



ИНГИБИТОРЫ
ГЛИН
ПРИ БУРЕНИИ
СКВАЖИН

БУРОВЫЕ
РАСТВОРЫ
ДЛЯ СКВАЖИН
С АНПД



РИГИНТЕЛ^{NS}

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ISSN 2410-3837

25 лет

4 [160] 2025

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ



НЕЙРОННЫЕ СЕТИ
ДЛЯ РАСЧЕТА
ПАРАМЕТРОВ
СКВАЖИН

Входит в перечень ВАК (К1)

25 ЛЕТ ССК

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

20

МЛН М
проходки – объем
поисково-разведочного
и эксплуатационного
бурения

Сибирская
Сервисная Компания
основана 1 февраля

2000

года

2

года

лучшие в телеметрии
и наклонно-направленном
бурении

Годовой
объем поисково-
разведочного
и эксплуатационного бурения
превышает

1,7

МЛН М
проходки



Более

85

 %
пробуренных скважин –
горизонтальные

ПАРТНЕРЫ



ССК

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

Тел./факс: +7 (495) 225-75-95

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

3

года

ССК лучшая
в эксплуатационном
и разведочном
бурении

www.sibserv.com

РЕКЛАМА

OCTOBER
GROUP

KING & SONS

КЛУБНЫЙ ДОМ
С ТЕРРАСАМИ
НА МГУ



ФИНАНСИРОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»

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



Роль ингибиторов глин при бурении нефтяных и газовых скважин

20

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

30

СОДЕРЖАНИЕ

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

38

Нейронные сети для расчета параметров газовых и газоконденсатных скважин

56

Эпохи НГК 6

РОССИЯ *Главное*
США и Китай померялись тарифами 8
ОПЕК+ восстанавливает добычу 10
События 12
Первой строчкой 14

НЕФТЕСЕРВИС
Растворимые решения и равнопроходные системы в многостадийном гидроразрыве пласта 16
Роль ингибиторов глин при бурении нефтяных и газовых скважин 20
От небольшого предприятия – к многопрофильной компании. УК ООО «ТМС групп» отмечает 20-летие 26
Интегрированный метод расчета и реорганизации асфальтеновых структур в нефтяных дисперсных системах под воздействием акустических волн 30

НЕФТЕСЕРВИС
О развитии требований правил безопасности и ведения работ при строительстве скважин в отношении выбора плотности бурового раствора 38

НЕФТЕХИМИЯ
Без отрыва от внешнего мира 42

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА
Влияние асейсмичного скольжения и прерывистого пододвигания на формирование месторождений углеводородов в тылу зоны субдукции Макран 46

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ
65 лет ПАО «Газпром автоматизация» 54
Нейронные сети для расчета параметров газовых и газоконденсатных скважин 56
Отечественные системы автоматизации для нефтегазовой отрасли 62
Развитие систем генерации инженерной документации: цифровое будущее инжиниринга 66

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

76

Структура корпоративной нефтегазовой науки на современном этапе

84

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

92

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

112

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ
Зарубежные и международные стандарты: вызовы и возможности 70

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ
Буровые растворы на основе прямой эмульсии. Применение в скважинах с аномально низким пластовым давлением на месторождениях Восточной Сибири 76

РЫНОК
Нефтегазовая отрасль Мексики 80
Структура корпоративной нефтегазовой науки на современном этапе 84
Нефтегазовая отрасль в 2023–2024 гг. Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний 92

Календарь событий 103

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ
Отечественная СУМП вместо зарубежной АМП 104

Новости науки 108

ЭКОЛОГИЯ
Томский филиал Сибирской Сервисной Компании вошел в список победителей конкурса «Эколидер» 110

ЭКОНОМИКА
Применение экспресс-метода по технико-экономической оценке рентабельности эксплуатационных скважин на нефтяных месторождениях 112

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ
Надежность и технологичность под ключ. «Систэм Электрик» обеспечила Иркутский завод полимеров российским оборудованием в области распределения электроэнергии и автоматизации 116

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
Анализ техногенного риска на стационарной платформе на шельфе Охотского моря 118

