



ОТБОР КЕРНА  
ГАЗОВЫХ  
ГИДРАТОВ

АРХИТЕКТУРА  
ПОДВОДНЫХ  
СООРУЖЕНИЙ

ВЫБОР ПАВ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

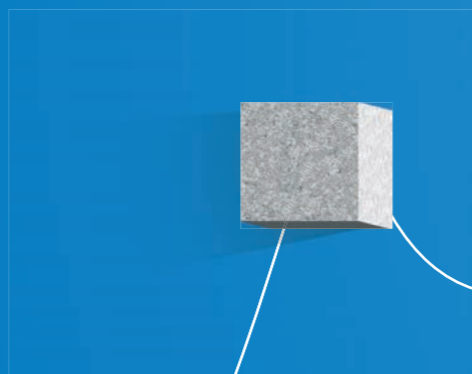
7 [139] 2023

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ  
ДЛЯ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ  
ОПЕРАЦИЙ



Входит в перечень ВАК (К1)

# МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ



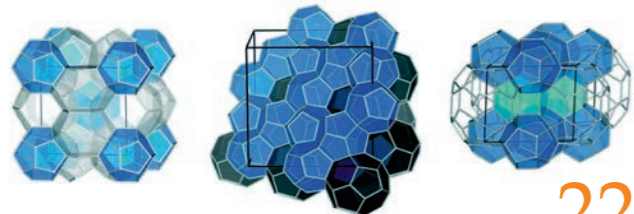
Мультимедийный проект о насыщенной истории «Газстройпрома», стройках века и современном этапе развития компании, которая сегодня реализует ключевые для нашей страны проекты в сфере нефтегазового строительства.



**Определение глубины проникновения технологических жидкостей для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин**

14

**Технологии отбора керн газовых гидратов при бурении скважин**



22

**Архитектура подводных нефтегазодобывающих сооружений**



32

**Выбор ПАВ для применения в буровых технологических жидкостях**



42

*Эпохи НГК* 4

**РОССИЯ Главное**

Нефть на брудершафт 6

Изменения в расчете экспортных пошлин на нефтепродукты 8

*События* 10

*Первой строчкой* 12

**НЕФТЕСЕРВИС**

Определение глубины проникновения технологических жидкостей для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин 14

Технологии отбора керн газовых гидратов при бурении скважин 22

**НЕФТЕСЕРВИС**

Азотные компрессорные установки для повышения энергоэффективности добычи: методы снижения затрат при эксплуатации скважин 28

Архитектура подводных нефтегазодобывающих сооружений 32

**ЦИФРОВИЗАЦИЯ**

Цифровизация сварочного производства 40

**ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**

Выбор ПАВ для применения в буровых технологических жидкостях 42

Реологические свойства утяжеленных глинистых растворов на основе кембрийской глины в условиях солевой агрессии 50

Технологические жидкости на основе водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов и водоизоляционных работ 58

**Анализ водоносных горизонтов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления для подземного хранения попутного нефтяного газа**

66

**Технико-экономическая оценка освоения Средне-Назымского нефтяного месторождения с применением различных налоговых механизмов**

84

**Особенности сорбционного метода сбора нефти при аварийных разливах**

88

**Система контроля действий персонала с радиоактивными источниками излучения при калибровке геофизического оборудования**

100

**ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ**

Решение проблем устойчивого развития в нефтегазовой логистике 62

Анализ водоносных горизонтов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления для подземного хранения попутного нефтяного газа 66

Теплоснабжение удаленного населенного пункта на примере Дальнего Востока России 74

*Хронограф* 79

**СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК**

История предприятия – история страны. «Трест Коксохиммонтаж»: от коксовых батарей до СПГ-заводов 80

**ЭКОНОМИКА**

Технико-экономическая оценка освоения Средне-Назымского нефтяного месторождения с применением различных налоговых механизмов 84

**ЭКОЛОГИЯ**

Особенности сорбционного метода сбора нефти при аварийных разливах 88

**ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ**

Спасательные операции в Арктике 96

*Россия в заголовках* 99

**ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ**

Система контроля действий персонала с радиоактивными источниками излучения при калибровке геофизического оборудования 100

**РЫНОК**

СПГ-отрасль Австралии: проблемы и перспективы 102

*Новости науки* 106

*Нефтегаз Life* 108

*Классификатор* 110

*Цитаты* 112

# СОДЕРЖАНИЕ

## 177 лет назад

В 1846 году на Апшеронском полуострове была пробурена первая в мире нефтяная разведывательная скважина.

