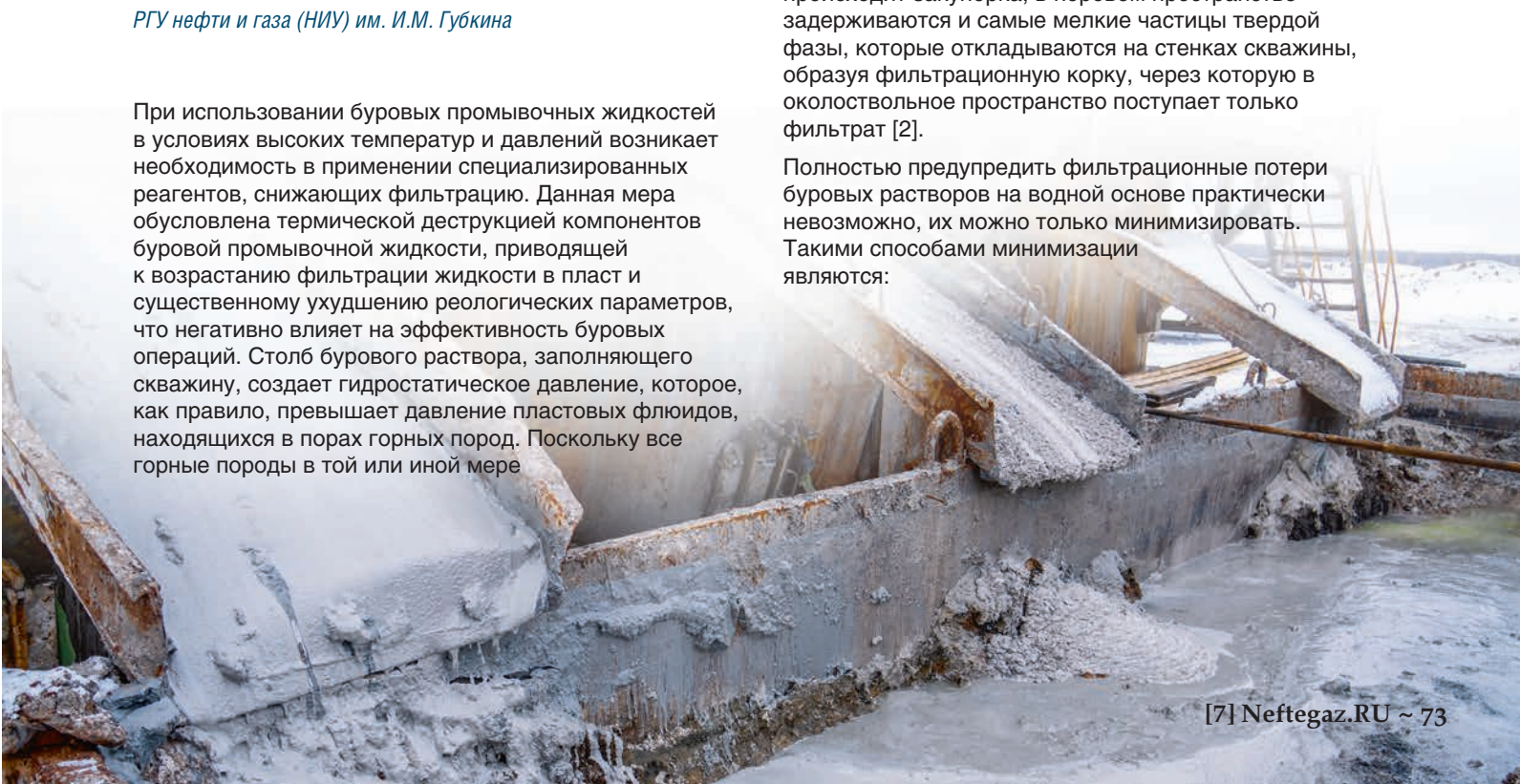
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

При использовании буровых промывочных жидкостей в условиях высоких температур и давлений возникает необходимость в применении специализированных реагентов, снижающих фильтрацию. Данная мера обусловлена термической деструкцией компонентов буровой промывочной жидкости, приводящей к возрастанию фильтрации жидкости в пласт и существенному ухудшению реологических параметров, что негативно влияет на эффективность буровых операций. Столб бурового раствора, заполняющего скважину, создает гидростатическое давление, которое, как правило, превышает давление пластовых флюидов, находящихся в порах горных пород. Поскольку все горные породы в той или иной мере

проницаемы, то при вскрытии их бурением под воздействием перепада давления происходит проникновение дисперсионной среды бурового раствора в околоствольное пространство. Поток дисперсионной среды перемещает частицы твердой фазы в направлении от стенок скважины, и если эти частицы имеют критический размер, то они застревают в суженных горловинах пор и закупоривают их.

Одной из функций буровой промывочной жидкости является изоляция проницаемых пород. Как только происходит закупорка, в поровом пространстве задерживаются и самые мелкие частицы твердой фазы, которые откладываются на стенках скважины, образуя фильтрационную корку, через которую в околоствольное пространство поступает только фильтрат [2].

Полностью предупредить фильтрационные потери буровых растворов на водной основе практически невозможно, их можно только минимизировать. Такими способами минимизации являются:



- увеличением в буровом растворе доли связанной воды, которая настолько прочно удерживается частицами твердой фазы, что не может быть удалена из бурового раствора даже при огромных давлениях;
- снижением проницаемости образующейся на стенках скважин фильтрационной корки;
- повышением вязкости фильтрата и, соответственно, повышением сопротивления его движению в поровом пространстве.

Соответствующими способностями обладают реагенты понизители фильтрации. Они уменьшают свободное пространство между твердыми частицами в фильтрационной корке, которое занимают сами молекулы полимера, имеющие достаточно большие размеры, и уменьшают объем свободной дисперсионной среды (воды) за счет присоединения ее молекулами полимера, несущими собственные гидратные оболочки. Такими характеристиками обладают различные по химической природе водорастворимые полимеры, однако для приготовления промысловых жидкостей технологически удобными оказались только те, которые способны быстро гидратироваться в условиях низких температур и без особых приемов перемешивания. Кроме того, при вскрытии продуктивных пластов к понизителям фильтрации предъявляются дополнительные требования о естественной биодеструкции либо деструкции с использованием специальных составов (так называемых брейкеров). К таким полимерам можно отнести полисахариды.

Крахмал является самым распространенным понизителем фильтрации. Структурная формула крахмала представляет собой полимер глюкозы, состоящий из амилозы и амилопектина, что определяет его физические и химические свойства. Механизм действия крахмала заключается в его способности связывать воду, набухать и участвовать в формировании фильтрационной корки. Среди плюсов можно выделить его натуральность и доступность, однако его стабильность при высоких температурах низка, что ограничивает область применения. Следует заметить, что на зарубежном рынке реагентов представлен и термостойкий крахмал, существенно модифицированный специальными функциональными группами, но его высокая стоимость и низкая логистическая доступность в последние годы свели его применение на российских объектах практически к нулю.

Отдельное внимание стоит уделить реагентам, являющимся производными целлюлозы. Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) – это еще один используемый реагент в буровых растворах для контроля фильтрации. КМЦ представляет собой производное целлюлозы, модифицированное карбоксиметильными группами, что придает ему высокую гидрофильность и способность к растворению в воде. КМЦ действует как загуститель и стабилизатор, образуя фильтрационную корку за счет адсорбции на поверхности частиц глины и породы, что снижает проникновение жидкости в пласт. Использование КМЦ в буровых растворах сократилось в последние годы, несмотря на ее эффективность в снижении фильтрации и улучшении реологических свойств. Это связано с рядом ограничений, в том числе температурных, и появлением более современных альтернатив, более стойких к поливалентным катионам [3].

Полианионная целлюлоза (ПАЦ) – это производное целлюлозы, модифицированное карбоксильными

группами, что придает ему некоторые анионные свойства и способность к растворению в воде. В буровых растворах ПАЦ эффективно снижает фильтрационные потери за счет образования вязкого раствора и адсорбции молекул на поверхности частиц глины. К достоинствам ПАЦ относятся высокая эффективность в снижении фильтрации, большая по сравнению с КМЦ устойчивость к температуре и солям, а также экологическая безопасность. Однако к недостаткам можно отнести высокую стоимость и ограниченную термостойкость.

Гидроксизтилцеллюлоза (ГЭЦ) – это водорастворимый полимер, который также широко используется в буровых растворах. Получение ГЭЦ осуществляется путем этерификации целлюлозы с использованием оксида этилена. Структурная формула гидроксизтилцеллюлозы включает в себя целлюлозные цепи с присоединенными гидроксизтильными группами. Молекулы ГЭЦ, будучи достаточно крупными, заполняют свободное пространство между частицами в фильтрационной корке. Это снижает проницаемость корки и уменьшает фильтрационные потери. Полимер также удерживает воду, что дополнительно уменьшает объем свободной жидкости, способной проникать в поры. Растворы ГЭЦ обладают очень высокой термостойкостью и могут эффективно снижать фильтрацию при температурах до 150 °C [4]. ГЭЦ, как и другие производные целлюлозы, может быть дороже по сравнению с некоторыми синтетическими реагентами. Это увеличивает общую стоимость бурового раствора, особенно при необходимости использования рецептур с высокими концентрациями.

Авторы посчитали интересным рассмотреть возможность использования в составе промысловых жидкостей еще одного природного полисахарида – альгината натрия. Его получают из водорослей, таких как ламинария и фукус, что делает его экологичным биоразлагаемым реагентом. Альгинат натрия – полисахарид, построенный из единиц D-маннуроносовой кислоты, соединенных β-(1,4) – глюкозидными связями [5]. Химическая формула: [C₆H₈O₆]_n. Технический продукт альгинат натрия представляет собой сухой порошок или небольшие тонкие пластинки, его окраска колеблется в зависимости от сырья от кремовой (из ламинарных водорослей) до коричневой (из фукусов). Молекулярный вес альгината натрия колеблется от 50 000 до 200 000 дальтон и зависит от степени полимеризации, которая может достигать 750. Согласно литературным данным, альгинаты биodeградируемы и относительно недороги в производстве, хорошо растворяются в воде и обладают высокой водоудерживающей способностью, легко образуют гидрогели. Благодаря перечисленным свойствам альгинаты нашли широкое применение в качестве загустителей, гелеобразователей и стабилизаторов в пищевой и фармацевтической промышленности. Эффективность использования альгината натрия высока как при обычных условиях, так и в условиях высоких температур, что делает его универсальным реагентом.

Для оценки эффективности различных понизителей фильтрации были приготовлены глинистые суспензии. В качестве основы использовали водопроводную воду и глинопорошок марки ПБМБ в концентрации 60 г/л. Общая жесткость использованной водопроводной воды в среднем составляла 300 мг/л. Глинистые суспензии перемешивали в течение 20 минут, используя

высокоскоростную мешалку Hamilton Beach со скоростью вращения 11 000 об/мин. В подготовленные глинистые растворы вводили понизители фильтрации: сшитый модифицированный крахмал (Франция), ГЭЦ (Германия), КМЦ высокой вязкости (далее – ВВ) (по ISO 13500, Турция), ПАЦ ВВ (по ISO 13500, Китай) и альгинат натрия (Китай). Концентрация реагентов была одинаковой и составила 5 г/л. Навески реагентов добавляли в стакан с глинистым раствором при перемешивании в течение 60 секунд. После 5 минут перемешивания стакан извлекали из мешалки и пластиковым шпателем очищали его стенки от прилипшего реагента. Затем стакан с раствором снова помещали под мешалку для дальнейшего перемешивания. Общее время перемешивания глинистого раствора с реагентом составляло 20 минут.

В процессе эксперимента были использованы и более высокие концентрации реагентов, характерные для крахмала, но использование подобных концентраций для производных целлюлозы делает такие растворы непрокачиваемыми суспензиями. В литературе есть большое количество исследований касательно использования крахмалов и производных целлюлозы в буровых промысловых жидкостях, а также информация по оптимальным дозировкам этих реагентов, поэтому авторы используют данные, полученные ниже, исключительно для обоснования возможности дальнейшего исследований растворов с использованием альгината натрия, а не для ранжирования эффективности реагентов.

Приготовленные растворы разделили на две части: первая была проанализирована непосредственно после приготовления, а вторую подвергли термообработке при 120 °C в течение 16 часов в ячейках с тефлоновыми вкладышами, используя вальцовую печь. После нагрева и последующего охлаждения ячеек на воздухе (20–23 °C) были измерены параметры растворов.

Измерение основных характеристик растворов проводили согласно ISO 10414-1 [6] с использованием поверенного и откалиброванного лабораторного оборудования. Вязкостные характеристики, такие как пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига измеряли с использованием ротационного вискозиметра OFITE 900. Значение уровня pH растворов определяли, используя pH-метр S2 Seven2Go (Mettler-Toledo). Для определения плотности использовали рычажные весы. Фильтрационные характеристики оценивали на фильтр-прессе при перепаде

давления 0,7МПа, с использованием фильтровальной бумаги FANN, при комнатной температуре за 30 мин.

Результаты измерений образцов до и после термообработки представлены в таблице 1.

Результаты экспериментов показали, что полисахариды на основе целлюлозы демонстрируют наилучшую эффективность в снижении фильтрации при концентрации реагента 5 г/л. Полианионная целлюлоза, вероятно, благодаря более высокой степени замещения по сравнению с КМЦ и ГЭЦ, обеспечила наибольшее снижение показателя фильтрации. Фильтрация термостойкого крахмала показала незначительные результаты, однако применяемая концентрация в эксперименте не является рабочей концентрацией и сильно занижена для данного реагента. В результате эксперимента видна качественная, а не количественная работа реагента в отношении фильтрации в условиях высоких температур.

Альгинат натрия в качестве понизителя фильтрации продемонстрировал результаты, сопоставимые с другими реагентами. Важно отметить, что показатель pH растворов с альгинатом натрия оставался в диапазоне 8,5–9 ед. pH даже после воздействия высоких температур. Это позволяет говорить о термической устойчивости реагента альгината натрия. Полученные результаты согласуются с ранее установленными закономерностями по фильтрации [7].

Первые результаты для альгината натрия показали сопоставимую фильтрацию и хорошую термостойкость в сравнении с наиболее часто используемыми полимерами. Поэтому исследования были продолжены с глинистыми суспензиями, содержащими различные концентрации альгината натрия. Так, за основу были взяты те же глинистые растворы, что использовались ранее (водопроводная вода + глинопорошок марки ПБМБ 60 г/л). Приготовление растворов проводили аналогично описанной выше процедуре. Для исследования были взяты концентрации альгината натрия в глинистом растворе: 1; 2,5; 2; 5 и 10 г/л из расчета на товарную форму. Влажность альгината натрия составляла 14%.

Сопоставление растворов производили по показателям вязкости, фильтрации и pH растворов. Фильтрационные характеристики растворов до и после термической обработки оценивали при перепаде давления 0,7МПа, комнатной температуре за 30 мин, согласно ISO 10414-1:2008.

ТАБЛИЦА 1. Результаты показателей плотности, вязкости, фильтрации и pH растворов на основе глинопорошка марки ПБМБ с использованием различных понизителей фильтрации

Суспензии	Без термообработки					После термообработки 120 °С, 16 часов			
	ρ, г/см³	η _{пл} , мПа·с	τ ₀ , фунт / 100 фут²	рН	V _ф , см³	η _{пл} , мПа·с	τ ₀ , фунт / 100 фут²	рН	V _ф , см³
ПБМБ 60 г/л	1,03	4,4	17,1	9,7	21,0	–	–	–	–
ПБМБ 60 г/л + Сшитый крахмал 5 г/л	1,03	2,5	24,1	9,3	17,8	15,2	49,3	7,5	18,0
ПБМБ 60 г/л + ГЭЦ 5 г/л	1,03	20,0	24,0	9,5	11,6	19,0	40,0	7	14,4
ПБМБ 60 г/л + ПАЦ ВВ 5 г/л	1,03	*	*	9,2	8,4	*	*	*	11,0
ПБМБ 60 г/л + КМЦ ВВ 5 г/л	1,03	*	*	9,0	9,0	37,0	51,0	7	9,8
ПБМБ 60 г/л + Альгинат натрия 5 г/л	1,03	22,0	63,0	9,8	8,0	14,0	15,5	8,6	12,0
* слишком густой раствор для измерений									

ТАБЛИЦА 2. Результаты показателей вязкости, фильтрации и pH растворов на основе глинопорошка марки ПБМБ с использованием различных концентраций альгината натрия

Концентрация альгината натрия, г/л	Без термообработки						После термообработки 120 °С, 16 часов					
	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , фунт / 100 фут ²	Прочность геля за 10 с, фунт / 100 фут ²	Прочность геля за 10 мин, фунт / 100 фут ²	pH	$V_{ф}$, см ³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , фунт / 100 фут ²	Прочность геля за 10 с, фунт / 100 фут ²	Прочность геля за 10 мин, фунт / 100 фут ²	pH	$V_{ф}$, см ³
1	9,0	25,8	25,3	61,9	9,6	10,8	9,4	17,2	16,3	15,4	8,9	15,4
2	15,0	33,4	22,4	56,7	9,6	10,0	10,1	16,8	13,7	14,4	8,9	14,4
2,5	17,8	41,4	24,4	62,8	9,5	9,6	12,6	19,6	14,8	35,9	8,8	13,2
5	22	63	19	46	9,8	8,0	14,0	15,5	7,6	15,2	8,9	12,0
10	51	170	15	42	9,8	7,2	17,9	6,5	2,8	5	8,9	9,8

В результате эксперимента была установлена зависимость снижения объема фильтрата промывочной жидкости от увеличения концентрации альгината натрия в промывочной жидкости. Альгинат натрия показал эффективные результаты и при минимальной использованной в исследовании концентрации 1 г/л. Растворы с альгинатом натрия после высокотемпературной обработки показали незначительное увеличение фильтрации в рамках, позволяющих говорить о седиментационной стабильности термообработанных суспензий. Данные первых экспериментов с альгинатом натрия дают основания говорить о возможности его использования в качестве реагента для понижения фильтрации в буровых растворах.

Отдельное внимание стоит уделить результатам, полученным по вязкостным характеристикам. Так, рассмотрев зависимость пластической вязкости от концентрации альгината натрия можно сделать вывод, что с ростом концентрации альгината натрия вязкость увеличивается. Такая зависимость характерна для полимерных добавок, которые, растворяясь в жидкости, формируют пространственную сетку, препятствующую течению. Молекулы альгината натрия, гидратируясь, увеличивают эффективный объем водной фазы, что повышает сопротивление течению. Если альгинат натрия диссоциирует на ионы, это может

влиять на двойной электрический слой частиц глины (если раствор содержит бентонит), дополнительно увеличивая вязкость. Данные согласуются с исследованиями по действию гидроколлоидов (например, КМЦ, ксантана) на реологию буровых растворов [8].