Россия в заголовках 126

Хронограф 127

Нефтегаз Life 128

Классификатор 130

Цитаты 132

169 лет назад

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

147 лет назад

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

110 лет назад

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

109 лет назад

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

78 лет назад

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

54 года назад

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

43 года назад

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

36 лет назад

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

16 лет назад

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

13 лет назад

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

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижевский

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 РАН

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 РАН, 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 РАН, 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 РАН



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

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

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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



АКРОС

НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

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

* по результатам прямого опроса среди крупнейших нефтегазодобывающих компаний

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



Правительство прорабатывает механизм **возвращения западных компаний** на российский рынок

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

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

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

ПРАВО ИЛИ ПРИВИЛЕГИЯ

Анна Павлихина

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

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

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



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

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

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

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

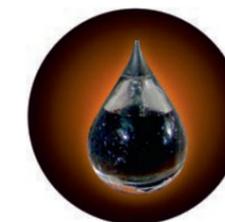
Но если все же возвращение компаний повлечет снятие санкций, что неизбежно, в выигрыше окажутся в первую очередь экспортеры нефти. Снижение логистических издержек и рыночные цены без дисконта существенно повысит доход компаний и поступления в бюджет (если, конечно, не придется пожертвовать объемами,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

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

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

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

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



ОПЕК+ ВОССТАНАВЛИВАЕТ ДОБЫЧУ

Елена Алифирова

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

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

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

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

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

Рейтинги Neftegaz.RU

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

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

21 %

Предложение превысит спрос и цена на нефть значительно снизится

17 %

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

19 %

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

18 %

Сократится дисконт для российской Urals

25 %

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

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

Почему Китай снизил закупки российской нефти?

41 %

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

25 %

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

19 %

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

15 %

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

V Технологический форум

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

01.10-03.10 г. Иркутск



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

Второй век ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Дочли руки до Арктики
Северный поток достроили

Связующее звено науки и производства

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

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

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

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

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

Петербургская биржа запустила торги фьючерсами на бензин

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

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

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

В ДФО построены три газопровода-отвода с ГРС

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

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

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

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

Янгпур запускает газоподготовку на Усть-Пурпейском участке

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

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

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

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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



РАСТВОРИМЫЕ РЕШЕНИЯ И РАВНОПРОХОДНЫЕ СИСТЕМЫ В МНОГОСТАДИЙНОМ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА

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

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

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



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



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



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



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

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

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

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

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

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

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

РЕКЛАМА

РИСУНОК 1. Растворимое седло



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

Преимущества технологии

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

РИСУНОК 4. Состояние седла до активации и после активации



Нерастворимое состояние

Растворимое состояние после активации

Полное растворение

РИСУНОК 2. Проведение серии гидровоздействий

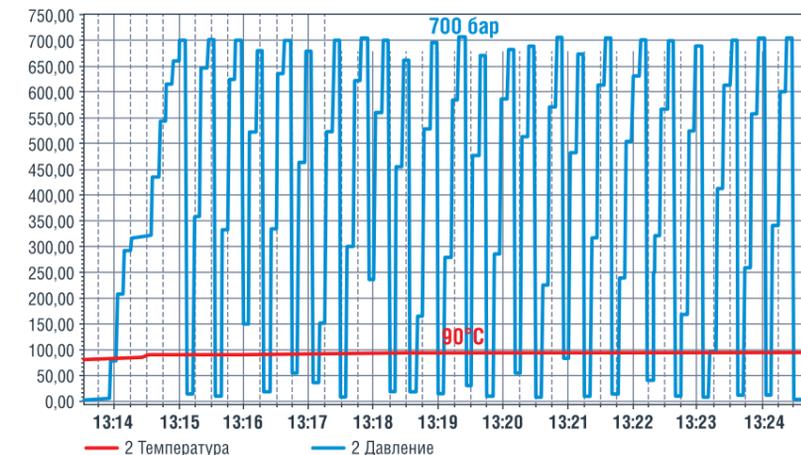
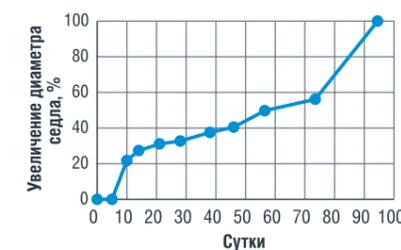