## 164 года назад

В 1859 году состоялась первая в мире добыча нефти из буровой скважины в Западной Пенсильвании, в 1871 году первую нефть добыли в России на Биби-Эйбатском месторождении.

## 159 лет назад

В 1864 году на Кубани, в селе Киевском, в долине реки Кудако была пробурена первая в России эксплуатационная скважина.

## 150 лет назад

В 1873 году в районе Баку действовали более двадцати мелких нефтеперегонных заводов, к 80-м годам их число увеличилось до 200.

## 145 лет назад

В 1878 году в России построен первый нефтепровод.

## 141 год назад

В 1882 году изобретатель Томас Эдисон привел в действие первую в мире электростанцию.

## 116 лет назад

В 1907 году в г. Сент-Луи была открыта первая автозаправочная станция.

## 115 лет назад

В 1908 году были открыты нефтяные месторождения в Иране, в 1910 году – «Золотая дорога» в Мексике, в 1932 году обнаружены залежи нефти в Бахрейне, в 1938 году – в Кувейте и Саудовской Аравии.

## 110 лет назад

В 1913 году запатентован процесс «крекинга» в нефтепереработке, благодаря которому повысилось качество бензина.

## 63 года назад

В 1960 году создана организация стран-экспортеров нефти – ОПЕК.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитики**  
Анатолий Чижевский  
Дарья Беляева

**Журналисты**  
Анна Игнатьева  
Елена Алифирова  
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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

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

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

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин  
Алексей Лозгачев

**Выставки, конференции, распространение**  
Мария Короткова

**Отдел по работе с клиентами**  
Екатерина Данильчук

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

**Адрес редакции:**  
123001, г. Москва,  
Благовещенский пер., д. 3, с.1  
Тел.: +7 (495) 778-41-01  
www.neftgaz.ru  
e-mail: info@neftgaz.ru  
Подписной индекс Урал Пресс 013265

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

Отпечатано в типографии  
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



# Тендерный КОНСАЛТИНГ

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

Аккредитация  
на торговых  
площадках

Подбор  
тендеров  
по заданным  
параметрам

Юридический  
анализ  
тендерной  
документации

Подготовка  
тендерной  
заявки

Услуги  
специализированной  
организации

Оспаривание  
решений ФАС  
о внесении  
в «черный список  
поставщиков»

Юридическое  
сопровождение  
заключения  
и исполнения  
государственного  
контракта

Оформление  
банковских  
гарантий

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

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

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

Россия сократит поставки  
на нефтяные рынки на

**500** ТЫС.  
барр. в сутки

На Индию и Китай пришлось

**56** %

нефтяного экспорта из РФ  
в мае 2023 г.

Нефтегазовые доходы  
России в I полугодии  
снизились на

**46,9** %

**80,9** ДОЛЛ.

за барр. – желаемый уровень  
цен на нефть для Саудовской  
Аравии

## НЕФТЬ НА БРУДЕРШАФТ

Анна Павлихина

С самого начала весны страны-экспортеры нефти с удвоенной активностью принимают меры по возвращению нефтяных котировок на должную высоту.

22 марта Россия заявила о решении сохранить взятые на себя добровольные обязательства по сокращению добычи нефти до июля, а через несколько дней этот срок был продлен до конца года. Тогда же некоторые страны ОПЕК+, в том числе и Саудовская Аравия, сделали аналогичное заявление.

Рынок действиями союзников не вдохновился и желаемый результат так и не был достигнут: нефть не поднялась до 80,9 долл. за барр. – стоимости, заложенной в баланс бюджета Саудовской Аравии. В качестве ответной меры на этот демарш в начале июля страна объявила о дополнительном сокращении добычи на 1 млн барр. в сутки. Пока ограничение введено на месяц, но допускается возможность продления этого срока.