Аналогичные выводы можно сделать и касательно динамического напряжения сдвига. С увеличением концентрации альгината натрия ДНС увеличивается. Повышение ДНС при увеличении концентрации альгината натрия обусловлено комплексом взаимосвязанных факторов. Структурообразующее действие полимера проявляется в формировании пространственной сетки за счет взаимодействия его макромолекул с дисперсной фазой раствора. Это приводит к возникновению дополнительных структурных связей и упрочнению всей системы в статическом состоянии. После термообработки бурового раствора рост ДНС прекращается, вероятно, из-за термического разрушения молекул альгината натрия – при температурах выше 120 °С происходит разрыв полимерных цепей, уменьшение их молекулярной массы и распад пространственной сетки, что снижает загущающую способность. Дополнительно нагревание вызывает сворачивание макромолекул, ослабление электростатических взаимодействий с глинистыми частицами и конкуренцию за воду

РИСУНОК 1. Зависимость объема фильтрата от концентрации альгината натрия в промывочной жидкости на основе глинопорошка марки ПБМБ

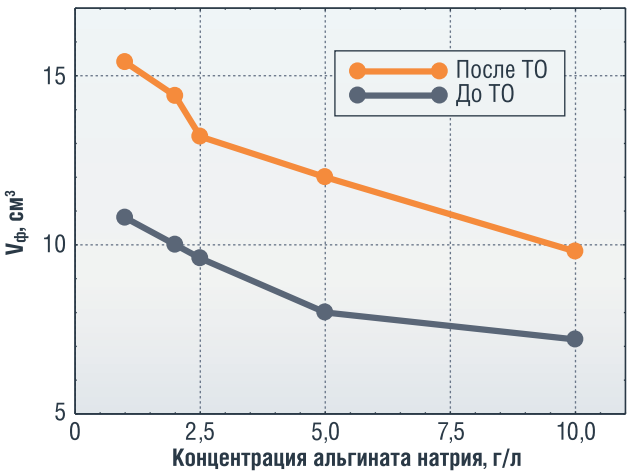


РИСУНОК 2. Зависимость пластической вязкости от концентрации альгината натрия в промывочной жидкости на основе глинопорошка марки ПБМБ

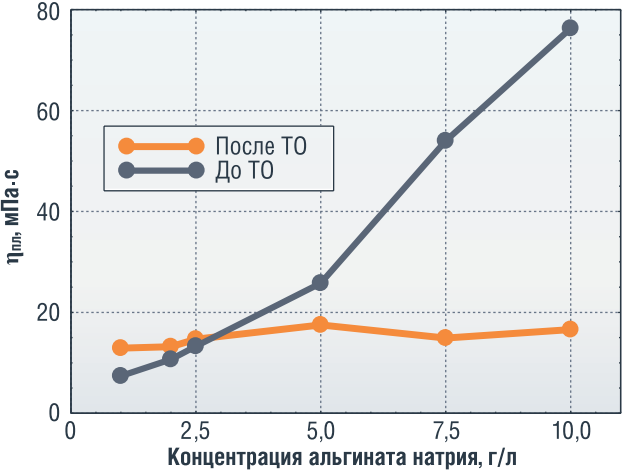
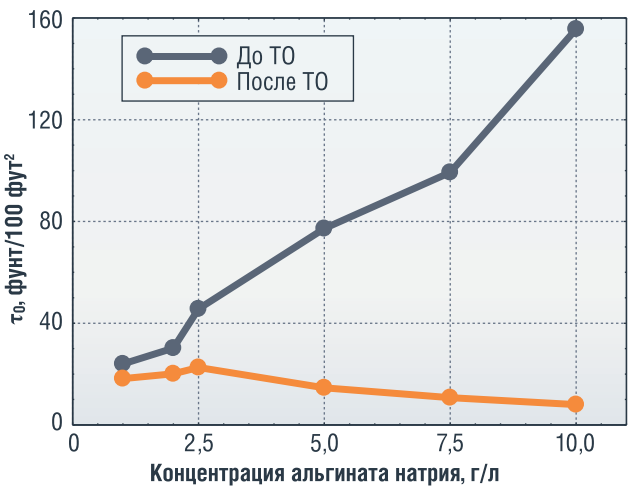


РИСУНОК 3. Зависимость динамического напряжения сдвига от концентрации альгината натрия в промывочной жидкости на основе глинопорошка марки ПБМБ



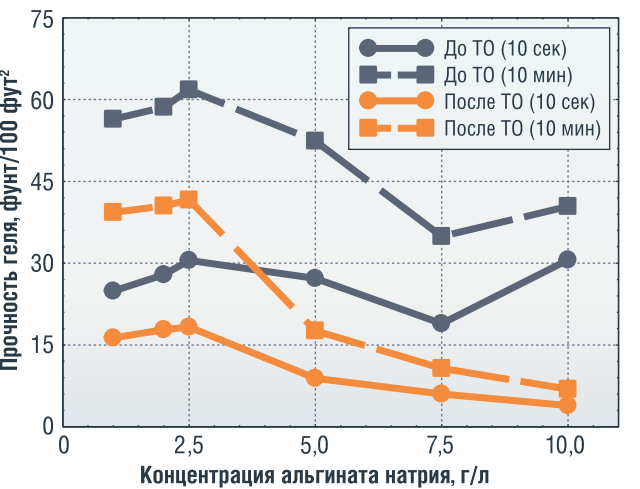
с гидратирующей глиной, что в совокупности ограничивает рост структурной прочности раствора при увеличении концентрации полимера.

Повышение статического напряжения сдвига (СНС) при концентрации реагента до 2,5 г/л с последующим его снижением, вероятно, может указывать на несколько процессов в системе. Изначальное увеличение СНС может быть связано с образованием структурированной сети или взаимодействием частиц реагента с компонентами раствора (глиной), что приводит к усилению связей между частицами и повышению вязкости. Однако при дальнейшем увеличении концентрации или изменении условий (например, времени) может происходить разрушение этой структуры, перераспределение частиц или изменение их взаимодействия, что приводит к снижению СНС. Это может быть связано с перенасыщением системы, агрегацией частиц. Таким образом, такое поведение может свидетельствовать об оптимуме концентрации реагента, при котором достигается максимальная структуризация, а дальнейшее увеличение концентрации приводит к дестабилизации системы.

В ходе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- После термического воздействия (120 °С) альгинат натрия показал высокую термическую устойчивость, сохраняя свои свойства и обеспечивая допустимые показатели фильтрации.
- Альгинат натрия увеличивает пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига при увеличении концентрации, что указывает на формирование альгинатом пространственной сети за счет взаимодействия своих макромолекул с дисперсной фазой раствора, что повышает сопротивление течению и прочность структуры в покое. Однако после термообработки практически не наблюдается увеличение ДНС, что связано с изменением структуры полимера под воздействием температуры. Можно предположить, что до термической обработки альгинат натрия способствует проявлению тиксотропии, но, чтобы утверждать, что раствор становится тиксотропным, нужны дополнительные эксперименты (реологические испытания при разных скоростях сдвига).

РИСУНОК 4. Зависимость статического напряжения сдвига (СНС) за 10 секунд и 10 минут от концентрации альгината натрия в промывочной жидкости на основе глинопорошка марки ПБМБ



- Поведение СНС при увеличении концентрации альгината натрия свидетельствует о наличии оптимальной концентрации (около 2,5 г/л), при которой достигается максимальная структуризация системы. Дальнейшее увеличение концентрации приводит к снижению СНС из-за перенасыщения и дестабилизации.

Результаты исследования подтверждают возможность использования альгината натрия в качестве эффективного реагента в буровых растворах, особенно в условиях высоких температур. Однако для широкого внедрения необходимы дополнительные исследования. Таким образом, альгинат натрия демонстрирует высокий потенциал в качестве альтернативы традиционным реагентам, сочетая эффективность, термостойкость и экологическую безопасность. ●

Литература

1. Леушева Е.Л. Экологические биоразлагаемые добавки для улучшения реологических и фильтрационных характеристик бурового раствора на водной основе / Е.Л. Леушева, А.О. Морозов, Д. О. Морозов // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 3. – С. 120–130. – DOI 10.15593/2712-8008/2024.3.3. – EDN PSVG6TL.

2. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

3. Эффективность реагентов ЗАО «Полицелл» КМЦ и ПАЦ в буровых растворах различной степени минерализации / С.И. Смирнов, В.Н. Кряжев, С.В. Карлович, С.В. Крюков // Бурение и нефть. – 2019. – № 3. – С. 18–22. – EDN VWAVOS.

4. Широков В.А. Реагенты для нефте- и газодобывающей отраслей промышленности, производимые ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ» / В.А. Широков // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2006. – № 1. – С. 44–46. – EDN KFQVEX.

5. Никитина М.М. Альгинат натрия – уникальный природный полисахарид и его применение / М.М. Никитина, Н.В. Лакиза, Т.В. Терзиян // XXXII Зимняя школа по химии твердого тела: материалы, Екатеринбург, 07–10 февраля 2023 года. – Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2023. – С. 64–65.

6. ISO 10414-1: 2008 Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе: межгосударственный стандарт: дата введения 2016-04-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). – М.: Стандартинформ, 2014. – 80 с.

7. Белухин А.И. Применение биоразлагаемых компонентов при приготовлении бурового раствора и их влияние на его характеристики / А.И. Белухин, К.Г. Надиралиев, М.В. Васека // Известия высших учебных заведений. Арктический регион. – 2018. – № 1. – С. 5–11. – EDN YZKHON.

8. Ламбин А.И. Изучение изменчивости реологических свойств дисперсий биополимеров на водной основе в составе буровых растворов / А.И. Ламбин, Е.В. Аверкина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 8. – С. 91–97. – DOI 10.18799/24131830/2023/8/4049. – EDN SNXCIC.

KEYWORDS: drilling fluids, polysaccharides, biodegradable filtration reducing agents, sodium alginate, high-temperature drilling fluids.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ: методические вопросы

**Дружинина
Ирина Васильевна**

доцент кафедры «Экономика и
организация производства»,
доцент, к.с.н.

**Овчинников
Василий Павлович**

заведующий кафедрой «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,
профессор, д.т.н.

**Бастриков
Сергей Николаевич**

профессор кафедры «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,
профессор, д.т.н.

**Кузнецов
Владимир Григорьевич**

профессор кафедры «Бурение
нефтяных и газовых скважин»,
профессор, д.т.н.

Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный
университет», ТИУ

ПОДЧЕРКИВАЕТСЯ ВАЖНОСТЬ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУБОКИХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ КАК ФАКТОРА ПОВЫШЕНИЯ ПРИБЫЛЬНОСТИ БУРОВЫХ И НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ; ПРИВЕДЕН ОБЗОР ОСОБЕННОСТЕЙ НЕКОТОРЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ (БУРОВЫХ РАБОТ) И БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ; АКЦЕНТИРОВАНО ВНИМАНИЕ НА ПРОБЛЕМАХ МЕТОДИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА В ВОПРОСАХ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ; РАССМОТРЕНЫ МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ОЦЕНКИ УРОВНЯ КАЧЕСТВА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ТЕОРИИ КВАЛИМЕТРИИ; ПРЕДЛАГАЕТСЯ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОНЯТИЯ КАЧЕСТВА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И СПОСОБ ЕГО ОЦЕНКИ НА ОСНОВЕ МЕТОДА АНАЛИЗА ИЕРАРХИЙ

THE IMPORTANCE OF ENSURING THE QUALITY OF DEEP OIL AND GAS WELLS IS EMPHASIZED AS A FACTOR IN INCREASING THE PROFITABILITY OF DRILLING AND OIL AND GAS PRODUCING COMPANIES; AN OVERVIEW OF THE FEATURES OF SOME METHODS FOR ASSESSING THE QUALITY OF WELL CONSTRUCTION (DRILLING OPERATIONS) IS GIVEN AND DRILLING FLUSHING FLUID; ATTENTION IS FOCUSED ON METHODOLOGICAL ISSUES IN ASSESSING THE QUALITY OF DRILLING FLUSHING FLUID; METHODOLOGICAL ISSUES OF ASSESSING THE QUALITY LEVEL OF DRILLING FLUSHING FLUID FROM THE POINT OF VIEW OF THE THEORY OF QUALIMETRY ARE CONSIDERED; A DEFINITION OF THE CONCEPT OF DRILLING FLUSHING FLUID QUALITY AND A METHOD FOR EVALUATING IT BASED ON THE HIERARCHY ANALYSIS METHOD ARE PROPOSED

Ключевые слова: качество строительства скважины (буровых работ), качество буровой промывочной жидкости, комплексная оценка качества буровой промывочной жидкости.

По данным некоторых исследований, порядка половины ежегодных капиталовложений на освоение месторождений жидких и газообразных углеводородов составляют затраты на строительство скважин, а на поддержание требуемого качества этих объектов в процессе их эксплуатации нефтегазодобывающие компании тратят примерно 20 % ежегодных суммарных издержек [7, 12, 13].

Надежность глубоких скважин, как одно из свойств, составляющее их качество, во многом определяет продолжительность их жизни, а это, в свою очередь, влияет на размер потерь доступных к извлечению запасов на скважинах с различным сроком эксплуатации [10]. Помимо этого, ненадлежащее качество отдельных этапов строительства скважин и их фактического исполнения является причиной загрязнения недр, истощения и ухудшения качества природных ресурсов, потерь времени на устранение последствий, вследствие чего ухудшается репутация, конкурентные позиции и падают доходы буровых подрядчиков [15] (рисунок 1).

Вопросами комплексного исследования приемов оценки и обеспечения качества в строительстве глубоких скважин

УДК 622.24

РИСУНОК 1. Качество скважин – важный резерв повышения прибыльности нефтегазовых компаний



занимается относительно небольшой круг ученых. Наиболее известны в этой области работы Булатова А.И., Балабы В.И., Белорусова В.О., Ахмадуллина Э.А., методика оценки качества строительства скважины, разработанная в ТатНИПИнефть. В этих исследованиях обосновываются различные способы оценки качества строительства скважины (буровых работ – по сути, нефтегазовых услуг по созданию горнотехнического сооружения для добычи углеводородного сырья). Имеются также обоснованные способы оценки отдельных элементов скважины, как материального объекта, например: качества крепи, качества ствола скважины, поинтервальная оценка качества скважины для каждой обсадной колонны (таблица 1). Однако в упомянутых методиках отсутствует группа показателей качества технологических жидкостей (в том числе буровых). И это понятно, объектами оценки в них являются нефтегазовые услуги или работы, либо скважина в целом, законченная строительством. Вместе с тем качество этих объектов оценки в значительной степени определяется качеством используемых буровых промывочных жидкостей (БПЖ). В связи с этим хотелось бы упомянуть разработанный еще в начале 80-х годов прошлого столетия Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (СибНИИНП) уникальный документ – Стандарт объединения «Главтюменнефтегаз»

ТАБЛИЦА 1. Способы оценки качества строительства скважины (буровых работ)

Авторы	Система показателей качества
Ахмадуллин Э.А. [1, 2, 3, 4]	Комплексный показатель качества буровых работ с использованием коэффициента вето, обнуляющим итоговое качество в зависимости от невыполнения критически важных требований к производству буровых работ
Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. [8]	Интегральный показатель качества крепи скважины, объединяющий 64 единичных показателя в 11 подгрупповых и 4 групповых показателя
Балаба В.И. [5, 6, 7]	Комплекс показателей функциональности, технологичности, надежности, безопасности, ресурсоемкости скважины. Интегральная (обобщенная) оценка качества скважины двух видов: • поинтервально для каждой обсадной колонны; • поэтапно (дифференцированно) для каждого этапа строительства скважины
Белорусов В.О. [11]	Комплексный показатель качества скважины К, обобщающий коэффициенты: К1 – соблюдение технологии бурения; К2 – качество крепления ствола скважины; К3 – качество вскрытия пласта
Мека Р.В. [17]	Комплексный коэффициент качества ствола скважины. Единичный показатель отклонения фактического дебита от проектного (в неявном виде косвенно характеризует качество строительства и освоения скважины)
Методика ТатНИПИнефть [26]	Комплексная оценка качества строительства скважины, обобщающая групповые коэффициенты качества по этапам строительства скважины
СТО 51.00.010-83 «Комплексная система управления качеством продукции. Контроль качества строительства скважин» [24]	Состав основных критериев, характеризующих качество строительства скважин: 1) качество режимов бурения и применяемых типов породоразрушающего инструмента; 2) качество работ по проектированию и управлению искривлением; 3) качество работ по креплению скважин и разобщению продуктивных пластов; 4) качество бурового раствора; 5) качество вскрытия продуктивных пластов

СТО 51.00.010-83 «Комплексная система управления качеством продукции». Контроль качества строительства скважин,

который определял не только задачи управления качеством строительства глубоких скважин на всех его этапах, основные

ТАБЛИЦА 2. Особенности оценки качества буровой промывочной жидкости в различных методиках

Авторы	Особенности оценки качества
Чубик П.С.	Обосновано использование обобщенной функции качества $D_{\max}$, как средней геометрической частных функций желательности показателей свойств промывочной жидкости ($d_1, d_2, \dots, d_m$). Из сравниваемых компонентных и долевых составов наиболее предпочтительным считается альтернатива промывочной жидкости с наибольшим значением обобщенной функции качества $D_{\max} = \sqrt[m]{d_1 \cdot d_2 \cdot \dots \cdot d_m}$.
Пантелеев А.С.	Выделены значимые показатели качества бурового раствора (плотность, вязкость, СНС, показатель фильтрации) и определяющие их факторы
Некрасова И.Л.	Разработаны критерии оценки качества РУО в зависимости от горно-геологических условий применения для оперативного контроля качества бурового раствора на промысле, предложен алгоритм выбора критериев качества РУО [19]
Дружинина И.В., Овчинников В.П., Бастриков С.Н. и др.	Разработана и уточнена методика выбора оптимального вида (состава) технологической жидкости для конкретных условий бурения на основе метода анализа иерархий. Пригодность (качество) БПЖ для решения конкретных задач оценивается по наибольшему рейтингу рассматриваемых альтернатив ПЖ

РИСУНОК 2. Нерешенные проблемы в методических вопросах оценки качества буровой промывочной жидкости

1. Отсутствие общепринятой (стандартной) формулировки понятия качества БПЖ, стандартного перечня оценочных параметров качества (интегрального, групповых, подгрупповых и частных), единых приемов их исчисления
2. Различие методик определения показателей качества БПЖ и параметров их весомости (значимости)
3. Различные способы свертки (комплексирования) параметров качества в обобщающий показатель (средний арифметический, геометрический или гармонический, простой или взвешенный)
4. Отсутствие связи итогов оценки качества БПЖ с оценкой качества строительства скважины (скважины, как заверщенного строительством объекта)

РИСУНОК 3. Общие методические вопросы оценки уровня качества объектов и буровой промывочной жидкости

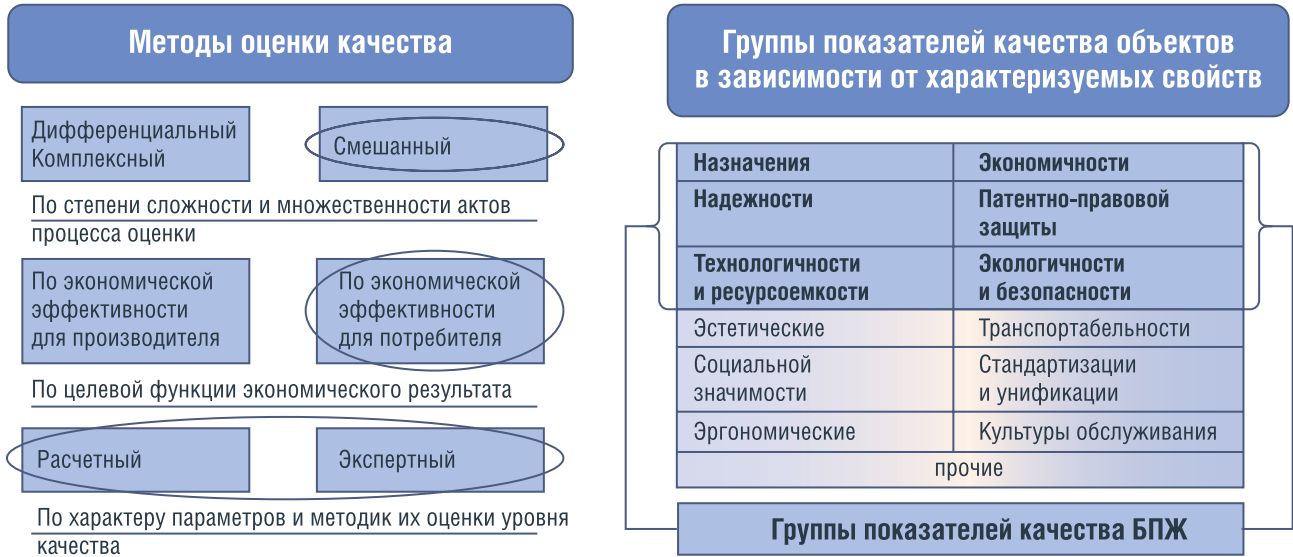


РИСУНОК 6. Этапы комплексной оценки качества БПЖ



5) обеспечить свертку оценок приоритетов альтернатив в обобщенный (комплексный) показатель качества БПЖ, который, по сути, и даст количественную характеристику качества рассматриваемых вариантов БПЖ, то есть степени их пригодности выполнять определенные функции для