РИСУНОК 3. Динамика увеличения проходного диаметра седла



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

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

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

Технологическая концепция

Технология заключается в спуске растворимой пакер-пробки MEDUSA на геофизическом кабеле или ГНКТ, ее установка в заданном интервале, а далее проведение кластерной перфорации. Посадка пакер-пробки в зависимости от метода спуска осуществляется активацией гидравлической, электрической или пиротехнической посадочной камеры. После проведения перфорации в обсадной

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



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

Конструктивные особенности

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

Преимущества решения

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

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

Практический опыт

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

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

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

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

Конструкция и принцип действия

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

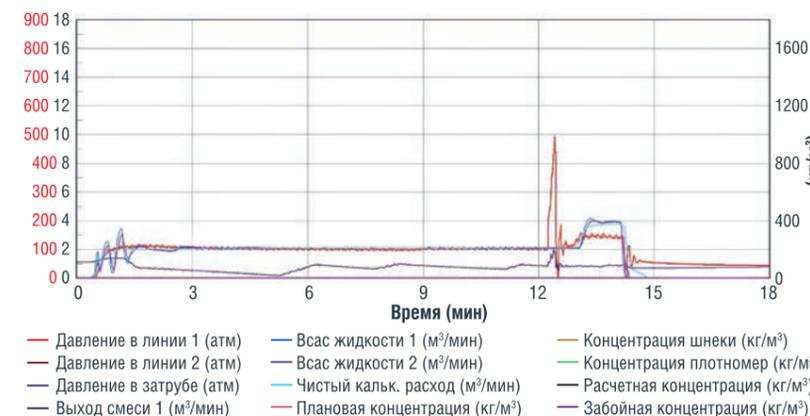
Преимущества системы

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

РИСУНОК 8. M4 SPRUT. Растворимая ключ-пробка



РИСУНОК 9. Посадка ключа-пробки



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

Технологические аспекты применения

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

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

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

РИСУНОК 6. График замещения

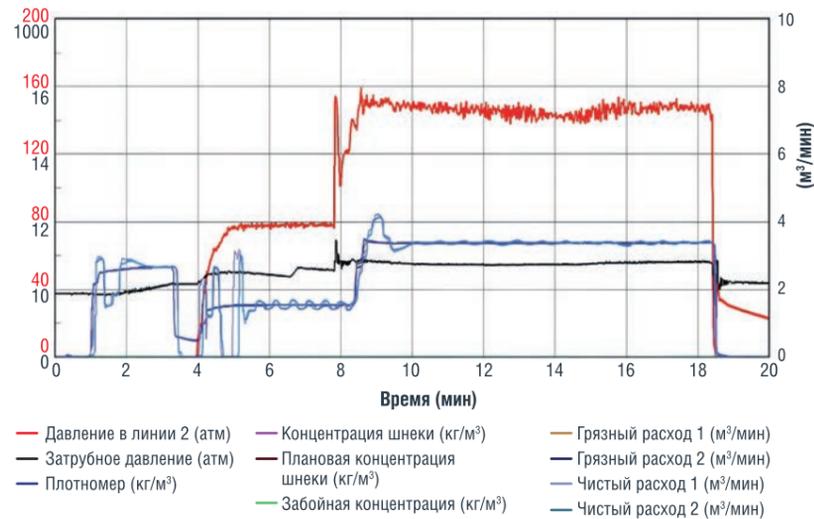
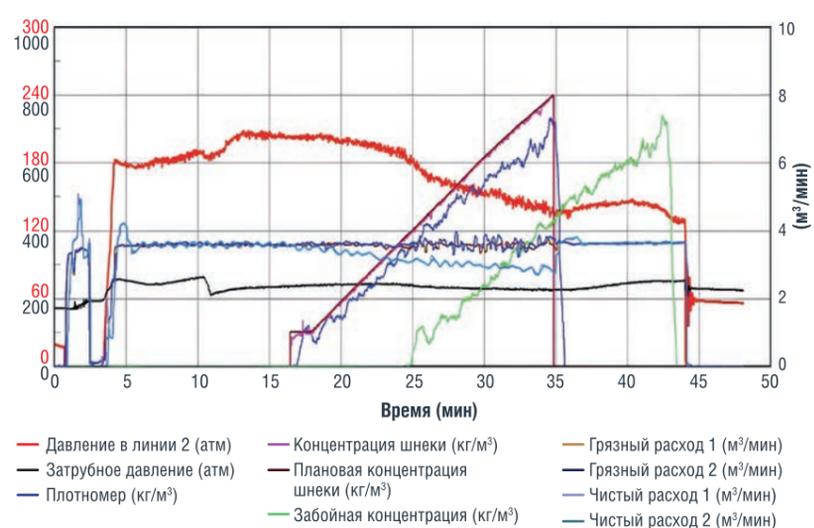