Не менее жесткие требования саудиты предъявляют и к остальным странам, взявшим на себя обязательства по сокращению добычи. Так, в адрес России, по утверждению ряда СМИ, звучали реприманды по поводу невыполнения обещаний. Так, Bloomberg – тщательный статист российский морского экспорта нефти, сообщал, что признаков снижения добычи нефти в России не наблюдается.

И хотя официальные лица опровергали заявления журналистов (А. Новак объяснял, что журналисты не учли факт сокращения трубопроводных поставок в ЕС более чем на две трети, которые лишь частично компенсированы морским экспортом), глава Минэнерго Саудовской Аравии А. бен Сальман заявил, что в ОПЕК+ ежемесячно будут мониторить добычу нефти в России, добавив, правда, при этом, что Россия



на самом деле исполняет свои обязательства по добровольному сокращению добычи нефти.

В подтверждение своего стремления привести рынок в состояние желаемого баланса Россия устами А. Новака заявила о дополнительном сокращении экспорта нефти на 500 тыс. барр. в сутки, так как это будет способствовать восстановлению рыночных отношений на фоне введения потолка цен. При этом речь шла именно о сокращении поставок на внешние рынки, а не о сокращении добычи. Такая формулировка дала почву для баталий аналитиков, ведь теперь всех очень интересует, чем обернется для экономики нашей страны этот шаг, особенно на фоне сократившихся на 46,9% за полгода нефтегазовых доходах.

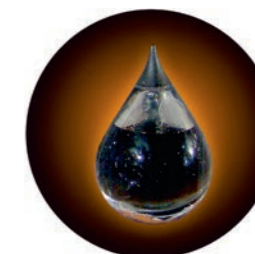
Мнения, конечно, разделились, но сходятся эксперты в том, что рынок в обозримом будущем будет крайне волатилен. Логично предположить, что сокращение экспорта может подразумевать либо сокращение добычи нефти, либо – при сохранении объемов добычи – увеличение поставок на внутренний рынок или в хранилища. В первом случае российский бюджет недополучит существенную сумму, т.е. дополнит кривую падения на графике нефтегазовых поступлений, которая по итогам июня зафиксировалась на отметке минус 30,3 млрд рублей.

Во втором случае – в стране вырастет объем производства нефтепродуктов. Это увеличит предложение на бирже и в конечном итоге приведет

к снижению цен на бензин для нас – простых потребителей продукта, цена на который постоянно растет. Справедливо будет также предположить, что коллективное дополнительное сокращение экспорта все же повлияет на рынок и цены на сырую нефть вырастут. Как результат – снижение дисконта и увеличение прибыли российских компаний, которые смогут заработать больше, продавая меньше нефти по более высокой цене. Кроме того, Саудовская Аравия уже повысила цены для потребителей в США и Азии, что может подтолкнуть китайских покупателей искать более дешевое предложение, в том числе у России.

Еще один возможный положительный момент заключается в возможности производить и продавать больше нефтепродуктов. Многие европейские НПЗ недозагружены и страны ЕС ощущают нехватку нефтепродуктов. Они, конечно, не будут покупать их у России, но вполне могут купить, например, у Турции, которая для восполнения внутреннего спроса может импортировать российские нефтепродукты. Это будет вдвойне выгодно для России: во-первых, потому что продукты переработки дороже сырой нефти, во-вторых, потому что скидка на них меньше.

Сегодня Россия заняла первое место по поставкам на премиальные рынки – Китай и Индию (на которые только в мае пришлось 56% нефтяного экспорта из РФ), вытеснив с первых позиций Саудовскую Аравию и Иран. Причина такого успеха, как известно, низкая стоимость российской нефти. Но цена на нефть марки ВСТО в Китае растет, она уже достигла максимума с момента введения «потолка» цен. Это хорошо в краткосрочной перспективе, но в ближайшем будущем сделает российскую нефть менее привлекательной, чем иранская, тоже находящаяся под санкциями и продающаяся с большим дисконтом. ●



# ИЗМЕНЕНИЯ В РАСЧЕТЕ ЭКСПОРТНЫХ ПОШЛИН НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

Анастасия Гончаренко

Правительство РФ подписало подготовленное Минфином постановление для изменения механизма применения повышающего коэффициента «п» при экспорте отдельных категорий товаров, выработанных из нефти.