удовлетворения конкретных требований, и позволит произвести их ранжирование. Первый, второй и третий этапы приведенного на рисунке 5 алгоритма реализуются путем изучения теоретико-методических основ обеспечения требований к свойствам и составу технологических жидкостей на

различных этапах строительства скважины исходя из задач исследования, анализа разработок систем и рецептур технологических жидкостей, применяемых на различных этапах строительства скважины для решения изучаемой проблемы, и теоретико-методического обоснования наиболее существенных свойств

РИСУНОК 7. Методика определения оценок приоритетов одной альтернативы БПЖ над другими и комплексной оценки качества БПЖ



ИМПОРТООПЕРЕЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

как фактор обеспечения устойчивого развития российской экономики на этапе технологических трансформаций и внешних вызовов

РЕАЛИЗУЕМАЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ ПОЛИТИКА ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ НГК РОССИИ ПРЕДУСМАТРИВАЕТ ГОСУДАРСТВЕННОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И УПРАВЛЕНЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СООТВЕТСТВИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ТРАНСФОРМАЦИЯМ. В КОНЦЕПЦИЮ ИМПОРТООПЕРЕЖЕНИЯ ЗАКЛАДЫВАЮТСЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ, ДООСВОЕНИЕ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ РЕСУРСНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ, КОМПЛЕКСНОЕ РАЗВИТИЕ СВЯЗАННЫХ ОТРАСЛЕЙ И ПРОИЗВОДСТВ, НАПРАВЛЕННОЕ НА УКРЕПЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕГИОНОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ, ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ БЮДЖЕТНОЙ И ГРАНТОВОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРОРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ. ВЫДЕЛЕНА МЕТОДОЛОГО-ПРАКТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПОЛИТИКИ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА РОССИИ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩИЕ УСКОРЕНИЕ СРОКОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ УВ И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ ДО КОНЕЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, УЖЕСТОЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПРОИЗВОДИМОЙ ПРОДУКЦИИ ДО УРОВНЯ ПЕРЕДОВЫХ МИРОВЫХ СТАНДАРТОВ, ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ КОНКУРЕНЦИИ МЕЖДУ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ РОССИЙСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, НАПРАВЛЕННОЕ НА РОСТ СРЕДНЕЭКСПОРТНЫХ ЦЕН, ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПРАГМАТИЧНЫХ ВНЕШНЕТОРГОВЫХ КОНТРАКТОВ. РАССМОТРЕНЫ ОТДЕЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПОЛИТИКИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ, В ЧАСТНОСТИ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ КРУПНЕЙШИХ ПРОЕКТОВ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, МАСШТАБИРОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТИВНЫХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ ПРАКТИК, РАСШИРЕНИЕ ИХ ПРОГНОЗНОГО ГОРИЗОНТА. ОБОСНОВАНА ЗНАЧИМОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ ЕДИНОЙ ЦИФРОВОЙ ЭКОСИСТЕМЫ ГОСУДАРСТВА, ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ И РАЗВЕТВЛЕННОЙ СЕТИ ДОЧЕРНИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО СВЯЗАННЫМ С НГК НАПРАВЛЕНИЯМ С ЦЕЛЬЮ НЕДОПУЩЕНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ САНКЦИОННЫХ РИСКОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ, ДОСТИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА И ИМПОРТООПЕРЕЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА РОССИИ

THE CURRENT POLICY OF ADVANCED DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN OIL AND GAS COMPLEX PROVIDES FOR STATE INCENTIVES FOR THE INTRODUCTION OF ADVANCED TECHNOLOGICAL SOLUTIONS AT ALL STAGES OF PRODUCTION AND MANAGEMENT PROCESSES OF ENERGY ENTERPRISES, AN INDIVIDUAL APPROACH AT VARIOUS STAGES OF HYDROCARBON FIELD DEVELOPMENT, AND COMPLIANCE WITH THE REGULATORY FRAMEWORK FOR TECHNOLOGICAL TRANSFORMATIONS. THE CONCEPT OF IMPORT ADVANCE INCLUDES THE IMPROVEMENT OF SUBSOIL USE, THE RE-DEVELOPMENT OF LICENSED AREAS OF THE RESOURCE AND RAW MATERIAL BASE, THE INTEGRATED DEVELOPMENT OF RELATED INDUSTRIES AND EXERCISES AIMED AT STRENGTHENING THE ECONOMIC POTENTIAL OF THE REGIONS OF OPERATION, THE PROVISION OF BUDGETARY AND GRANT SUPPORT FOR BREAKTHROUGH TECHNOLOGICAL SOLUTIONS. ARE HIGHLIGHTED THE METHODOLOGICAL AND PRACTICAL PROVISIONS OF THE POLICY OF ADVANCED DEVELOPMENT OF OIL AND GAS PRODUCTION IN RUSSIA, PROVIDING FOR ACCELERATION OF THE TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS AND PRODUCTS OF THEIR PROCESSING TO END CONSUMERS, TIGHTENING QUALITY CONTROL OF MANUFACTURED PRODUCTS TO THE LEVEL OF ADVANCED WORLD STANDARDS, LEGISLATIVE STIMULATION OF COMPETITION BETWEEN CONSUMERS OF RUSSIAN HYDROCARBONS AIMED AT INCREASING AVERAGE EXPORT PRICES, AND THE CONCLUSION OF PRAGMATIC FOREIGN TRADE CONTRACTS. ARE CONSIDERED THE CERTAIN ISSUES OF STATE OIL AND GAS POLICY AND THE FUNCTIONING OF DOMESTIC COMPANIES IN THE CONTEXT OF TECHNOLOGICAL TRANSFORMATIONS, IN PARTICULAR STRATEGIC INTERACTIONS WITHIN THE FRAMEWORK OF THE IMPLEMENTATION OF MAJOR PROJECTS AIMED AT ENSURING NATIONAL SECURITY AND ENERGY SUSTAINABILITY, SCALING UP THE INTRODUCTION OF EFFECTIVE MANAGEMENT PRACTICES, AND EXPANDING THEIR FORECAST HORIZON. ARE JUSTIFIED THE SIGNIFICANCE OF THE FORMATION OF A UNIFIED DIGITAL ECOSYSTEM OF THE STATE, FUEL AND ENERGY COMPANIES AND AN EXTENSIVE NETWORK OF SUBSIDIARIES IN AREAS RELATED TO THE OIL AND GAS COMPLEX IN ORDER TO PREVENT THE IMPACT OF SANCTIONS RISKS ON PRODUCTION ACTIVITIES, ENSURE ECONOMICALLY SUSTAINABLE DEVELOPMENT, ACHIEVE TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY AND IMPORT ADVANCE OF RUSSIAN OIL AND GAS PRODUCTION

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, промышленность, импортоопережение, экономически устойчивое развитие, методология опережающего развития, углеводородные ресурсы, недропользование, экологическое развитие, национальная безопасность, энергетическая безопасность, технологический суверенитет.

Трофимов Сергей Евгеньевич
профессор Академии военных наук,
к.э.н.

Беспрецедентные внешние вызовы и ужесточение санкционного давления на отечественную экономику обусловили целесообразность разработки принципиально новой государственной политики, основанной на опережающем экономическом развитии, комплексном внедрении

передовых технологических решений для достижения технологического суверенитета. В условиях формирования нового мирохозяйственного уклада определяющим вектором экономического развития выступает концепция импортоопережения отечественного производства. Практическая реализация

концепции предполагает государственное стимулирование разработки и комплексного внедрения технологий, не только замещающих, но и превосходящих передовые зарубежные аналоги. Это содействует не только существенному повышению эффективности промышленных предприятий, но и обеспечению устойчивости национальной экономики к внешним вызовам.

В рамках настоящего исследования рассмотрены отдельные положения реализации разработанной концепции импортоопережения в нефтегазовом комплексе (НГК) с акцентом на его технологическом и экологическом развитии. Технологическое развитие напрямую сопряжено с экологическим направлением функционирования НГК как составляющей устойчивого экономического роста. Экологические факторы отражаются на производственных показателях нефтегазовых предприятий, напрямую влияют на проводимую ими инвестиционную политику, прогнозирование ценовой динамики на углеводороды; им отводится значимая роль в вопросах социально-экономического развития территорий в стратегических и программно-целевых документах российских и международных институтов.

Ключевые тренды развития мировой энергетики связаны с исследованием экологических факторов. Так, в рамках осуществляемого глобального энергетического перехода происходит постепенное сокращение доли нефти в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ) при незначительном увеличении добычи, ее планомерное замещение более экологически чистым природным газом. При этом возобновляемые источники энергии (ВИЭ) не окажут существенного воздействия на развитие мировой энергетики в силу невозможности обеспечения роста глобального спроса на энергоносители, а их популяризация зачастую обусловлена политической повесткой¹. Энергетический переход связан не только с трансформацией структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), но и вопросами изменения климата², сокращения выбросов углекислого газа, декарбонизацией промышленных предприятий,

достижения углеродной нейтральности крупнейшими экономиками в долгосрочном прогнозе горизонте.

Опережающее экономическое развитие НГК включает разработку форм и инструментов государственного регулирования стимулирования инновационной деятельности в различных сегментах производства, проведение взвешенной бюджетно-налоговой политики, предполагающей перераспределение части поступающих доходов на технологическое обновление предприятий, комплексное внедрение инноваций и передовых решений. Совершенствование недропользования связано с вопросами антимонопольного регулирования, принятием мер государственной поддержки небольших нефтегазовых компаний, предоставлением справедливых конкурентных условий при распределении лицензионных участков. Промышленные предприятия участвуют в реализации экологических проектов, реализуют программы устойчивого развития, сохранения окружающей среды в регионах осуществления производственной деятельности, в т.ч. в экстремальных природно-климатических условиях.

Особо знаковой выглядит ситуация с комплексным освоением ресурсной базы арктического и континентального шельфа. Сохранение хрупкой экосистемы и уникального биоразнообразия

важнейшего геостратегического региона планетарного значения предполагает разработку новых государственных подходов к развитию Арктики, проведение дополнительных геологических исследований, выделение индивидуальных особенностей реализации нефтегазовых проектов, в т.ч. глубину залегания продуктивных пластов, удаленность от береговой линии, строительство прибрежной инфраструктуры, ледовую обстановку и др. Устойчивое развитие Арктического региона сопряжено с вопросами обеспечения национальной и энергетической безопасности государства, совершенствованием недропользования, становлением Северного морского пути в качестве глобальной транспортной артерии, ужесточением технологических и экологических требований к геологоразведке, добыче и глубокой переработке углеводородов, задействованием потенциала коренных и малочисленных народов Севера.

¹ Игорь Сечин выступил с ключевым докладом на Специальной сессии XVII Веронского Евразийского экономического форума [Электронный ресурс]: ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: <https://rosneft.ru/press/news/item/221348> (дата обращения: 17 дек. 2024).

² Рамочная конвенция Организации Объединенных Наций об изменении климата (UNFCCC) (заключена в г. Нью-Йорк 9 мая 1992 г.) [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс». Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (г. Киото, 11 дек. 1997 г.) [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс».

Практическая реализация концепции импортоопережения нефтегазового производства России

Согласно справедливому утверждению, «устойчивости в развитии экономики и нефтегазового сектора добивается тот, кому удастся соединить учет таких общих тенденций, как повышение роли знаний и технологий с инициативой, поиском, заинтересованностью и финансовыми возможностями участников экономических процессов» [23, с. 98]. Значимым направлением государственного регулирования (ГР) выступает повышение эффективности отечественных нефтегазовых предприятий, обеспечивающих выпуск конечной продукции, отвечающей передовым мировым стандартам. Конкурентоспособность российских производителей зависит в т.ч. от их положения на глобальном нефтегазовом рынке, национального и мирового опыта ГР, характеризующего специфику функционирования. Она определяется количественными и качественными характеристиками по сравнению с ведущими мировыми аналогами.

Становление российской нефтегазовой промышленности осуществлялось через призму масштабных экономических и административных преобразований, сопровождаемых изменением системы хозяйственных отношений, разрывом взаимосвязей и производственных цепочек. Это нашло отражение в основных показателях нефтегазового комплекса (НГК), а также в высоком потребительском спросе на выпускаемую углеводородную продукцию глубокой переработки на внутреннем и зарубежных рынках. В условиях цифровых изменений всех сегментов и процессов нефтегазового производства важны устойчивость, стабильность и предсказуемость проводимой топливно-энергетической политики, меры государственной поддержки разработки месторождений и реализации стратегических проектов. Вопросы цифровизации в ГР НГК должны учитывать накопленный мировой опыт в периоды глобальных трансформаций экономических

систем и смены технологических укладов. Несмотря на планомерное сокращение удельного веса НГК в структуре ВВП и доходов государственного бюджета, в долгосрочной перспективе его устойчивое развитие остается ключевым вопросом глобальной и национальной экономической и политической повестки [3].

Методы, формы и инструменты ГР должны быть своевременными, направленными на развитие соответствующей производственной и транспортной инфраструктуры, стимулировать производство и возможности его коммерциализации, составлять основу для повышения конкурентоспособности экономики. Российская практика демонстрирует немало примеров в части неэффективности использования предлагаемых решений как на современном этапе, так и в исторической перспективе. В частности, изобретенные российским ученым И.И. Ползуновым паровая машина и двухцилиндровый паровой двигатель не получили практического применения, в то время как аналогичное изобретение шотландского механика Дж. Уатта послужило толчком для осуществления промышленной революции и становления первого технологического уклада. Однако в мировой практике наблюдаются и обратные явления: множество стран как «третьего мира», так и отдельных развивающихся государств в силу своей отсталости сэкономили сотни млрд долларов на прокладке стационарной электронной связи и иных видов соединений, т.к. в связи с постепенным удешевлением технологий в первую очередь начали осуществлять строительство инфраструктуры для сотовой связи и подключения к широкополосному Интернету.

Государственное стимулирование внедрения передовых технологических решений по повышению нефтеотдачи пластов, уплотнению сетки сейсмопрофилей производится с учетом индивидуального подхода к различным этапам освоения нефтегазовых проектов, совершенствования нормативно-правовых основ добычи и переработки углеводородов, процедур недропользования, развития отечественного

машиностроения, направлено в т.ч. на дополнительную разработку освоенных ранее провинций и участков ресурсной базы, укрепление экономического потенциала территорий, доведение коэффициента извлечения нефти (КИН) до ведущих мировых показателей. Отдельные государства являются российскими должниками, что может быть использовано для содействия внедрению отечественных компаний в нефтегазовые отрасли данных стран, вхождения России в долю национальных нефтегазовых компаний [19].

Важнейшей составляющей экономически устойчивого развития НГК выступает комплексное расширение сегмента транспортировки углеводородов, непосредственно сопряженное с деятельностью прочих отраслей и промышленных производств, повышением надежности и экологичности конечной продукции, внедрением новейших технологий, решением вопросов социально-экономического развития территорий и сохранения окружающей среды в районах функционирования [10]. В значительной степени этому содействует переход к импортоопережению в нефтегазовой промышленности, достижение целевых показателей по газификации регионов, обеспечение бесперебойности поставок углеводородов по приемлемым для населения и предприятий ценам [2].

Транспортировка нефти и газа имеет внутреннюю специфику ввиду колоссальных расстояний между месторождениями, производствами по переработке, объектами инфраструктуры и рынками сбыта, протяженности трубопроводов, различных затрат, связанных с их обслуживанием, охраной, ликвидацией незаконных врезок в отдельных районах. Неразвитость трубопроводной транспортной инфраструктуры является одной из причин, сдерживающих развитие перспективных нефтегазоносных провинций Восточной Сибири и Дальнего Востока. Становление местных нефтегазовых центров связано с увеличением не только добычи, но и потребления углеводородов, что обосновывает системообразующее значение НГК, необходимость дальнейшего совершенствования недропользования в прогнозном периоде последующих десятилетий.

Это связано с вопросами обеспечения доступности информации, упрощения сложных управленческих решений, позволяет устранить их различную интерпретацию участниками нефтегазового рынка. Важны критерии отбора недропользователей в отношении внедрения передовых практик, экономическое и административное стимулирование их деятельности, отсутствие внутренних противоречий при распределении участков недр, возможное при принятии выверенных регулирующих решений, сокращении удельных затрат в технологически сложных проектах, расширении отечественного сервисного сегмента, нацеленности участников экономических отношений на наиболее продуктивное освоение ресурсной базы в долгосрочной перспективе.

НГК выступает одним из крупнейших заказчиков разработки и внедрения передовых технологических

экономической системы, принятию комплексных регулирующих мер, специфике проектов и различных групп факторов влияния на условия ведения деятельности, позволяет прагматично подходить к вопросу долгосрочных взаимодействий государства, нефтегазовых предприятий, национальных и международных институтов и финансовых организаций, обеспечить устойчивое развитие топливно-энергетического сектора и приемлемые темпы социально-экономической динамики регионов [9, 13].

После достижения критической массы масштабные экономические и политические преобразования способны произойти в относительно короткие сроки. В этой связи следует выделить значимость соответствия национальной нефтегазовой политики и нормативно-правовой базы трендам происходящих цифровых и технологических изменений, позволяющее действовать

Перевод активов под российскую юрисдикцию предполагает государственные гарантии обеспечения прав собственности, стабильность и предсказуемость налоговой политики, используемых форм и инструментов ГР НГК, ответственность государства за принимаемые решения в топливно-энергетической сфере

решений. Его устойчивое развитие сопряжено с комплексным подходом к воспроизводству минерально-сырьевой базы (МСБ), прозрачностью деятельности предприятий, их быстрой адаптацией к изменениям. Учет позиций субъектов нефтегазовой деятельности осуществляется на различных уровнях государственной власти, позволяет обеспечить простоту и понятность государственных решений, условия допуска участников недропользования к распределению лицензионных участков, в особенности при разработке трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), результативность производственных процессов, в целом равные возможности развития крупнейших корпораций и относительно небольших компаний. Это возможно благодаря соответствию механизма ГР НГК, его форм и инструментов трансформации мировой

опережающими темпами, способствующее повышению эффективности функционирования нефтегазовых предприятий с государственным участием. В подобных условиях экспорт углеводородов снижает степень воздействия на масштабы экономических и административных преобразований, что приводит к ускорению хозяйственных процессов. Планомерный перевод активов под российскую юрисдикцию предполагает государственные гарантии обеспечения прав собственности, стабильность и предсказуемость налоговой политики, используемых форм и инструментов ГР НГК, ответственность государства за принимаемые решения в топливно-энергетической сфере, в т.ч. в части развития нефтегазовой инфраструктуры, внешнеэкономического и таможенно-тарифного

регулирования, обеспечения благоприятного инвестиционного климата, результативности деятельности созданных институтов, обеспечивающих взаимодействие органов власти и нефтегазового бизнеса [6].