РИСУНОК 7. График проведения МГРП



РОЛЬ ИНГИБИТОРОВ ГЛИН

при бурении нефтяных и газовых скважин

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

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

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

**Сафаров
Мехриддин Хасан угли**

Инженерная школа природных ресурсов ТПУ,
аспирант ОНД

**Минаев
Константин Мадестович**

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

УДК 622.24

ТАБЛИЦА 1. Комплексный ингибитор гидратации глин для буровых растворов

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

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

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

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

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

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

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

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



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

Неорганические соли.

Предусматривают натриевые, магниевые, кальциевые гидроксиды – CaCl₂, NaCl, Ca₂SO₄, MgCl₂ KAl(SO₄) и так далее. В растворе затрудняется процесс введения таких компонентов, так как они исполняют функцию мощных коагулянтов. По данной причине можно наблюдать негативное взаимодействие с коллоидной глиной. Это обуславливает отказ от использования глиняных ингибиторов на скважинных поверхностях в условиях глубины до 2 тысяч метров. При этом в глубоком бурении ингибиторы являются незаменимым помощником.

Органические соли.

Представлены кислотами с единой основой (металлические ацетаты или формиаты). Данные компоненты не провоцируют коагулянтный эффект. Поэтому глинистая жидкость уменьшает вязкость, сохраняя устойчивость. Ключевой недостаток органических солей заключается в высокой цене. Данная категория ингибиторов наиболее оптимальна для поверхностного бурения.

Высокомолекулярные полимеры.

В категорию входят гидролизованные полиакрилы. В отличие от предыдущих групп, эти ингибиторы неуниверсальны, что обусловлено загустением бурового раствора. При этом указанные компоненты обеспечивают устойчивость глинистых остатков, повышая скорость бурения.

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

РИСУНОК 1. Процесс тестирования ингибиторов в лаборатории



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

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

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

Расщепление глинистых горных пород – двухфазный процесс:

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

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

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

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

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

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

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

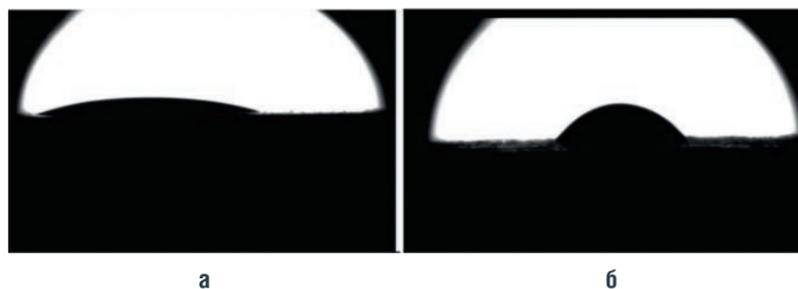
Полимерные вещества в составе буровых жидкостей могут связываться с жесткими частицами воды, что уменьшает их активность. Это вызывает слипание и оседание частиц, ухудшает подвижность бурового раствора и снижает его эффективность. Помимо этого, некоторые вещества, используемые для стабилизации суспензий,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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Литература

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

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

Полная версия журнала
доступна по подписке