Новый порядок направлен на исключение предпосылок недостоверного декларирования вывозимых нефтепродуктов и сокращение административных издержек, как для экспортеров, так и таможенных органов.

Постановление сокращает перечни свидетельств о регистрации лиц, перерабатывающих соответствующие виды продукции до двух: свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке нефтяного сырья, и свидетельство о регистрации лица, совершающего операции с прямогонным бензином.

Также вносится ряд изменений, позволяющих пресечь использование комиссионерами фиктивных договоров для злоупотреблений при экспорте топлива. Так, чтобы подтвердить реальную деятельность в обозначенном качестве, комиссионер в 2022 г. должен был осуществить фактический вывоз из России, в т.ч. за пределы таможенной территории ЕАЭС, как минимум 50 тыс. т нефтепродуктов.

Кроме того, вводится условие, что вывозить нефтепродукты из России, в т.ч. за пределы таможенной территории союза, могут исключительно те участники внешнеэкономической деятельности, которые получили свидетельство о регистрации лица, совершающего операции по переработке нефтяного сырья, либо свидетельство о регистрации лица, совершающего операции с прямогонным бензином, до 1 января 2023 г. либо после этой даты, только в том случае, если было аннулировано такое же свидетельство, выданное ранее.

С 1 июля 2023 г. экспортная пошлина на нефть понижается на 0,6 долл., до 15,6 долл. за тонну. На светлые нефтепродукты и масла – на 0,2 долл., до 4,6 долл. за тонну, на темные – на 0,6 долл., до 15,6 долл. за тонну. Пошлина на экспорт товарного бензина снизится на 0,2 долл., прямогонного (нафта) – на 0,4 долл., на СПГ и чистые фракции СУГ по-прежнему останется нулевой. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Нефтегазовые компании планируют создать индустриальный консорциум, с помощью которого рассчитывают к 2028 году на 100 % закрыть отечественными решениями потребности в IT для нефтегазовой отрасли

Нефтегазовые компании планируют добиться импортозамещения IT-решений в отрасли к 2028 году. Удастся ли им это?

**15%**  
Да, если объединить усилия научных центров ведущих компаний

**23%**  
Нет, одна страна не может создать замену всем IT-решениям, применяемым в отрасли

**12%**  
Да, если будет хорошо профинансирована наука

**21%**  
Нет, такое импортозамещение будет в лучшем случае носить постоянный догоняющий характер

**21%**  
Да, если к консорциуму присоединятся компании и технологические партнеры из дружественных стран

**8%**  
Нет, слишком мало времени для достижения цели

Правительство утвердило Концепцию технологического развития до 2030 г. Согласно документу, к указанному сроку Россия должна обладать собственной научной, кадровой и технологической базой критических и сквозных технологий. Предполагается, что в стране будут созданы условия для высокоинтенсивной инновационной активности корпораций и предпринимателей, которые будут работать в комфортной регуляторной среде

Что определяет технологическую развитость страны?

**14%**  
Достижение технологического суверенитета

**21%**  
Переход к инновационно ориентированному экономическому росту

**19%**  
Технологическое обеспечение устойчивого развития производственных систем

**16%**  
Обеспечение национальной экономикой производства высокотехнологичной продукции не менее чем на 75 %

**12%**  
Высокий уровень затрат на исследования и разработки

**18%**  
Развитие инфраструктуры трансфера технологий в экономику



## Икона Мальдивских островов

Безупречная репутация, исключительный сервис и непревзойденный комфорт.