Трансформация экономических отношений обусловлена становлением шестого технологического уклада, проникновением новых цифровых решений во все направления государственной деятельности и отрасли народнохозяйственного механизма, включая НГК. Происходящие на внутреннем нефтегазовом рынке события в своей основе имеют причины, характерные только для национальной экономики: приватизация предприятий, удаление месторождений от рынков сбыта, суровые природно-климатические условия и др. Законодательное стимулирование внедрения цифровых технологий в различных сегментах нефтегазового производства способствует выходу и формированию российских предприятий на зарубежных рынках, полному удовлетворению внутреннего спроса на углеводородную продукцию. Значимыми направлениями их результативного функционирования служат наличие достаточной ресурсно-сырьевой базы, стабильное финансовое состояние, повышение капитализации компаний на фондовых рынках, профессиональный кадровый состав, гарантии и обязательства по трудовым взаимоотношениям, расширение регионов присутствия и поставок, эффективный риск-менеджмент. В совокупности это также подразумевает необходимость совершенствования исходных теоретико-методологических положений.

Одной из составляющих внешнеэкономической формы ГР НГК выступает содействие развитию российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках. Предприятия ставят особый акцент на вхождении иностранного капитала в структуру акционеров, включения его представителей в состав совета директоров и правления. Тенденцией развития внутреннего энергетического рынка выступает увеличение числа независимых производителей,

заинтересованных в доступе к МСБ, инфраструктуре и рынкам сбыта, как следствие, потребности в повышении квалификации руководящего состава предприятий, создании внутренних подразделений по цифровой трансформации. Значительную часть управленческих функций и выработку предложений по сокращению непроизводительных расходов способен взять искусственный интеллект. Институты взаимодействия государства и бизнеса могут формироваться под влиянием внутренней и международной конъюнктуры. Предприятия заинтересованы в результативности данных институтов, «продавливании» на государственном уровне внутренних интересов, практической реализации принимаемых решений, «взращивании» специалистов международного уровня, участия в крупных зарубежных нефтегазовых проектах, наличии административной поддержки в регионах присутствия.

Развитие институциональной среды непосредственно сопряжено с состоянием национальной экономики, внутренней политической ситуацией. Полнота информации по различным направлениям деятельности в сочетании с имеющимся опытом позволяют предприятиям избегать множества рисков. Значимым направлением экономически устойчивого развития НГК служит их выход не только на зарубежные рынки сбыта, но и капитала, в отдельных случаях – включение в структуру собственников; это подтверждается историей становления российской нефтегазовой промышленности, в особенности в период с 1990 г. На законодательном уровне следует уделять внимание относительно не крупным добывающим и перерабатывающим компаниям, занятым в разработке более мелких углеводородных залежей. Они могут объединяться между собой для отстаивания собственных интересов перед государством с целью получения налоговых льгот и иных преференций, в частности по территориальному кластерному принципу. Постепенное наращивание добычи на наиболее рентабельных участках новых нефтегазоносных провинций содействует улучшению

качественных показателей функционирования национального НГК, строительству инфраструктуры в данных районах [11].

Особое внимание уделяется региональной структуре производства и потребления углеводородов, распределению межбюджетных трансфертов между федеральным центром и субъектами федерации. В вопросе освоения российскими компаниями проектов и месторождений в зарубежных странах особое внимание отводится политическим решениям и административному ресурсу. Развитие внешнеторгового направления отечественных нефтегазовых предприятий сопровождается созданием сопутствующих условий, государственными гарантиями обеспечения безопасности, сохранности капиталовложений и других ресурсов. Так, в регионах их присутствия создаются развитая транспортная инфраструктура, соединяющая месторождения с рынками сбыта, система хранения углеводородов, в т.ч. порты, терминалы и др.

Становление крупных проектов возможно за счет бесперебойного доступа к финансовому обеспечению, внедрению передовых технологий на всех этапах производственных процессов. Предприятия стремятся поставить на внутренний баланс месторождения и перспективные лицензионные участки в различных регионах присутствия, занимаются расширением сбытовой сети, сокращением непроизводительных расходов. Отдельного внимания заслуживает ускорение сроков доставки углеводородов и продуктов их переработки до конечных потребителей, минимизация потерь при транспортировке, до начала специальной военной операции и диверсий на «Северных потоках» актуальная при экспорте и транзите природного газа через территорию Украины. Ключевая роль отводится вопросам производственной безопасности, модернизации и своевременному ремонту изношенных участков трубопроводной системы, расширению сегментов транспортировки и нефтегазосервиса. Контроль качества производимой продукции на уровне передовых мировых стандартов осуществляется

с учетом опыта глобальных нефтегазовых корпораций, их интересов в отношении отдельных проектов на внутреннем российском рынке. Это обуславливает необходимость законодательного стимулирования конкуренции в рамках взаимодействий между потребителями российских углеводородов, которое способно привести к росту среднеекспортных цен на нефтегазовую продукцию, увеличению продолжительности сроков внешнеторговых контрактов на прагматичных условиях. В свою очередь, это также позволяет потребителям диктовать определенные условия проведения нефтегазовой политики, развития частного сектора и конкуренции уже на национальном энергетическом рынке.

Охват предприятиями всех стадий производственных процессов, включая сбыт конечным потребителям, предполагает повышение ответственности за конечные результаты, в т.ч. в отношении экологических рисков. Разделение глобального и национального рынков сбыта продукции может происходить по секторальному принципу. Фактически регулирующие практики на международном и государственном уровне объединяют весь накопленный опыт регулирования. Плановое увеличение доли российских углеводородов в структуре мирового нефтегазового экспорта взаимосвязано с расширением несырьевых поставок, технологической составляющей, вопросами безопасности на производственных объектах, стабильной политической ситуацией; это находит отражение в устойчивости внутреннего энергетического рынка, выступает значимым фактором внешнеторговых контрактов [15].

Особенности проведения государственной нефтегазовой политики в условиях технологических преобразований

Органы государственной власти способны оказывать непосредственное воздействие на разработку и реализацию отечественными предприятиями

проектов в зарубежных странах, предлагать альтернативные варианты решения значимых нефтегазовых вопросов, жестко отстаивать национальные энергетические интересы на мировом рынке. Реализация крупных международных проектов требует учета позиций множества государств, в т.ч. в области технологических решений, формирования и развития совместных предприятий. В рамках подобных проектов обычно предлагаются несколько альтернативных вариантов развития; также следует учитывать объективные финансовые, административные возможности и иные ресурсы зарубежных государств и нефтегазовых корпораций, преследование ими собственных интересов, направленных на реализацию поставленных целей и задач. Цифровые технологии призваны находить оптимальные маршруты поставок, сократить издержки на всех этапах производственных процессов. Разработка перспективных нефтегазоносных участков обычно сопровождается противодействием между энергетическими компаниями; следовательно, на законодательном уровне целесообразно уточнить регламент и процедуры допуска предприятий к их освоению, что позволяет уменьшить недобросовестную конкуренцию и административное давление со стороны иностранных участников нефтегазовой деятельности [12].

Отдельного внимания заслуживают стимулирование проведения ГРП в перспективных малоизученных районах ввиду постепенного перемещения отдельных производств, обусловленного истощением некоторых крупных месторождений, а также проработка вопросов значительного сокращения непроизводительных расходов при строительстве и введении в эксплуатацию внутренней нефтегазотранспортной системы и экспортных трубопроводов. Решение наиболее значимых вопросов государственной энергетической политики в рамках реализации крупнейших проектов требует альянса государства и нефтегазовых предприятий, позволяющего «продавливать» национальные интересы на зарубежных рынках. Экономическое и административное воздействие

способно распространяться на связанные сферы экономики и направления деятельности; так, присоединение России к соглашению «ОПЕК+» в 2020–2021 гг. показало результативность в части инструментария может предполагать ответные санкционные меры в виде запрета на экспорт производимой нефтегазовой продукции и сервисных услуг, манипулирования контрактными обязательствами для достижения поставленных ориентиров. Это способно найти отражение в динамике цен на нефть и природный газ, позволяет извлекать максимальные конкурентные преимущества из подобных труднопрогнозируемых ситуаций на глобальном энергетическом рынке [16].

Вопреки распространенному мнению, результативность ГР НГК в СССР находилась совсем не на высоком уровне: поставки практически бесплатной нефти социалистическим странам, привязка к импорту оборудования, отсутствие танкерного флота, подрыв добычи на крупнейшем Самотлорском месторождении, более низкие качественные характеристики функционирования предприятий и ТЭК в целом по сравнению с ведущими мировыми показателями, итогом которых явились полная зависимость экономики от нефтяного экспорта и государственного бюджета от цены на мировом рынке, послужившие в результате одной из основных причин развала страны. Кроме того, неэффективно функционировали советские внешнеторговые предприятия, явившиеся одним из катализаторов данных процессов.

Значимым аспектом устойчивого развития НГК выступает принятие регулирующих мер, направленных на расширение системы хранилищ и нефтегазотранспортной инфраструктуры, улучшение функционирования портов, терминалов, задействование неиспользуемых производственных мощностей. Учитывая высокое качество российской нефти, в условиях специальной военной операции и санкционной политики дисконт на нее не должен являться

существенным. Следует расширять взаимодействия с небольшими зарубежными компаниями, способными привнести уникальные технологические и управленческие решения, дочерними предприятиями крупных холдинговых структур, отслеживать структуру спроса и предложения на углеводороды на внутреннем рынке и среди иностранных потребителей, предоставлять бюджетную и грантовую поддержку в части прорывных технологических решений на внутреннем рынке. При этом особый акцент ставится на сотрудничестве с крупнейшими потребителями отечественных углеводородов, обеспечивающими наибольший удельный вес в структуре поставок, увеличении российского присутствия на зарубежных топливно-энергетических рынках. Отдельные положения нефтегазовых контрактов могут быть не рекомендованы к вынесению на общественное обсуждение и публикациям в СМИ, даже в условиях всеобщей цифровой открытости. Причинами этого могут выступать возможность заключения крупных соглашений на прагматичных условиях, отсутствие излишнего давления со стороны других государств и предприятий.

Диверсификация экспортных поставок связана с расширением производств в связанных отраслях, прагматичными взаимодействиями с потребителями российских углеводородов. Для них важны стабильность поставок по приемлемым ценам в условиях экономических и политических преобразований, обеспечение устойчивости функционирования предприятий, сокращение непроизводственных издержек, в частности выплат по процентам посредническим структурам. В свою очередь, производители заинтересованы в увеличении экспорта индустриальных технологий, сервисных услуг, строительстве промышленных нефтегазовых объектов и инфраструктуры в зарубежных странах. Высокотехнологичный экспорт несет в себе конкурентные преимущества, в т.ч. благодаря востребованности российских специалистов при реализации энергетических проектов [8]. Накопленный опыт ГР НГК исходит из сложившейся ситуации, учитывает условия влияния, имеющиеся в распоряжении

ресурсы, позволяет объединить воздействие государственных ведомств, устранить излишние функции, непрофильные подразделения, перераспределить полномочия между ними. Подобное объединение предполагает усиление контрольной функции ГР, в т.ч. в отношении выделяемых бюджетных средств, эффективности государственных компаний, направлено на обеспечение населения и предприятий углеводородной продукцией, выступает составляющей энергетической безопасности [14].

Регулирующее воздействие распространяется на всю государственную юрисдикцию, позволяет осуществить поэтапную реализацию целевых ориентиров, обозначенных в программно-целевых, стратегических документах и иных НПА. Прогнозирование на долгосрочную перспективу может осуществляться в разрезе регионов, перспективных провинций, отраслевых центров, сегментов производства или энергетических проектов; при этом следует отметить снижение его значимости по ряду направлений в условиях цифровой трансформации мировой экономики в связи с ускорением темпов внедрения технологических преобразований. Часть поступающих нефтегазовых доходов государственного бюджета перераспределяется в социально значимые направления.

Информация о ключевых показателях функционирования НГК, факторах воздействия на них, изучение текущих и потенциальных рисков выступают функцией профильных федеральных органов государственной власти. Назначение ответственных лиц на посты в отраслевые министерства, подведомственные учреждения, советы директоров и правление компаний с государственным участием происходит в т.ч. через конкурсный отбор, в частности в рамках проекты «Лидеры России», предполагает постановку стратегических ориентиров, нацеленность на их достижение в установленные сроки. Соблюдение принципов меритократии, которых придерживается инвестор Р. Далио, проистекает из того, что «система государственного управления эффективна только в том случае, когда те, кто обладает всей полнотой власти, ценят

принципы системы выше своих персональных целей» [7, с. 434]. Аналитические подразделения государственных ведомств аккумулируют поступающую информацию, предложения по повышению эффективности функционирования нефтегазовых предприятий. Наиболее значимые проекты и контракты могут требовать одобрения федеральных органов власти; они находятся на контроле правоохранительных и антимонопольных структур на предмет соответствия их положений нормам законодательства, государственным интересам, проведения контрольных и проверочных мероприятий.

Дальнейшее становление НГК в качестве системообразующего сегмента национальной экономики предполагает наличие внутренней специфики. Показатели его функционирования отражают не только отраслевую эффективность, но и результативность рыночной системы хозяйствования по сравнению с командно-административными методами. Государственное стимулирование развития нефтегазохимии, глубокой переработки углеводородов возможно осуществлять через содействие повышению уровня капитализации российских компаний. Его зависимость от множества факторов включает наличие деловых контактов руководителей, доступ к зарубежным рынкам капитала, обеспечение высокой нормы прибыли, иные финансово-экономические и административные показатели, обеспечивающие гарантии сохранности инвестиций, трудовые и социальные условия сотрудников, перспективы их профессионального развития, основанные на принципах меритократии, повышении квалификации, развитии компетенций. Российские нефтегазовые компании вполне способны стать мировыми лидерами по качественным показателям функционирования, включая глубину переработки продукции, ее удельного веса в общей структуре добываемого углеводородного сырья; при этом значительная доля непроизводительных расходов может быть сокращена за счет комплексного внедрения технологий нового технологического уклада [5].

Функционирование российских нефтегазовых компаний на современном этапе экономических отношений

В долгосрочной перспективе предприятия с государственным участием вполне способны стать примером эффективного функционирования. Внешние поставки углеводородов отражают суть проводимой государственной энергетической политики, нацелены на создание новых, укрепление действующих взаимосвязей с субъектами экономической деятельности, расширение сети сбыта углеводородной продукции глубокой переработки. Российские нефтегазовые компании следует стимулировать за счет экономических и административных методов воздействия в части реализации производимой продукции на внутреннем и зарубежных рынках на наиболее прагматичных для поставщиков и потребителей условиях.

Собственники и менеджмент нефтегазовых компаний определяют направления их стратегического развития; накопленный опыт позволяет эффективно управлять активами, поставленными на внутренний баланс запасами недр. Результативные управленческие практики могут направляться в Министерство энергетики РФ, Министерство промышленности и торговли РФ для масштабирования их внедрения, расширения прогнозного горизонта. Отдельные предприятия в своей деятельности руководствуются исполнением государственных контрактов, например в части строительства нефтегазовых объектов, осуществления северного завоза, поставок углеводородов в труднодоступные районы. Принимаемые регулирующие меры могут заимствоваться из других отраслей и сфер экономики с учетом региональных ТЭБ. В частности, производимую продукцию и услуги, не потребляемые на внутреннем рынке, возможно отправлять на экспорт благодаря функционированию связанных с НГК институтов, а также объединению предприятий.

Государственное стимулирование развития высокотехнологического сектора содействует

импортоопережению российской нефтегазовой промышленности. Внутри одной организации проекты в различных сегментах НГК могут находиться под единым управлением с целью повышения общей эффективности функционирования; для этого ликвидируются непроизводительные и утратившие актуальность подразделения, связанные сферы деятельности переводятся в отдельное направление. Происходящие в НГК экономические преобразования отражают результативность отраслевого регулирования. Понимание управленческих решений, принимаемых конечными бенефициарами на подконтрольных ими предприятиях, обеспечивает расширение взаимодействий государства и нефтегазового бизнеса. Усиление контрольной функции ГР содействует сокращению количества контрактов с заниженными объемами поставок или ценами на них; результатом сокрытия данных и иных злоупотреблений выступает недополучение нефтегазовых доходов государственного бюджета. Она заключается в пресечении недобросовестных, фиктивных действий со стороны руководителей предприятий, направленных на дополнительное извлечение прибыли, сокрытие налогов или подрыв деятельности других организаций.

Предприятия стремятся обратить специфику действующего законодательства, происходящие экономические и энергетические процессы в собственное развитие, вносить соответствующие предложения на государственный уровень. В современных условиях определяющую роль играет не только уровень их профессиональных компетенций, но и возможность отстаивания собственных интересов, задействия административного ресурса, обеспечивающих обсуждение и практическую реализацию данных предложений. Корректировка нормативно-правовой базы может затрагивать структуру механизма ГР НГК, изменять роль и значение его форм и инструментов, содействовать развитию принципиально иных направлений функционирования, появлению возможностей извлечения дополнительных доходов. Государственные ведомства отчитываются об итогах

и результативности деятельности; при этом они не должны проводить излишние проверки, оказывать административное воздействие на бизнес, т.е. контрольная функция не должна быть чрезмерной. Экспорт углеводородов зачастую обуславливает необходимость их кооперации с несколькими производителями, операторами проектов по добыче, переработке и транспортировке углеводородов, выработке консолидированной позиции. Следствием участия российских компаний и специалистов в практической реализации нефтегазовых проектов (разработки месторождений, экспорта технологий, строительства и расширения инфраструктуры, предоставления сервисных услуг и др.) в зарубежных странах, охватывающего фактически весь спектр работ и услуг, напрямую или опосредованно связанных с НГК, выступает законодательное стимулирование освоения ресурсной базы, внедрения передовых технологических и управленческих решений [4, 11].

Российские компании стремятся максимизировать экономические возможности из потенциала и неэффективности глобального и национального фондового сектора за счет осуществления крупномасштабных проектов, расширения спектра поставляемых товаров и услуг, рынков сбыта, диверсификации направлений деятельности, формирования прозрачной структуры собственников и органов управления. Это достигается за счет укрепления взаимосвязей между нефтегазовыми субъектами, воздействия производителей на потребительские предпочтения, внутренние процессы с целью увеличения зависимости от снабжения энергетическими ресурсами конкретным поставщиком. Получение контроля над месторождениями, лицензионными участками, перспективными проектами, контрактами, финансово-инвестиционными ресурсами, распределением поступлений может достигаться за счет применения административного ресурса, экономической ликвидации конкурентов, постановки потребителей в зависимое положение, комплексного охвата имеющихся в распоряжении средств, технологий и иных возможностей. В данном случае

аналогично проявляется «эффект бабочки»: небольшие различия в первоначальных условиях способны привести к колоссальным расхождениям результатов на выходе. Собственники и руководство крупнейших компаний в значительной мере продолжают оказывать воздействие на государственную энергетическую политику, применять на практике нормы национального законодательства и международного права с целью отстаивания собственных интересов. Предприятия вынуждены адаптироваться к постоянным изменениям внешней среды; их заинтересованность в обеспечении стабильности и устойчивости заставляет действовать опережающими темпами, становиться более конкурентоспособными, комплексно внедрять новейшие технологии во все сферы деятельности [21].

В условиях санкционной политики экспортеры углеводородов обратили пристальное внимание на внутренний рынок, в результате чего существенно возросла конкурентная составляющая. Так, ПАО «Газпром» более активно занялось вопросами газификации населения и предприятий. Несмотря на постоянное совершенствование законодательства, усиление правовой составляющей, в целом ряде направлений продолжают процессы перехода прав собственности на нефтегазовые объекты, обусловленные применением жесткого административного ресурса. Для разрешения одних вопросов на государственном уровне предприятия могут использовать механизмы и возможности институтов, для других – действовать самостоятельно, опережающими темпами, скрытно, не давая информационных поводов.

Трансформация отечественной экономики способствовала переходу российских нефтегазовых предприятий на рыночный путь хозяйствования, их становлению, изменению системы внутренних взаимосвязей, ужесточению конкурентной борьбы. Для сохранения достигнутых позиций на глобальном энергетическом рынке компании способны объединяться, развивать новые направления деятельности, создавать дочерние компании, структурные подразделения,

передавать непрофильные функции на аутсорсинг. Для компаний с государственным участием следует разработать критерии эффективности управления, методику оценки, впоследствии производить их корректировку [1]. В условиях цифровых изменений существенно возрастает спрос на обучение рабочих инженерно-экономическим специальностям, переквалификацию сотрудников на пользование big data, системами искусственного интеллекта, предиктивной аналитики и иными технологиями четвертой промышленной революции, планомерное наращивание их профессиональных компетенций, адаптацию к трансформационным условиям, в т.ч. за счет создания внутренних исследовательских организаций и подразделений при предприятиях. Это позволяет достигать запланированных результатов в установленные сроки, внедрять наиболее эффективные управленческие практики, действовать в рамках норм этической конкурентной борьбы, сопоставлять и изменять стратегические и краткосрочные цели и задачи, постоянно улучшать качественные и количественные показатели функционирования [24].

Осуществляемый за короткий период переход на принципиально новый уровень развития возникает благодаря адаптации к изменениям внутренних и внешних условий, соответствию норм законодательства данным процессам, исполнению государством и предприятиями взятых обязательств, предоставлению гарантий прав собственности, проведению риск-менеджмента. Эффективное взаимодействие органов власти и субъектов нефтегазовой деятельности учитывает государственные интересы на зарубежных энергетических и фондовых рынках, содействует практической реализации крупномасштабных проектов за счет расширения направлений и каналов поставок, освоения перспективных участков, удовлетворения внутреннего спроса на углеводороды в регионах функционирования. Стимулирование предприятий к наращиванию экономической мощи обеспечивает устойчивость платформы функционирования механизма ГР НГК, способствует качественно улучшению макроэкономических показателей.

Руководители нефтегазовых предприятий должны в полной мере понимать роль, значимость и сущность цифровых технологий, стратегические преимущества от их внедрения, владеть современным экономическим понятийно-категориальным аппаратом, который претерпевает планомерное изменение: его часть постепенно утрачивает актуальность, появляются новые определения. Данные технологии применяются в финансово-экономическом направлении, при проведении расчетов, прогнозировании отраслевых показателей. Предприятия заинтересованы в получении крупных государственных заказов и подрядов, расширении сотрудничества с органами государственной власти, разработке и внедрении методологического инструментария. Понимание миссии и задач нефтегазовых предприятий, теоретической основы и практической реализации экономических и административных методов их развития, осуществляемых для повышения финансовой устойчивости и уровня капитализации бизнес-процессов, использование экономико-математического моделирования, институциональной и инфраструктурной платформы позволяет оперативно реагировать на любые возникающие изменения.

Эффективное взаимодействие органов власти и субъектов нефтегазовой деятельности учитывает государственные интересы на зарубежных энергетических и фондовых рынках, содействует практической реализации крупномасштабных проектов за счет расширения направлений и каналов поставок, освоения перспективных участков, удовлетворения внутреннего спроса на углеводороды в регионах функционирования

Реализация стратегических планов обычно требует планомерного достижения краткосрочных ориентиров [22].

Для крупных предприятий важно учитывать позицию профильных органов государственной власти. Комплексное внедрение цифровых технологий содействует укреплению экономических отношений с российскими и иностранными технологическими компаниями. Устойчивое развитие НГК невозможно без становления

небольших предприятий, стимулирующих качественное улучшение отраслевых показателей и рост национальной экономики в целом, позволяющих удовлетворить потребительский спрос на новых маршрутах поставок производимой углеводородной продукции. Однако в условиях конкурентной среды на данные предприятия способно оказываться излишнее административное давление, в результате которого они могут прекратить функционирование, войти в качестве структурных подразделений или дочерних компаний крупных энергетических корпораций. Их существование обеспечивает поддержку конкурентной среды, возможности маневрирования при освоении небольших месторождений, эффективной разработкой которых крупные компании не занимаются ввиду собственных масштабов, отсутствия экономического интереса и наличия более рентабельных направлений деятельности.

Под влиянием внутренних и внешних факторов воздействия даже крупнейшие энергетические корпорации способны прекратить собственную деятельность: на глобальном нефтегазовом рынке нередки случаи слияний и поглощений. Небольшие предприятия вынуждены

взаимодействовать с отраслевыми монополистами, деятельность которых подчинена не только извлечению прибыли, но и исполнению взятых социальных обязательств. Они стремятся по возможности обеспечить полный производственный цикл с момента начала проведения ГРР до сбыта конечной продукции с целью сокращения издержек; часть предприятий функционируют в рамках одного региона, другие – имеют множество дочерних структур

в различных географических и административных районах. Компании могут вводить в состав акционеров крупные зарубежные корпорации, обладающие необходимыми административным, технологическим ресурсом, финансово-инвестиционными возможностями. Некоторые внутренние сделки на национальном нефтегазовом рынке не получают одобрения антимонопольных органов. Трансформация структуры российских нефтегазовых предприятий, их взаимодействий с различными институтами должна соответствовать изменениям национальной и внешнеэкономической конъюнктуры для сохранения конкурентоспособности в новых геополитических условиях. Воздействие государства на институты НГК направлено на развитие инфраструктуры в регионах присутствия нефтегазовых компаний, носит выраженную социальную направленность. Эффективность функционирования определяется результативным взаимодействием предприятий различных сегментов нефтегазового производства, форм собственности, структуры акционеров, объемов выпуска и численности работников [17].

На государственном контроле находится деятельность строительных, подрядных, сервисных организаций в НГК, экспортеров углеводородов и конечной продукции. Строительство нефтегазовых предприятий, прокладка трубопроводов по новым маршрутам должны осуществляться за счет привлечения преимущественно российских специалистов. В их основу закладываются экологические принципы, в частности бережное отношение и минимизация ущерба окружающей среде. Обычно из нескольких альтернативных вариантов реализации проектов выделяется наиболее прагматичный, сроки реализации которого зависят от имеющихся в распоряжении финансовых ресурсов, профессионального решения возникающих вопросов, соблюдения экологических требований. В долгосрочной перспективе экспорт углеводородов продолжит находиться под контролем органов государственной власти; значимым направлением развития НГК выступают прокладка трубопроводов

в зарубежных странах, становление собственниками и акционерами проектов, создание совместных предприятий, постановка разведанных запасов на внутренний баланс, расширение внешнеторговых отношений, рынков реализации продукции. Предприятия стремятся минимизировать количество посредников между производителями и потребителями, увеличить глубину переработки. Посреднические услуги оказываются, в частности, на рынке капитала и фондовом секторе при заключении нефтегазовых контрактов; цифровые технологии позволили существенно сократить их значение при осуществлении предприятиями основной деятельности.

Ценообразование на внутреннем рынке должно в большей степени регулироваться антимонопольными органами; при экспортных поставках оно осуществляется на оговоренных в контрактах условиях, обычно не ниже установленной цены. Ряд крупных нефтегазовых предприятий были основаны при непосредственном государственном участии, в настоящее время продолжают деятельность на базе производственных объединений и запасов МСБ, разведанных в период существования СССР. Зачастую бывшие партийные работники становились их руководителями, в результате чего эффективность функционирования находилась на относительно низком уровне; некоторые из них прекратили деятельность в качестве самостоятельных юридических лиц. Компании с государственным участием вполне способны разрешать возникающие вопросы без привлечения бюджетных средств, конкурировать в рамках отдельных проектов или прав на приобретение лицензионных участков.

В холдинговых структурах повышение эффективности взаимодействий между материнской и дочерней компаниями в части распределения финансовых ресурсов может быть осуществлено в результате разделения по территориальному принципу или сферам деятельности. Кроме административного ресурса, они должны обладать достаточным опытом в проведении геологоразведки и разработке залежей, располагать необходимыми производственными

мощностями, стабильными источниками финансирования на протяжении срока реализации проектов, обеспечить устойчивое функционирование. Достаточный запас экономической прочности возможен благодаря разветвленной сети дочерних предприятий по связанным с НГК направлениям, зачастую объединенных под единым брендом в общую экосистему; он позволяет не допустить воздействия санкционных рисков на производственную деятельность, содействует импортоопережению нефтегазового производства.

Эффективность менеджмента компаний с государственным участием должна оцениваться аналогично показателям, критериям и принципам, используемых в частных предприятиях. Качественное улучшение ГР НГК возможно благодаря усилению контрольной функции, корректировке нормативно-правовой базы, совершенствованию форм и инструментов воздействия, их практическому осуществлению. Изменение мирового порядка затронуло деятельность внешнеторговых организаций, осуществляющих экспорт углеводородов. При реализации зарубежных проектов российские предприятия занимаются расширением взаимодействий с местными органами власти и предприятиями ТЭК, что выступает гарантией снижения рисков дискриминационного доступа к ресурсной базе и сбыта потребителям продукции, отвечающей стандартам качества и экологическим требованиям [18].

Выводы и рекомендации

В условиях санкционной политики, импортоопережения нефтегазового производства основной доход российских нефтегазовых компаний продолжает приходиться на экспорт, повышает значимость ужесточения условий внешнеторговых контрактов с целью противодействия протекционистской таможенно-тарифной политике зарубежных стран, нарушениям ими норм международного права. Разрешение экспортных вопросов НГК возможно при целенаправленном воздействии органов государственной власти и предприятий, расширении экономических отношений в инновационно-технологическом, цифровом направлении, финансовой сфере.

Законодательное обеспечение устойчивого развития НГК связано в первую очередь с соблюдением жестких экологических норм, охраной окружающей среды, бережным отношением к использованию природных ресурсов, разработке МСБ. Поставщики и потребители углеводородов взаимодействуют напрямую или при подключении к участию различных институтов, при этом способны конкурировать по различным направлениям или проектам. Небольшие частные компании заинтересованы в доступе к ресурсной базе, обеспечении гарантий прав собственности, соблюдении принципов верховенства закона, равенства прав субъектов экономической деятельности. Отдельные практические вопросы реализации нефтегазовых проектов разрешаются исключительно благодаря прямой или опосредованной поддержке органов государственной власти, в т.ч. в рамках строительства инфраструктуры. Их обсуждение обычно проходит на площадках профильных ведомств или институтов, курирующих данные направления.

Отдельные вызовы, стоящие перед российским НГК, имеют единые причины возникновения, затрагивают предприятия, для которых важно верно определить целевые ориентиры, показатели деятельности, средства и способы их достижения. Цифровые технологии затрагивают не только производственные, но и управленческие процессы: наличие целевых ориентиров подразумевает концентрацию, скоординированные действия различных подразделений, прагматизм в распределении ресурсов. Создаваемые экономическим блоком правительства РФ прогнозы развития национальной экономики обычно содержат несколько альтернативных сценариев в зависимости от политической и энергетической конъюнктуры, учета различных рисков. Их достоверное прогнозирование содействует устойчивости национальной экономической системы по отношению к происходящим в глобальной экономике негативным явлениям, стабильности налоговой политики, притоку дополнительных инвестиций, исполнению социальных обязательств.

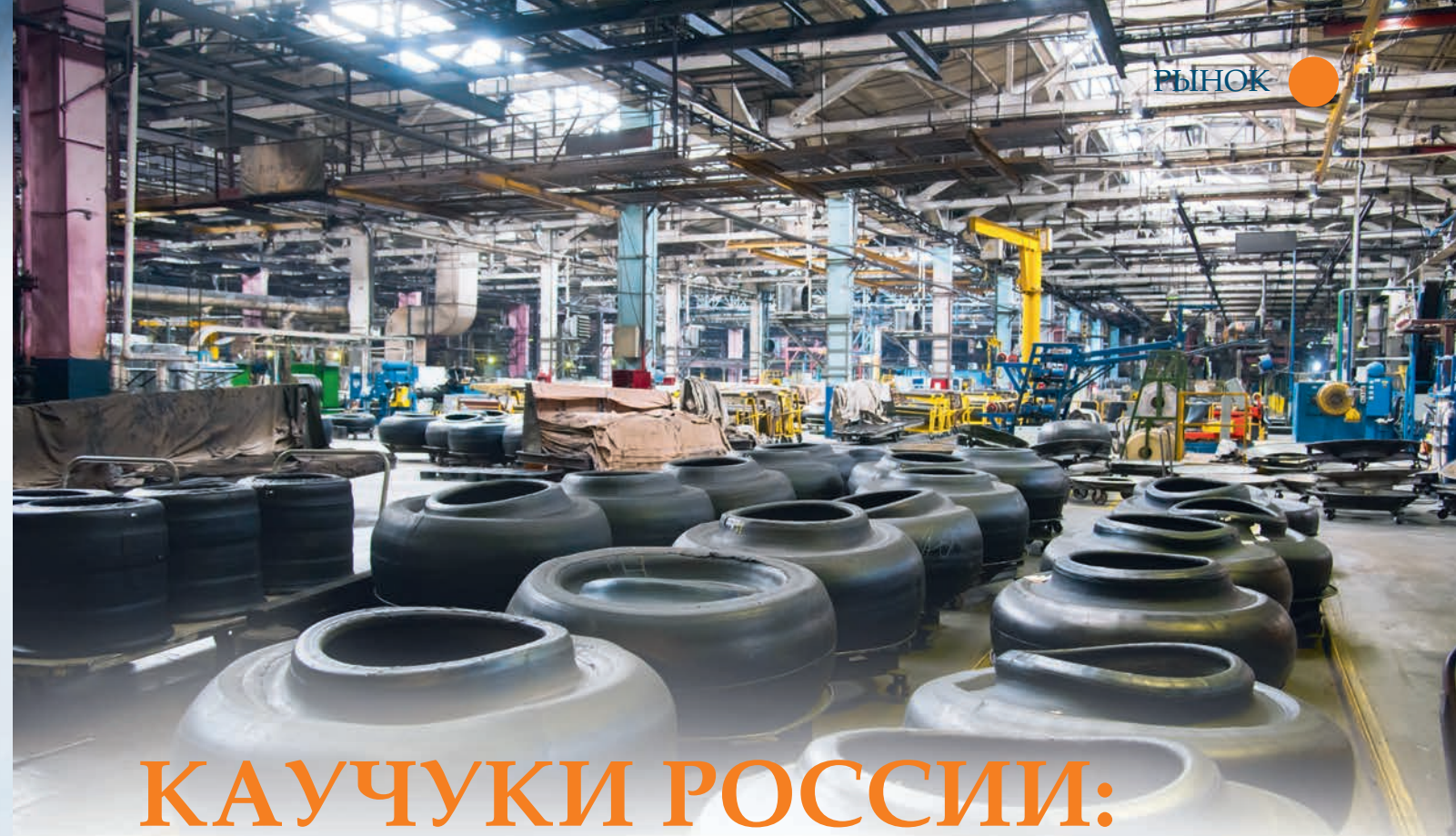
Заинтересованность нефтегазовых предприятий в расширении производственной деятельности находит отражение в практической реализации комплекса связанных внешнеэкономических направлений, органичных внутренних взаимодействий с органами государственной власти благодаря осуществлению разработанных положений. Часть зарубежных энергетических проектов основана на экономических отношениях с приграничными странами, торговыми и политическими партнерами. Их реализация учитывает возможность усиления противодействий со стороны местных органов власти, нефтегазовых корпораций и иных субъектов экономической деятельности, затрагивает вопросы разработки месторождений, переработки углеводородов, транспортировки и сбыта продукции. Деятельность менеджмента компаний-операторов проектов связана с результативностью производственных и финансово-экономических показателей, обработкой объема информации, поступающей благодаря внедрению цифровых технологий, следованием мировым корпоративным стандартам, экологическим требованиям, этическим нормам ведения бизнеса. Это находит отражение в уровне их доходов, получении бонусов и опционов, открытости функционирования, структуры собственников, акционерного капитала, реализации различных проектов, не связанных с НГК; особое внимание уделяется деятельности крупнейших российских корпораций на внутреннем и зарубежных рынках [20]. ●

Литература

1. Алектеров В.Ю. Нефть России: прошлое, настоящее и будущее. М.: Креативная экономика, 2011. 432 с.
2. Березинская О.Б., Ведев А.Л. Производственная зависимость российской промышленности от импорта и механизм стратегического импортозамещения // Вопросы экономики. 2015. № 1. С. 103–115.
3. Брагинский О.Б., Миловидов К.Н. Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. 432 с.
4. Винслав Ю.Б. Минерально-сырьевой комплекс России: тренды технологической модернизации и основные принципы формирования инновационной системы // Российский экономический журнал. 2018. № 6. С. 27–60.
5. Глазьев С.Ю. Рынок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах. М.: Книжный мир, 2018. 768 с.

6. Глазьев С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса. М.: Экономика, 2010. 255 с.
7. Далио Р. Принципы. Жизнь и работа. М.: Манн, Иванов и Фербер, 2019. 608 с.
8. Дементьев В.Е. Технологическое развитие и структурные изменения в экономике // AlterEconomics. 2022. Т. 19. № 1. С. 116–130.
9. Жданев О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1061–1078.
10. Лексин В.Н., Порфирьев Б.Н. Социально-экономические приоритеты устойчивого развития Арктического макрорегиона России // Экономика региона. 2017. Т. 13. № 4. С. 985–1004.
11. Лисов С.В. Минерально-сырьевой комплекс России как объект национальной промышленной политики // Российский экономический журнал. 2017. № 2. С. 36–55.
12. Литвиненко В.С., Петров Е.И., Василевская Д.В., Яковенко А. В., Наумов И.А., Ратников М.А. Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами // Записки Горного института. 2023. Т. 259. С. 95–111.
13. Макаров А.А. Возможности технологического прогресса в энергетике России // Проблемы прогнозирования. 2020. № 1. С. 71–87.
14. Мастепанов А.М. Проблемы обеспечения энергетической безопасности в новых геополитических условиях // Энергетическая политика. 2017. № 1. С. 20–37.
15. Некипелов А.Д. Об экономической стратегии и экономической политике России в современных условиях // Научные труды Вольного экономического общества России. 2021. Т. 230. № 4. С. 76–89.
16. Новак А.В. Российский и мировой ТЭК: вызовы и перспективы // Энергетическая политика. 2022. № 4. С. 6–15.
17. Плакиткин Ю.А. Глобальный энергетический переход и современные мировые трансформации в прогнозах развития энергетики // Энергетическая политика. 2023. № 8. С. 8–25.
18. Сечин И.И. Альтернативы мировой энергетики: трансформационные тренды и риски // Мировая экономика и международные отношения. 2021. Т. 65. № 10. С. 33–44.
19. Трофимов С.Е. Государственная политика импортозамещения в нефтегазовом комплексе России // Государственное управление. Электронный вестник. 2023. № 4. С. 62–77.
20. Трофимов С.Е. Практические вопросы реализации государственной нефтегазовой политики. М.: ИНФРА-М, 2023. 400 с.
21. Уэст Дж. Масштаб: Универсальные законы роста, инноваций, устойчивости и темпов жизни организаций, городов, экономических систем и компаний. М.: Азбука Бизнес, Азбука-Аттикус, 2018. 512 с.
22. Филиппов С.П. Переход к углеродно-нейтральной экономике: возможности и пределы, актуальные задачи // Теплоэнергетика. 2024. № 1. С. 21–40.
23. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. М.: Перо, 2016. 272 с.
24. Litvinenko V.S. Digital Economy as a Factor in the Technological Development of the Mineral Sector // Natural Resources Research. 2019. Vol. 29. № 3. Pp. 1521–1541.

KEYWORDS: *state regulation, oil and gas complex, industry, import advance, economically sustainable development, methodology of advanced development, hydrocarbon resources, subsoil use, ecological development, national security, energy sustainability, technological sovereignty.*



КАУЧУКИ РОССИИ: ГОД ПОД САНКЦИЯМИ

Стыценок Валентин Дмитриевич
профессор, д.х.н.

Бутаев Даниил Антонович
магистрант

Григорьева Наталья Анатольевна
доцент, к.х.н.

Бутенко Ксения Викторовна
ассистент

Аксенова Серафима Валерьевна
инженер ООО «ЗН НТЦ», аспирант

Кафедра физической и коллоидной химии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ СИНТЕТИЧЕСКИХ КАУЧУКОВ ВВИДУ ЗАКРЫТИЯ ОДНОГО ИЗ ЭКСПОРТНЫХ РЫНКОВ – ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА. ДЕЛАЕТСЯ ВЫВОД О СНИЖЕНИИ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ЭТОГО СОБЫТИЯ И ПРИЧИНАХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА, ПОТРЕБЛЕНИЯ ШИННОЙ ПРОДУКЦИИ В РОССИИ И УВЕЛИЧЕНИЯ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК

THE ARTICLE EXAMINES THE TRANSFORMATION OF RUSSIAN SYNTHETIC RUBBER PRODUCERS DUE TO THE CLOSURE OF ONE OF THE EXPORT MARKETS – THE EUROPEAN UNION. A CONCLUSION ABOUT THE REDUCTION OF THE NEGATIVE IMPACT OF THIS EVENT AND THE REASONS FOR THE RESTORATION OF PRODUCTION, CONSUMPTION OF TIRE PRODUCTS IN RUSSIA AND THE INCREASE IN EXPORT DELIVERIES IS MADE

Ключевые слова: *синтетический каучук, натуральный каучук, бутилкаучук, бутадиеновый каучук, изопреновый каучук, производство каучука в России.*

Разработка способов производства синтетических каучуков началась в СССР еще в 20-х гг. XX века, когда молодое государство, не имея сырьевой базы для получения природных каучуков и развивая автомобилестроение, понимало необходимость поиска альтернативных методов получения сырья для шинной промышленности (первый искусственный каучук был произведен на немецких предприятиях еще до Первой мировой войны, однако не выдержал конкуренции с натуральным). Руководители мировых химических

гигантов вначале не верили, что это эта проблема была решена советскими химиками и инженерами, но уже в 1930-е были построены и пущены несколько заводов, работающие по синтезу Лебедева: Ефремовский, Ярославский, Воронежский и Казанский (особенностью синтеза Лебедева было использование этилового спирта для производства бутадиена (дивинила) с его дальнейшей полимеризацией в бутадиеновый каучук, поэтому в качестве сырья использовалась не нефть, а картофель и зерно).

Уже в 1934 г. в СССР было выпущено 11 тыс. т синтетического каучука, в 1935 г. – 25 тыс. т, в 1936 г. – 40 тыс. т. В непростое время Великой отечественной войны, несмотря на естественный недостаток пищевого сырья, резиновая промышленность смогла в полной мере обеспечить потребности автотранспорта, так как с увеличением выпуска военной колесной техники пропорционально возрастали и потребности шинников в сырье.

После победы был понятен рост производств искусственного каучука, тем более что согласно условиям репараций Советский Союз вывез завод Шкопау, который нашел свою вторую Родину в Воронеже: в стране наряду с бутадиевым каучуком появились испытанные технологии по сополимеризации стирола, и промышленность получила бутадиевстирольный каучук.

Учитывая задачи по увеличению выпуска шинной продукции, было принято решение на переход с натурального на синтетический этанол, произведенный из нефти, и начато строительство заводов в Уфе, Грозном, Орске, Гурьеве и Новокуйбышевске. В то же время была решена важная задача производства синтетического изопренового каучука (СКИ), свойства которого близки к натуральному, на приобретение которого в то время страна тратила около трети валютных поступлений. После пуска 1964 г. в Тольятти и Волжском многотоннажных производств, закупки натурального каучука были практически прекращены.

Крупной вехой в истории полимерной промышленности страны стало проектирование и пуск ПО «Нижнекамскнефтехим», со временем ставшего крупнейшим предприятием по выпуску эластомеров в СССР.

В непростое время 90-х гг., учитывая существенное снижение выпуска шин, снизилось и производство каучуков, однако именно в то время уже российские каучуки проложили себе дорогу на иностранные рынки и за счет относительно низкой себестоимости упрочили свои позиции. Учитывая наличие мощностей, персонала и сырья, даже в 1990-е Россия оставалась одним из крупнейших производителей и экспортеров СК.

К началу 2010-х гг. крупнейшим производителем синтетических каучуков в России становятся предприятия СИБУРа. Благодаря вертикальной интеграции компания получила возможность выделять ШФЛУ из попутного нефтяного газа, разрабатывать и выпускать на рынок новые марки каучука. При этом фокус смещался не только на увеличение мощности, но и расширение ассортимента, как следствие, за рубежом российский каучук начинает конкурировать с продукцией компаний PetroChina, Exxon Mobil, Polimeri Europa.

К 2020 г. на долю нашей страны приходилось около 9% от мирового производства синтетических каучуков, при этом в 2021 году Россия отправила на экспорт 1,09 млн т синтетических каучуков, или 73% произведенного объема, при этом в Европу экспортировано около 420 тыс. т. Следует отметить, что к 2020 г. Европа потребляла по различным оценкам 1,6 млн т, при этом импортировала 0,9 млн т.

Существенные изменения для предприятий принес 2022 г., когда страны Европы ввели ограничения на эластомеры из России, но сложности с замещением российской продукции позволили предприятиям в достаточной степени спокойно заниматься переориентацией своих поставок с европейского рынка на рынки Азии. Как следствие, экспорт российских каучуков в Европу упал до 260 тыс. т.

25 февраля 2023 г. Евросоюз одобрил десятый пакет санкций в отношении России, в который вошли 121 физлицо и организация, при этом важным является отнесение эластомеров к товарам, которые приносят России «значительные доходы». Как следствие, решение вводит дополнительные ограничения на импорт каучуков, вступающие в силу только 30 июня 2024 года, до этого, в том числе с заботой о европейских шинных компаниях, ЕС установил временные ввозные квоты объемом 563 тысячи тонн, что существенно выше реально экспортируемых объемов и на первом этапе не отразилось на поставках эластомеров из России.

Тем не менее 2022 год для российских производств синтетических каучуков оказался сложным. По данным Росстата, с 2021 г. по 2022 г. выпуск каучук снизился на 12% и составил

1,5 млн т, при этом снижение оказалось выше, чем по химической отрасли в целом.

Крупнейшие производители каучуков («Нижнекамскнефтехим», «Воронежсинтезкаучук», «Красноярский завод СК», «Тольяттикаучук», ТАУ «Нефтехим» (два завода на промплощадке в Стерлитамаке «Синтез-Каучук» и «Стерлитамакский нефтехимический завод») и «Омский каучук») связывают снижение выпуска синтетических каучуков со спадом в производстве шин – данный сектор потребляет более 65% синтетических каучуков на внутреннем рынке, при этом, по данным Росстата, выпуск шинной продукции в 2022 году в России сократился на 21%. «Синтез-Каучук» и «Стерлитамакский нефтехимический завод» снизили поставки российским производителям шин не менее чем на 5%, а «Омский каучук» смог перенаправить часть объемов в Азию. По мнению Ассоциации производителей шин, отсутствие экспортных отгрузок шин и импорта ряда компонентов для их производства, турбулентность локального автомобильного рынка и падение спроса оказали влияние на объемы производства шин, что соответственно повлекло за собой снижение производства смесей на заводах полного цикла, что обусловлено заявлением ряда производителей (Continental, Bridgestone, Yokohama) в марте 2022 г. о приостановке своих локализованных в России производств и введением ЕС в начале апреля 2022 г. санкций на экспорт российских шин в страны Европы. В последующем в санкционные списки попали российские производители шин.

Тем не менее доля экспорта в европейские страны по производителям сильно различалась. Например, «Синтез-Каучук» и СНХЗ в 2022 году из 64% экспортных поставок на ЕС приходилось только 3,4%, при этом у этих предприятий экспорт увеличился на 14 процентов относительно 2021 года (рост пришелся на поставки в Азию, а снижение продемонстрировали продажи в страны ближнего зарубежья и Америки), а учитывая географическое расположение, экспортным рынком сбыта синтетического каучука для ГК «Титан» был и остается рынок Азии.

Но надежды на 2023 г. производителей каучука были связаны не только с изменением географии поставок, но и с ростом внутреннего потребления. Например, «Татнефть» для снижения возможного санкционного давления в 2022 г. продает свой завод «Нижнекамскшина» подконтрольному правительству Республики Татарстан «Татнефтехиминвест-холдингу» перед самым включением «Нижнекамскшины» в санкционные списки, но позже инициирует процесс покупки шинного бизнеса в России у Nokian Tyres, при этом мощности российского производства Nokian Tyres оцениваются в 16 миллионов штук покрышек в год, а «Нижнекамскшина» производила только 12,3 миллиона. В декабре 2022 г. «Татнефть» сообщает о запуске совместного с казахстанской «Аллюр» производства автомобильных шин KamaTyresKz мощностью не менее 3 млн штук в год, а в январе 2023 г. покупает «Первый резинотехнический завод» в Ташкентской области, единственного производителя шин в Узбекистане мощностью 3,2 миллиона штук в год, таким образом перенаправляя свой каучук на конечную переработку с возможностью экспорта шинной продукции.

Как ни странно, российским производителям синтетического каучука в 2024 г. помогло ухудшение погоды в Юго-Восточной Азии, где традиционно расположены крупнейшие плантации источника натурального каучука – гивеи. В этом регионе урожайность этого каучуконоса снижается второй год подряд из-за климатического феномена течения Эль-Ниньо, связанного с потеплением поверхности Тихого океана. В Юго-Восточной Азии оно вызывает уменьшение осадков, а в 2023–2024 гг. влияние этого явления вошло в пятерку самых сильных за всю историю наблюдений. И фьючерс на натуральный каучук на Сингапурской бирже в октябре 2024 г. впервые за 6 лет превысил уровень в 2 тыс. долл. США, и многие потребители натурального каучука стали задумываться об увеличении закупок синтетического каучука. Вторым фактором влияния на стоимость натурального каучука является увеличение спроса на натуральный каучук шинными

предприятиями Китая, при этом многие эксперты придерживаются мнения о долгосрочной тенденции увеличения стоимости натурального каучука из-за роста автомобилизации Китая и Индии, что обеспечит необходимость интенсифицировать процесс перехода на синтетические аналоги шинников и автомобильную промышленность.

Несмотря на сложности и среднегодовой спад производства синтетических каучуков в 2017–2023 гг. на 1,6% ежегодно, уже в 2024 г. производство каучуков в России выросло и планку в 1 млн т производители одолели в сентябре. Основной причиной восстановления стало прогнозируемое увеличение спроса на внутреннем рынке на фоне одновременного улучшения ситуации в российской шинной промышленности, где до этого наблюдался провал из-за ухода иностранных производителей.

Приостановление производств в период смены собственников в 2023 г. привело к уменьшению выпуска покрышек по сравнению с 2021 г. на 32%, и после перехода предприятий к новым собственникам они продолжили выпуск продукции, обеспечивая стабильные поставки на внутренний рынок и на экспорт, на который приходится около половины объема выпуска, что сразу отразилось на рынке синтетических каучуков в России. Также такой взлет обеспечивают рекордные показатели продаж автомобилей. Например, в октябре 2024 г. реализация новых машин в России выросла в 1,5 раза (до 171,2 тыс. шт.) относительно показателей аналогичного периода прошлого года, при этом этот максимальный уровень за последние 3,5 года, а за 2024 г. продажи новых легковых автомобилей в стране подскочили более чем на 60% (более 1,5 млн шт.).

Отдельно хочется уточнить про медленное увеличение доли электрического транспорта. Особенности электрического привода приводят к значительному износу шин электротранспорта из-за нехарактерных для ДВС значительных моментов при ускорениях и торможениях, одновременное увеличение массы автомобиля из-за аккумуляторных батарей и высоких моментов

на колесах снижают срок службы автопокрышки в два раза, что обуславливает увеличение спроса на них.

Таким образом, через год после запрета экспорта в страны ЕС эпоха перемен для российских производителей каучуков не заканчивается, однако увеличение загрузок производств вселяет уверенность в продолжение развития наших флагманов органической химии. ●

Литература

- Чалдаева Д.А., Хусинов А.Д. Исторические предпосылки получения, производства и использования синтетического каучука // Вестник Казанского технологического университета. 2012. – Т. 15. – № 8. – С. 72–76.
- Агаянц И.М. Пять столетий каучука и резины. – М.: Модерн-А, 2002. – 432 с.
- Штрубе В. Пути развития химии. Т. 2. – М.: Мир, 1984. – 278 с.
- Матвеев К.А. Новые перспективы синтетических каучуков // Полимерные материалы. 2024. – № 12 (307). – С. 46–49.
- Семягин Д.С. Российское производство шин упрется в китайскую стену // Полимерные материалы. 2025. – № 2 (309). – С. 50–52.
- Палыга Р.Б. Нефтехимии много не бывает [Электронный ресурс]. – URL: <https://polymerbranch.com/articles/neftehimii-mnogo-ne-byvaet/> (дата обращения: 27.05.2025).
- Гатунок А.С., Огрель Л.Д. Российский рынок полиолефинов в переходный период [Электронный ресурс]. – URL: <https://polymerbranch.com/articles/rossijskij-rynok-poliolefinov-v-perehodnyj-period/> (дата обращения: 20.05.2025).
- Российский рынок базовых полимеров – 2024: смена экспортеров и инвестиции в новые мощности [Электронный ресурс]. – URL: <https://realnoevremya.ru/articles/309336-rossiyskiy-rynok-bazovyh-polimerov-2024-smena-rynkov-sbyta-i-investicii> (дата обращения: 28.05.2025).
- Каучук размазало по шинам [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/6688184> (дата обращения: 23.05.2025)
- Импорт синтетического каучука в РФ сократился до 3% за 4 года [Электронный ресурс]. – URL: <https://polymerbranch.com/2024/12/import-sinteticheskogo-kauchuka-v-rf-sokratilsya-do-3-za-4-goda/> (дата обращения: 19.05.2025).
- Стагнация на рынке синтетических каучуков в России сменилась позитивной динамикой [Электронный ресурс]. – URL: <https://rupec.ru/news/53274/> (дата обращения: 26.05.2025).
- Отечественные производители каучуков ждут перезапуска российских шинных заводов [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.4tochki.ru/news/novosti-rynka-shin-i-avtokomponentov/2023/fevral/28/otechestvennye-proizvoditeli-kauchukov-zhdut-perezapusk-rossijskih-shinnyh-zavodov.html/> (дата обращения: 26.05.2025).
- Аксёнов В.И. Производство синтетических каучуков российскими компаниями в 2019 году // Промышленное производство и использование эластомеров. – 2020. – № 1. – С. 3–10. DOI: 10.24411/2071-8268-2020-10101.

KEYWORDS: *synthetic rubber, natural rubber, butyl rubber, butadiene rubber, isoprene rubber, rubber production in Russia.*

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА освоения Краснокутского газового месторождения

РАСМОТРЕНА ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ КРАСНОКУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОТОРОЕ ОТНОСИТСЯ К ЧИСЛУ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. В СООТВЕТСТВИИ С ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМОЙ РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ БУДЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ ПРИ ПРОЯВЛЕНИИ СМЕШАННОГО РЕЖИМА (ГАЗОВОГО И ВОДОНАПОРНОГО) С ИЗМЕНЯЮЩЕЙСЯ РОЛЬЮ НАПОРА ВОД И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ РАЗРАБОТКИ. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫПОЛНЕНА НА ОСНОВании ДВУХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВАРИАНТОВ. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ И ЭКОНОМИЧЕСКИ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ВАРИАНТ II, КОТОРЫЙ И РЕКОМЕНДУЕТСЯ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ. В ЗАКЛЮЧЕНИИ ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ ОСВОЕНИЮ КРАСНОКУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОВОДИЛИСЬ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗРАБОТАННОЙ В ИПНГ РАН ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МЕТОДИКИ И ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА

THE GEOLOGICAL-FIELD DESCRIPTION OF THE OPERATIONAL FACILITIES OF THE KRSNOKUTSKOYE FIELD, WHICH IS ONE OF THE SMALL FIELDS, ARE CONSIDERED. IN ACCORDANCE WITH THE TECHNOLOGICAL SCHEME, THE DEVELOPMENT OF GAS DEPOSITS WILL BE CARRIED OUT WITH THE DEMONSTRATION OF A MIXED REGIME (GAS AND WATER DRIVE) WITH A CHANGING ROLE OF WATER PRESSURE AND POTENTIAL ENERGY OF GAS PRESSURE AT DIFFERENT STAGES OF DEVELOPMENT. THE ASSESSMENT OF THE ECONOMIC INDICATORS OF THE PILOT INDUSTRIAL OPERATION OF THE FIELD IS CARRIED OUT ON THE BASIS OF TWO TECHNOLOGICAL OPTIONS. THE RESULTS OF THE CALCULATIONS SHOW THAT OPTION II IS THE MOST TECHNOLOGICALLY AND ECONOMICALLY EFFICIENT, WHICH IS RECOMMENDED FOR IMPLEMENTATION. IN CONCLUSION, RECOMMENDATIONS FOR THE FURTHER DEVELOPMENT OF THE KRSNOKUTSKOYE FIELD ARE GIVEN. CALCULATIONS OF ECONOMIC INDICATORS WERE CARRIED OUT USING THE ECONOMIC METHODOLOGY AND SOFTWARE PRODUCT DEVELOPED AT THE IPNG RAS

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения, геологическая характеристика месторождений, чистый дисконтированный доход, экономическая оценка.

Богаткина
Юлия Геннадьевна
ведущий научный сотрудник
Аналитического центра
Прогнозирования развития
нефтегазовой отрасли
Института проблем нефти
и газа РАН,
к.т.н.

В административном отношении Краснокутское газовое месторождение размещается на территории Краснокутского района Саратовской области и относится к числу мелких месторождений. Месторождение расположено в 100 км к юго-востоку от г. Саратова и в 15 км к северо-западу от районного центра г. Красный Кут, являющегося также железнодорожной станцией. Месторождение расположено в пределах Бортowego лицензионного участка, правами на пользование недрами которого обладает ООО «ДИАЛЛ АЛЪЯНС» [1–5]. Краснокутское месторождение открыто в 1973 г. в результате поискового бурения, которое продолжалось до 1978 г. Всего на месторождении пробурено 32 скважины (28 поисковых, три структурно-поисковых и одна параметрическая). Газовые залежи нижнепермских отложений в эксплуатацию не вступали.

Краснокутское месторождение в тектоническом отношении расположено в пределах Ровенско-Краснокутского участка, зафиксированного в системе бортовых поднятий Прикаспийской впадины. В северной части прослеживается узкий грабенообразный прогиб, в юго-восточной части – бортовой уступ Прикаспийской впадины. В геологическом строении месторождения принимают участие девонские, каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые, неогеновые и четвертичные отложения. На Краснокутском месторождении установлена промышленная газоносность нижнепермских отложений. В карбонатных коллекторах артинско-сакмарского возраста выявлены три самостоятельные залежи газа: две в отложениях пласта К-II – северо-восточный участок (район скважин № 41 и 66) и юго-западный

(район скважины № 68); и одна в нижнепермских отложениях пласта К-III (район скважины № 66). Все залежи пластовые, сводовые, имеющие небольшие размеры. Размеры залежи пласта К-II северо-восточного участка составили 4,1×1,5 км, высота 18 м; залежи пласта К-II юго-западного участка 4,4×1,5 км, высота 12,7 м и залежи пласта К-III, расположенной на северо-восточном участке месторождения соответственно 2,6×1,3 км, высота 19,1 м. Разработка газовых залежей будет осуществляться при проявлении смешанного режима (газового и водонапорного) с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии давления газа на разных этапах разработки. По своему химическому составу свободный газ нижнепермских отложений Краснокутского месторождения относится к метановым, низкоуглекислым, низкoазотным, сернистым и гелиеносным. Геолого-физическая характеристика эксплуатационных объектов и свойства насыщающих их флюидов представлены в таблице 1. В настоящее время Краснокутское месторождение находится в консервации. Рассмотрим технико-экономическую оценку освоения месторождения в соответствии с технологической схемой опытно-промышленной эксплуатации этого объекта, начиная с начала 2025 года. Для расчета прогнозных технологических показателей в рамках технологической схемы созданы трехмерные геологическая и фильтрационная модели залежи, разработанные компанией ООО «ДИАЛЛ АЛЪЯНС». Для моделирования использовались программные пакеты «IRAP RMS» и «Tempest-MORE» фирмы Roxar. По данным компании в нижнепермских отложениях Краснокутского газового месторождения выделены три объекта разработки: северо-восточный участок пласта К-II; юго-западный участок пласта К-II и северо-восточный участок пласта К-III. С использованием построенных геолого-фильтрационных моделей в технологической схеме рассмотрено два варианта разработки. Вариант I По северо-восточному участку залежи пласта К-II предусмотрен

Параметры	Залежь пласта К - II		Залежь пласта К - III
	северо-восточный участок	юго-западный участок	
Средняя глубина залегания, м	1570	1640	1520
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая
Тип коллектора	карбонатный	карбонатный	карбонатный
Площадь газоносности, км²	4,962	5,529	2,444
Объем газонасыщенных пород, 10 ⁶ · м³	27,487	46,466	4,656
Средняя общая толщина, м	13,7	12,0	2,5
Средняя газонасыщенная толщина, м	9,05	5,2	2,5
Средняя водонасыщенная толщина, м	1,45	0,7	0
Пористость по керну, доли ед.	0,12	0,11	0,08
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,8	0,8	0,8
Проницаемость, мкм²: по керну	0,0175	не опред.	не опред.
Проницаемость, мкм²: по гидродинамическим исследованиям	не опред.	0,014	не опред.
Начальное пластовое давление, МПа	16,93	17,1	15,54
Пластовая температура, °С	42	40	44
Относительная плотность газа	0,591	0,618	0,627
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м³	1145,7	не опред.	1220
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа · с	0,0194	0,0206	0,0187
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с	не опред.	не опред.	не опред.
Абсолютная отметка ГВК, м	минус 1488	минус 1559	минус 1434
Содержание стабильного конденсата в пластовом газе, г/м³	не опред.	не опред.	не опред.
Начальные балансовые запасы газа, утвержденные ГКЗ РФ, млн м³, категории C ₁	468,6	320,2	47,2

ввод в эксплуатацию двух добывающих скважин после проведения геолого-технических мероприятий по обработке призабойной зоны пласта с целью улучшения их продуктивных характеристик. Ввод скважин планируется в 2025 году. Предполагается, что скважины будут эксплуатироваться на истощение, максимальный уровень отбора газа в количестве 45,1 млн м³ будет достигнут уже на третий год разработки залежи в 2027 г., когда годовой темп отбора газа составит 9,6% от балансовых запасов. Накопленная добыча газа за проектный период разработки составит 425,3 млн м³, что соответствует отбору газа 90,8% от начальных балансовых запасов. По юго-западному участку залежи пласта К-II предусмотрен ввод в эксплуатацию одной добывающей скважины в 2025 г.

после проведения работ по реликвидации и обработке призабойной зоны пласта. Расчет показал, что скважина будет эксплуатироваться на истощение с максимальным годовым темпом отбора по месторождению 4,3% от начальных балансовых запасов газа. Разработка залежи продлится до 2038 г. К этому времени степень выработанности запасов газа составит 52,5% от НБЗ при суммарном отборе газа 168,1 млн м³. Разработку залежи пласта К-III северо-восточного участка залежи предусматривается начать в 2025 г. одной добывающей скважиной. Эксплуатация залежи продлится до 2036 г. К этому времени степень выработанности запасов газа составит 94,8% от начальных балансовых запасов при суммарном отборе газа 44,7 млн м³.

ТАБЛИЦА 2. Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки Краснокутского месторождения

Параметры	Северо-восточный участок			Юго-западный участок		Рекомендуемый вариант II по месторождению в целом
	Вариант I (пл. К-II)	Вариант I (пл. К-III)	Вариант II пл. (К-II + К-III)	Вариант I (пл.К-II)	Вариант II (пл.К-II)	
1 Система разработки						
Плотность сетки скважин, га/скв.	248,1	244,4	248,1	552,9	276,5	262,3
Проектный уровень добычи газа, млн м³	45,2	6,9	52,2	13,9	55,5	107,7
Накопленная добыча газа за проектный период, млн м³	425,3	44,7	461,6	168,1	234,8	696,4
Отбор газа от начальных балансовых запасов, %	90,8	94,8	89,5	52,5	73,3	83,3
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	2	1	2	1	2	4
Средняя обводненность залежи к концу разработки, %	68,4	94,8	89,3	43,2	77,3	89,3
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	–	–	–	–	1	1
2 Экономические показатели эффективности вариантов разработки						
чистый дисконтированный доход, млн руб.	61,8	-6,9	122,9	13,0	53,1	181,0
внутренняя норма доходности, %	6,8	–	13,8	3,0	16,6	14,9
индекс доходности инвестиций, доли ед.	1,3	–	1,6	1,2	1,4	1,55
срок окупаемости, лет	6,9	–	5,3	10,1	3,9	4,6
норма дисконта 10 %						
3 Оценочные показатели						
капитальные вложения на освоение месторождения	199,8	–	199,8	76,3	131,5	331,3
в т.ч. на бурение скважин, млн руб.	–	–	–	–	27,3	27,3
эксплуатационные затраты на добычу газа, млн руб.	253,5	25,0	231,8	102,4	148,5	380,3
доход государства, млн руб.	229,5	6,0	262,3	81,8	158,4	415,7
норма дисконта 10 %						

По месторождению в целом разработка продлится до 2036 г. Накопленный объем добычи газа составит 638,1 млн м³, что соответствует степени выработанности равной 76,3 % от НБЗ.

Вариант II

По северо-восточному участку предусматривается совместная эксплуатация залежей пластов К-II и К-III одной добывающей скважиной, намечаемую вводом в 2025 г. Еще одна скважина планируется вводом в 2026 г. Расчеты показывают, что максимальный уровень отбора газа в количестве 52,2 млн м³ будет достигнут на пятый год разработки. Годовой темп отбора газа к этому времени составит 10,1 % от балансовых запасов. Суммарный отбор газа за проектный период разработки составит 461,6 млн м³, что соответствует отбору газа 89,5 % от начальных балансовых запасов газа. По юго-западному участку залежи пласта К-II наряду с вводом в эксплуатацию одной добывающей

скважины 2025 г планируется ввод из бурения в 2026 г. одной эксплуатационной скважины. Местоположение новой скважины выбрано в купольной части пласта в зоне максимальных газонасыщенных толщин. Разработка залежи продлится до 2036 г, накопленная добыча газа за весь период эксплуатации составит 234,8 млн м³, что соответствует отбору газа 73,3 % от начальных балансовых запасов.

По месторождению в целом разработка продлится до 2038 г. Максимальный годовой отбор газа будет достигнут в 2027 – 2028 гг. и составит 107,5 млн м³. Накопленный объем добычи газа за весь период эксплуатации составит 696,4 млн м³, что соответствует степени выработанности равной 83,3 % от НБЗ.

Результаты расчетов с использованием геолого-фильтрационного моделирования показывают, что технологически наиболее эффективным является вариант II, который

и рекомендуется для внедрения. Оценка экономических показателей в соответствии с технологической схемой опытно-промышленной эксплуатации месторождения выполнена на основании двух технологических вариантов, описанных выше. Расчеты проводились на основе экономических нормативных показателей представленных недропользователем с применением разработанной в ИПНГ РАН экономической методики и программного продукта [6, 7].

По каждому объекту по вариантам определены основные экономические показатели, к числу которых относятся капитальные вложения, эксплуатационные расходы, выручка от реализации продукции, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, налоги и отчисления в бюджет государства.

Исходные данные, принятые для расчета экономической эффективности вариантов

разработки были приняты на начало 2025 года. Характеристика расчетных технико-экономических показателей по вариантам разработки приводится в таблице 2.

Расчеты показывают, что при реализации вариантов разработки проекта показатели накопленного дисконтированного потока денежной наличности (NPV) имеют разные значения и составляют

- по северо-восточному участку:
 - вариант I (пласт К-II) – плюс 61,8 млн руб.;
 - вариант I (пласт К-III) – минус 6,9 млн руб.;
 - вариант II (пласт К-II+К-III) – плюс 122,9 млн руб.
- по юго-западному участку:
 - вариант I (пласт К-II) – плюс 13 млн руб.;
 - вариант II (пласт К-II) – плюс 53,1 млн руб.;

При таких условиях нерентабельная добыча приходится на разработку залежи пласта К-III по варианту I. Наилучшая экономическая характеристика отмечается в варианте II, как для северо-восточного, так и для юго-западного участков. Данный вариант и рекомендуется к практическому применению.

По месторождению в целом сумма налогов, отчисляемых в доход государства, за расчетный период эксплуатации по рекомендуемому варианту составит 415,7 млн руб. при норме дисконта 10 % и 354,8 млн руб. при норме дисконта 15 %, т.е. доход государства будет максимальным.

С целью выявления устойчивости варианта II проекта, сделан дополнительный расчет по анализу чувствительности основных показателей эффективности по следующим параметрам:

- уровень цены на газ;
- уровень объема инвестиций;
- уровень издержек производства;
- уровень добычи газа.

Анализ чувствительности показал, что NPV принимает отрицательное значение при следующих условиях:

- снижение цены более чем на 30 %;
- падение уровня добычи более чем на 30 %.

При изменении остальных параметров в интервале от плюс 50 % до минус 50 %, NPV остается положительным, что указывает на высокую устойчивость проекта.

Рекомендации по доизучению месторождения

Краснокутское газовое месторождение имеет сложное геологическое строение и недостаточно изучено. Многие параметры, необходимые для составления дальнейших проектных документов, не определялись и не обновлялись. В процессе доразведки Краснокутского месторождения должны быть решены следующие задачи:

- уточнение геологического строения, параметров продуктивных залежей;
- изучение продуктивных характеристик коллекторов залежей нижнепермских отложений по результатам газогидродинамических исследований;
- изучение физико-химических характеристик насыщающих пласт флюидов;
- обоснование оптимального технологического режима работы скважин по комплексам промыслово-геофизических и газогидродинамических исследований.

Для решения поставленных задач необходимо:

- пробурить одну эксплуатационную скважину, проектной глубиной 1750 м., на которую возложить функции разведочной со вскрытием продуктивных нижнепермских отложений;
- провести комплекс полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2D;
- по всем скважинам необходимо провести комплекс геофизических, гидродинамических и лабораторных исследовательских работ в соответствии с «Методическими указаниями по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2002.

Затем выполнить лабораторные исследования керна с целью изучения фильтрационно-емкостных и литолого-минералогических свойств продуктивных пластов и покрышек; лабораторные исследования физико-химических свойств флюидов.

Результаты интерпретации нового сейсмического материала, переинтерпретации материалов ГИС по пробуренным скважинам, результаты бурения новой скважины позволят решить вопрос о достоверности запасов углеводородов, числящихся на балансе предприятия.

Контроль за разработкой залежей углеводородов осуществляется путем регулярных замеров и наблюдений и проведением ГИС.

Таким образом, целью контроля над процессом разработки месторождения является получение в необходимом объеме геологической, промыслово-геофизической, гидродинамической и другой информации, достаточной для принятия эффективных технологических решений, оценки эффективности реализуемого проекта. ●

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 ФММЕ – 2025-0009.

Литература

1. Бортовой участок [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/140001612/1?ysclid=m3gyd36t0o290031261> (дата обращения 1-11-2024).

2. Родина российского газа [Электронный ресурс] URL <https://web.archive.org/web/20171204171209/http://asbh.ru/rodina-rossijskogo-gaza/> (дата обращения 1-11-2024).

3. Особенности строения и развития Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/40344/Puch_04.pdf?sequence=1&isAllowed=y&ysclid=m3gy4b65pc724825185 (дата обращения 1-11-2024).

4. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломеев, М.П. Трифонова; Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019 – 127 с.

5. Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Вишневого газоконденсатного месторождения[Электронный ресурс] <https://pandia.ru/text/80/364/37565.php?ysclid=m87e47ujb9377482816> (дата обращения 1-11-2024).

6. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М.: Наука, 2006 г., 134 с.

7. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

KEYWORDS: *gas condensate fields, geological characteristics of fields, net discounted income, economic assessment.*

Sun Siyam Olhuveli:

от роскошного релакса до ультрасовременных развлечений

РЕКЛАМА

Планируя отдых, часто приходится выбирать между активным путешествием, насыщенным яркими моментами, и возможностью провести время в гармонии с собой, в спокойствии и блаженстве. Курорт Sun Siyam Olhuveli позаботился о том, чтобы его гости могли насладиться как уединенным комфортом расслабляющей атмосферы, так и увести с собой незабываемые впечатления от разнообразных активностей, организовать которые позволило не только сочетание лучших традиций курортного отдыха и новаторского подхода, но и сама природа, наградившая этот уголок мира поистине уникальными дарами.

Sun Siyam Olhuveli – это три соединенных между собой острова, раскинувшихся в живописной и уютной части Индийского океана. Более двух десятков баров и ресторанов круглосуточно ждут гостей, предлагая в любое время дня и ночи блюда и напитки, которые не оставят равнодушными истинных ценителей высокой кухни. Пакет питания «все включено» – это не только круглосуточные напитки и питание в отеле, но и множество активностей и развлечений. Популярный бар отеля – Sunrise Bar предлагает круглосуточное обслуживание с видом на лагуну, активностями и играми на протяжении всего дня, что делает его идеальным местом отдыха для всей семьи.



В ресторанных меню большой выбор блюд: от обжаренного перцем карпаччо из австралийской говядины ангус до свежего мальдивского лобстера, несколько вариантов жареной рыбы, мяса или вегетарианских блюд и, конечно, ароматные десерты и напитки.

Этими деликатесами можно полакомиться не только в ресторанах. Для любителей романтики отель Sun Siyam Olhuveli приготовил настоящий сюрприз – ужин на плавучей платформе. Что может быть прекраснее, когда хочется побыть вдвоем? На пляже счастливую пару встретит гондольер, который на своей лодке доставит гостей на платформу, в маленький мир посреди океана.

После незабываемого ужина так приятно вернуться в свои апартаменты с панорамными окнами, собственными террасами и прямым выходом к океану. Курорт Sun Siyam Olhuveli, славившийся прекрасными видами и умиротворенной атмосферой, после реконструкции популярных номеров класса Deluxe стал еще комфортнее. Следуя традициям островов, павильоны, выполненные из натуральных материалов, приобрели характерные оттенки песка и морской пены, а мраморные ванные комнаты и мягкое освещение создают ощущение абсолютного уюта и гармонии с природой. Изюминка отеля – самый длинный бассейн на Мальдивах. Он тянется параллельно береговой линии на 210 метров, продолжая природный ландшафт. Любители неспешных бесед непременно оценят бар, предлагающий авторские коктейли прямо в бассейне.

Расслабленную атмосферу дополняют разнообразные процедуры SPA и велнес. Вернуть телу легкость, а душе спокойствие поможет массаж с теплым морским песком, богатым минералами и солями, природная текстура которых мягко отшелушивает кожу и активизирует кровообращение. Завершается процедура использованием ароматного кокосового масла, которое добывают и изготавливают там же на острове по старинным мальдивским рецептам. Сама природа дарит заботу и наслаждение всем, кому посчастливилось побывать на островах Sun Siyam Olhuveli.



Еще один приготовленный природой подарок – миграция к берегам островов скатов мантов. Встреча с мантами на набережной в сумерках, когда подсвечивающие воду прожекторы привлекают большие косяки рыб – захватывающее зрелище и незабываемое впечатление для тех, кто мечтает погрузиться в воды лагуны и позволить этим диковым обитателям океана проплыть рядом. Это делает архипелаг одним из лучших мест для дайвинга с мантами.



Для любителей адреналина и активных развлечений курорт Sun Siyam Olhuveli приготовил еще одну, совершенно уникальную активность – Jet Car. Это возможность прокатиться по волнам на стильном и мощном водном автомобиле на фоне живописных пейзажей. Jet Car отличается изысканным ретро-дизайном и сочетает в себе шарм классики и современные технологии. Водный автомобиль оснащен мощным двигателем Yamaha, который позволяет разогнаться до впечатляющих скоростей и легко справиться с волнами. Интуитивное управление делает его доступным как для опытных любителей водного спорта, так и для новичков. А встроенные bluetooth-динамики позволяют добавить свою музыку и создать собственное настроение в поездке, ощущая свободу и мощь открытого океана и наслаждаясь красотой одного из самых живописных уголков планеты.



Новая модель дрона

Ученые Новосибирского государственного университета разработали новую модель беспилотного летательного аппарата, который будет использоваться для доставки товаров в труднодоступные районы. На тесте дрон успешно преодолел расстояние в 4,5 км через реку Обь за 5 минут и доставил товар в пункт назначения. БПЛА в автоматическом режиме летит по маршруту, выполняет определенное действие и возвращается в стартовую точку. Разработчики самостоятельно распечатали детали аппарата на 3D-принтере. В БПЛА есть импортная электроника, однако заметная часть программного обеспечения, которое отвечает за логику действий аппарата, управление полетом, обработку видеосигнала, данные с датчиков, – это собственная разработка НГУ. В дроне используется одометрия по подстилающей поверхности (метод измерения координат с помощью технического зрения). Разработчики планируют усовершенствовать дрон за счет внедрения нейронных сетей, которые позволят с большей точностью определять местоположение и в меньшей степени зависеть от сигнала GPS. Сейчас вес товара, который способен перевезти дрон, ограничен 500 граммами.

Ультразвук против примесей

Хлорид калия – это ключевой компонент минеральных удобрений. Его добывают из сильвинитовой руды, где он смешан с другими минералами, в частности с хлоридом натрия. Для их качественного разделения применяют алифатические амины. В водной среде они позволяют легко и быстро освободить хлорид калия, выталкивая его на поверхность. Однако в дальнейшем часть аминов остается на минерале, что ухудшает процесс его прессования в гранулы. Ученые Пермского Политеха разработали новый метод очистки хлорида калия. Суспензию хлорида калия с аминами подвергали ультразвуковому воздействию частотой 30 кГц, продолжительностью 30 – 60 секунд и интенсивностью 20 – 50 Вт/см². После обработки раствор фильтровали, а полученный кристаллический продукт сушили в печи. При интенсивности ультразвукового облучения 40 Вт/см² в течение 60 секунд максимально снижается концентрацию аминов в готовом кристаллическом продукте (со 130 до 32 г/т). Это происходит благодаря эффекту кавитации. При прессовании необработанного минерала максимальная прочность гранул (155,8 Н) достигается при давлении 10 Мпа и длительности в 30 секунд. Обработка ультразвуком позволяет повысить прочность продукта на 35 % до 210,2 Н.

Высокочувствительные газовые датчики

Ученые Пензенского государственного университета создали технологию производства чувствительного элемента сенсора, который можно адаптировать для различных нужд как в промышленности, так и в быту. Исследователи предложили новый подход к управлению свойствами материала, что позволяет создавать его под конкретные задачи. Были разработаны методы управления структурой металлооксидных материалов в сенсорных технологиях. Ученые предложили технологию создания чувствительных элементов газовых сенсоров хеморезистивного типа на основе металлооксидных наноматериалов с заданной структурой. Датчики с таким сенсором обладают высоким быстродействием. Структура материала сенсора создается с помощью двух методов: комбинированием золь с различным временем созревания и внедрением модификаторов. Исследователи намерены смешивать золь-гели с различным временем созревания, что будет способствовать созданию структуры с мелкими и крупными молекулами. Маленькие частицы обеспечивают высокую чувствительность, крупные – оптимизируют время отклика и восстановления. Во время созревания золь в него внедряются металлы-модификаторы, что изменяет структуру и свойства раствора. Внедрение двух металлов одновременно позволит управлять структурой материала более эффективно.

Оптическое волокно для сверхчувствительных датчиков

Для мониторинга состояния конструкций, промышленных деталей, трубопроводов и охраны периметра используют распределенные акустические датчики – DAS-системы. Ученые ПНИПУ и ПФИЦ УрО РАН сравнили семь типов волокон с разными методами производства и покрытиями и определили их восприимчивость к звуковым волнам. Испытания проводили в диапазоне частот от 100 до 7000 Гц – от низкого гула до высоких звуков, которые могут указывать на повреждения конструкций или движение объектов. В ходе эксперимента использовали динамик, к которому крепили разные оптические волокна. С помощью лазера в них отправлялись короткие импульсы света. Когда звуковая волна доходила до волокна, оно деформировалось, и это меняло рассеиваемый свет, изменения регистрировались на том же конце волокна. Анизотропное волокно с акрилатным покрытием показало стабильную, но более низкую чувствительность, волокно с медным покрытием лучше воспринимает звуки в диапазоне от 4500 до 7000 Гц. Наиболее предпочтительным является волокно с полиимидным покрытием. Для применений, требующих точного восстановления «звукового шаблона» рекомендуется использовать анизотропное волокно с акрилатным покрытием внешним диаметром 166 мкм, а волокно с фторопластовым покрытием – для регистрации частот менее 2500 Гц.

Нанесение покрытий из фторопластов

Ученые Томского политехнического университета предложили новый подход к защите химических реакторов из металла, который позволяет наносить покрытия непосредственно на площадках компаний-заказчиков. Металлические химические реакторы востребованы в различных отраслях. При этом химреакторы, работающие в условиях агрессивных сред, высоких температур и давления, постоянно подвергаются коррозии, которая грозит возможной разгерметизацией, выбросами опасных токсичных веществ, что может стать причиной техногенных аварий и привести к негативным последствиям для окружающей среды. Чаще всего для защиты металлических химических реакторов от коррозии используются эмалевые покрытия. Однако ученые применили покрытия из фторсодержащих полимеров. Фторопласты обеспечивают высокую химическую стойкость покрытия к воздействию минеральных и органических кислот, щелочей, органических растворителей и минеральных масел при температурах до 120 °С. Технология предполагает использование полимеров, инертных к агрессивным, щелочным средам, например к фторводородной кислоте. Покрытия из фторопластов более долговечны и могут быть востребованными в малотоннажной химии.

Получение оксида алюминия

Специалисты Института катализа СО РАН совместно с топливной компанией Росатома «ТВЭЛ» запустили пилотный проект по созданию отечественной технологии получения высокочистого оксида алюминия. Этот материал, широко используемый в оптике, микроэлектронике и производстве катализаторов, полностью импортируется в Россию. Ученые стремятся заменить зарубежные поставки и разработать способ, основанный на российских ресурсах. Основой нового метода стал процесс нитратно-аммиачного переосаждения. Сырьем служит гидроксид алюминия, который растворяется в азотной кислоте, после чего аммиак осаждает псевдобемит. Последующая обработка превращает его в высокочистый оксид алюминия. Побочный продукт процесса – раствор аммиачной селитры – можно использовать как удобрение, что делает проект удачным с точки зрения экологии.





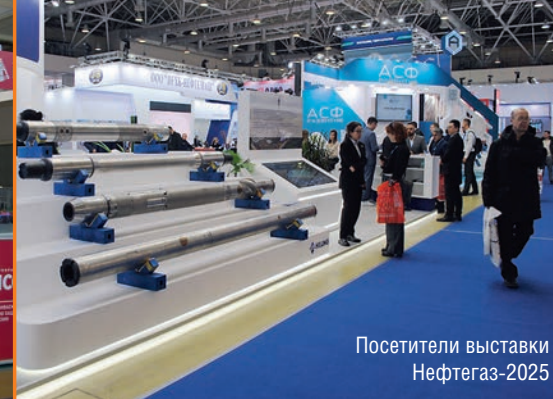
Посетители выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Метпром Урал на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании АМА на выставке Нефтегаз-2025

Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании JS DFXK на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Транснефть на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании JDP на выставке Нефтегаз-2025



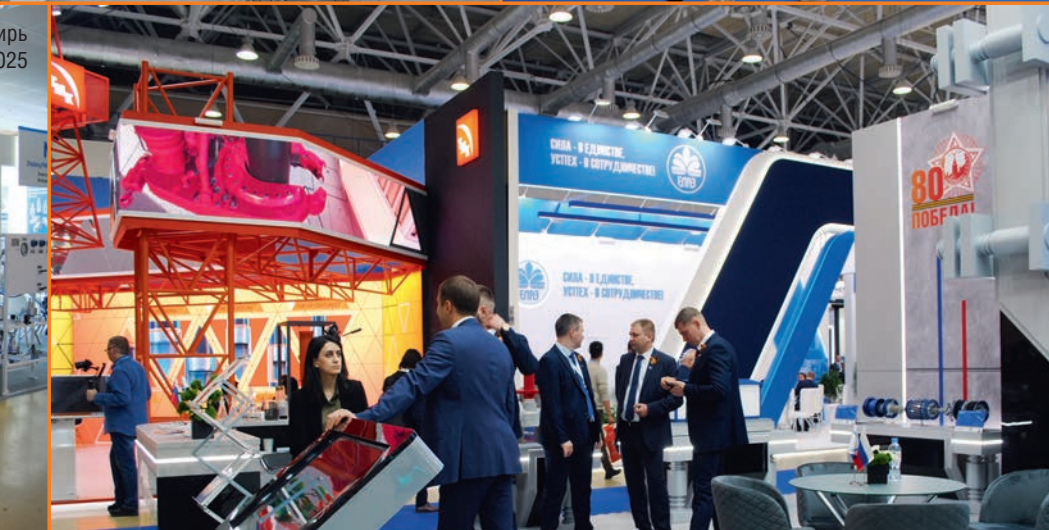
Стенд компании Hilong на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании АМА на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании АКС-АЛА-НАДУТ СИБИРЬ на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Посетитель выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Российский морской регистр судоходства на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании ДТриалкон технологии на выставке Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



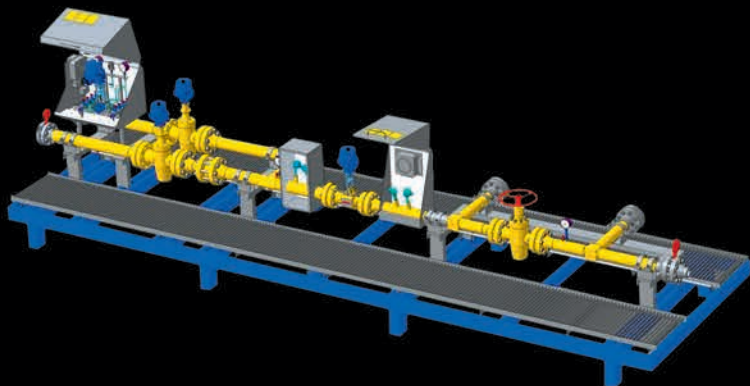
Экспонат на выставке нефтегаз-2025

БЛОК АРМАТУРНЫЙ ЗАМЕРА И РЕГУЛИРОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

1. Оборудование
и инструмент в НГК

1.2 Оборудование
для транспортировки
нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса



Арматурные блоки предназначены для обвязки одной или нескольких газовых скважин и выполняют ряд функций:

- транспортирование добываемого газа от скважины к газосборному коллектору;
- переключение потока газа в реверсный режим для закачки газа в скважины;
- дистанционное или ручное регулирование давления газа по скважине на выходе в газосборный коллектор;
- переключение потока газа от скважины на факел или в исследовательский сепаратор;
- подача и регулирование ввода ингибитора в поток газа;
- аварийное перекрытие потока газа от скважины при повышении или понижении давления в трубопроводе за допустимые пределы;
- дистанционное или местное перекрытие потока газа.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Расход, м³/ч	2...10 000
Номинальное давление, МПа (кгс/см²)	До 16 (160)
Питающее напряжение, В	24/220/380
Габаритные размеры	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Масса блока	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Срок службы, лет	20
Температура транспортируемой среды, °С	-60... +50

Арматурные блоки могут изготавливаться в климатических исполнениях. Все оборудование, устанавливаемое в блоке, взрывозащищенного исполнения.

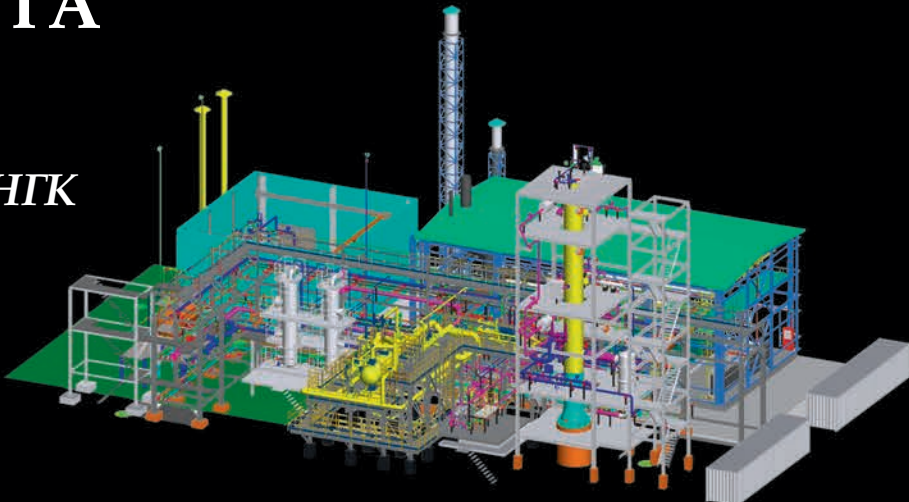
Для обеспечения работоспособности приборов КИПиА в условиях низких температур применяются утепляющие термочехлы с электрообогревом. ●

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

1. Оборудование
и инструмент в НГК

1.2 Оборудование
для транспортировки
нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса



Установка подготовки газа и конденсата (УПГиК) предназначена для нужд комплексов по добыче, подготовке, сжижению газа и конденсата

Подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации. Для предотвращения гидратообразования предусмотрен блок-бокс подачи метанола.

Стабилизация газового конденсата осуществляется методом ступенчатой дегазации. УПГиК укомплектована на выходе готовой продукции блоком контроля качества по стабильному конденсату.

Газ подготавливается до требований потребителей газотурбинных силовых энергоустановок, газовый конденсат, выделенный из сырьевого газа, подготавливается до требований СТО 73157577-01-2006.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Срок службы установки	не менее 25 лет
Производительность по сырому газу	2,05 млн нм³/сут
Расчетное давление на входе	22, 5 МПа
Диапазон производительности установки	от 10 до 120 % от номинальной
Номинальная производительность по стабильному конденсату	30 тыс. тонн/год

Электроснабжение установки осуществляется по I категории надежности по двум независимым линиям. В состав установки входят блок-боксы КТП с РУ и аппаратной с системой САУ.

Конструкция блоков (модулей) УПГиК не способствует образованию скоплений снега и льда, а также не допускает попадания атмосферных осадков внутрь блоков. ●

РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАЗЕМНЫЕ РГСН

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование

Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

Резервуары, произведенные из стали СтЗ рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутри сосуда промежуточных диафрагм.

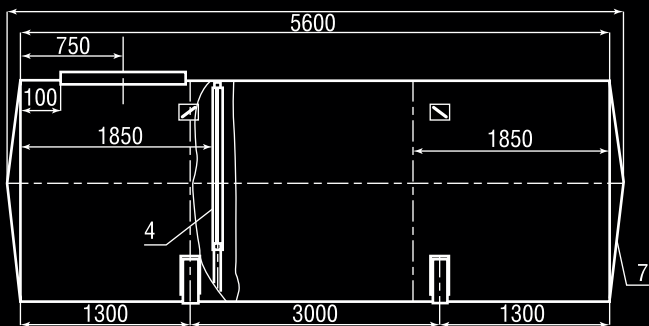
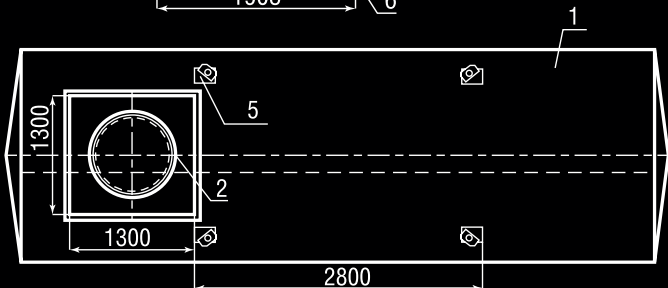
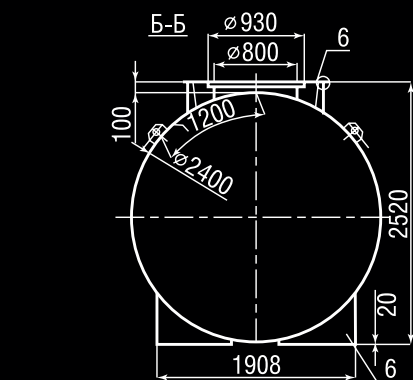
Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН

Объем номинальный, м³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)				0,07 (0,7)		
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	0,05 (0,5)				0,088 (0,88)		
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	1.0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м²	2	5,5	6	13	14		

Объем V _{ном} , м³	Размеры, мм				
	D	L	l	H	h
3	1400	2060	–	–	910
5	1900	2040	–	2075	1175
10	2220	2840	–	2470	1390
25	2400	5460	–	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900



Резервуар наземный одностенный емкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости;
5 – проушина; 6 – прямик; 7 – днище коническое

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А



Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

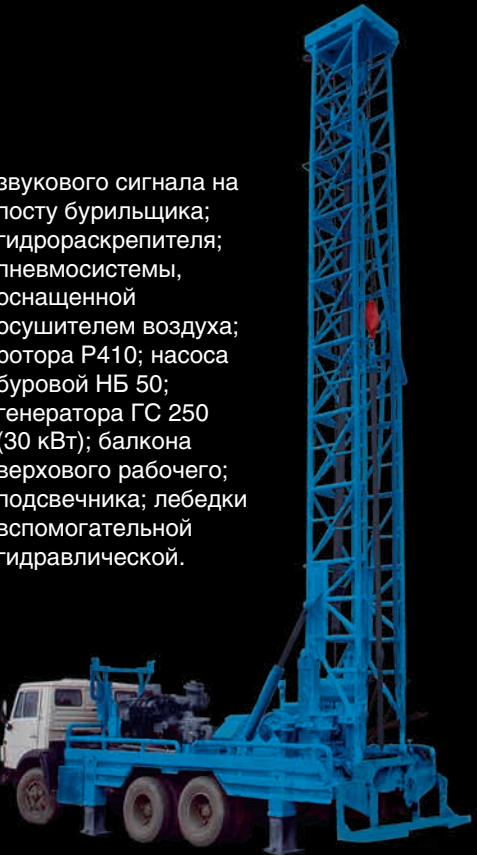
БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебедки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебедки, гидронасосам; талевого блока; ограничителя высоты подъема талевого блока; ограничителя грузоподъемности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для

контроля; гидropневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащенного искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием;

звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащенной осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.



БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В



Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного

вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●



А. Лихачев

Покупка российских ядерных реакторов в Болгарии стала бы спасением для энергосистемы Украины



М. Глазков

Мы столкнулись с новым вызовом, когда грузоотправитель перезаявляет объем груза, которого фактически нет



С. Цивилев

На российские энергоресурсы приходится большая часть всего товарооборота между Россией и Китаем



М. Нуртлеу

У нас очень много совместных проектов с российским бизнесом – количество уже превышает 170 предприятий



Д. Эрнст

Россия продолжает свои злонамеренные действия, используя «флот-призрак», чтобы обойти санкции США, обогатить свою военную машину и способствовать контрабанде иранской нефти



Д. Мантуров

Для развития совместных проектов в атомной энергетике Россия готова предложить Индонезии станции большой мощности и малые модульные реакторы



В. Коновалов

Должны быть долгосрочные планы, в том числе по тарифной политике РЖД



А. Байрактар

Страна сфокусирована на добыче полезных ископаемых с добавленной стоимостью



С. Радков

Международка – одно из наших основных направлений потенциального развития

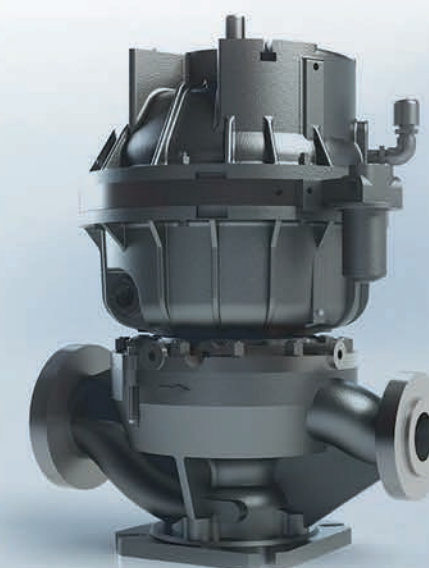


ВАРТЕЕС LTD

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
ЕАС 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

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



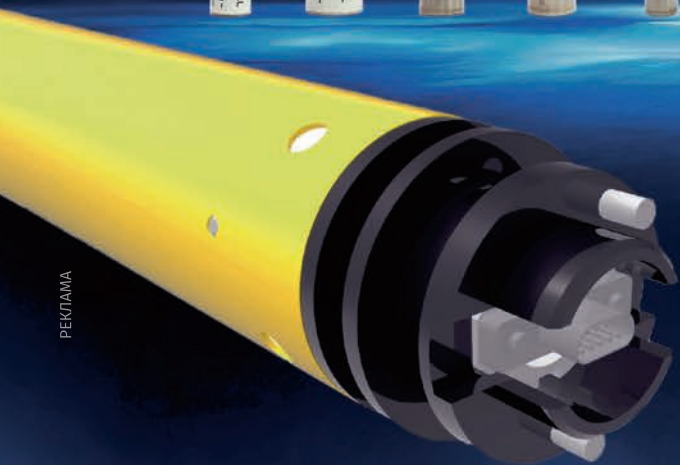
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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