BAROS

MALDIVES

www.baros.com

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

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

## Российская нефть Пакистану за китайские юани

55 тыс. тонн российской нефти было доставлено в пакистанский порт Карачи. Таким образом, Пакистан получил вторую часть первой партии российской нефти в соответствии с договоренностью, достигнутой в январе 2023 г. Общий объем первой партии российской нефти, предназначенной для Пакистана, составляет 100 тыс. т. 9 мая 2023 г. нефтеналивной танкер Caroline Bezenq (дедвейт – 159,2 тыс. т) под флагом Панамы загрузился в российском порту Приморск и прибыл в оманский порт Сухар. Пакистанские порты не в состоянии принять суда, перевозящие более 50 тыс. т грузов. Поэтому используется схема с перегрузкой российской нефти, предназначенной для Пакистана, в Омане. 27 июня 2023 г. еще 55 тыс. т из общего объема российской нефти в порт Карачи доставил нефтеналивной танкер Clyde Noble под флагом Палау. Оплата была произведена в китайских юанях.

## Налог на сверхприбыль с исключениями

Госдумой в первом чтении принят законопроект о введении налога на сверхприбыль для крупных

**Saudi Aramco и TotalEnergies заключили контракт стоимостью 11 млрд долл. на строительство нефтехимического комплекса в Саудовской Аравии. Комплекс будет интегрирован в нефтеперерабатывающий завод Satorp. Проект включает создание установки термического крекинга мощностью 1,65 млн т этилена в год**

компаний. Для организаций, у которых средняя арифметическая прибыль за 2021 и 2022 гг. превышает 1 млрд руб., налоговая база будет рассчитываться как разница между средней арифметической прибылью за 2021 и 2022 гг. и средней арифметической прибылью за 2018 и 2019 гг. Налоговая ставка составит 10%. Однако, если в 2023 г. компания перечислит определенную сумму денежных средств в федеральный бюджет в качестве обеспечительного платежа, налог будет рассчитан исходя из ставки в 5%. Перечисленные средства будут зачтены в счет уплаты налога на сверхприбыль. Налогом на сверхприбыль не будут облагаться предприятия малого и среднего бизнеса, компании, платящие единый сельхозналог, компании, созданные после 1 января 2021 г., компании нефтегазового сектора и угледобывающие предприятия.

20% от уплаченного налога на сверхприбыль придется на компании, занимающиеся добычей твердых полезных ископаемых, 19% – на производителей удобрений, 13% – на металлургическую отрасль, 12% – на торговлю и 9% – на банки.

## В Приморье появится СПГ-завод

Правительство Приморья и «Газпром СПГ технологии» договорились об объединении усилий и координации совместных действий для развития производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ на территории Приморского края, в т.ч. при реализации проекта строительства комплекса по производству СПГ. Малотоннажный СПГ-завод в Приморье

будет располагаться в Уссурийском городском округе и производить 3 тонны СПГ в час, топливо будет использоваться, в частности, для заправки автомобилей и энергообеспечения жилой застройки. Ранее компания «Газпром СПГ Технологии» заключила соглашение с администрацией г. Санкт-Петербурга о строительстве аналогичного КСПГ.

**Китайская CNOOC завершила прокладку самого длинного в стране глубоководного нефтегазопровода, его длина составила 115,5 км, диаметр – 0,5 м. Трубопровод соединяет провинцию Хайнань с полупогружной плавучей платформой Шэньхай-1. Максимальная глубина в районе прокладки – 1 км**

## Росатом построит завод в Боливии

Боливийская компания Bolivianos Lithium Fación Company (YLB), Росатом и китайская Citic Guoan Group подписали соглашение о разработке боливийских запасов лития. Соляные равнины Боливии содержат крупнейшие в мире запасы металла – 21 млн тонн. Мировые потребности в литии стремительно возрастают, поэтому власти Боливии тоже активизировали работы по созданию коммерчески эффективного производства продукта. Инвестиции позволят построить два завода мощностью не менее 45 000 т карбоната лития в год, всего будет построено четыре завода, один из которых будет принадлежать дочке Росатома Uranium One. Для компании это первый масштабный зарубежный проект в сфере производства лития, инвестиции в который составят порядка 600 млн долл.

## Три новых завода в Татарстане

В Республике Татарстан анонсировали планы строительства трех заводов, производящих продукцию для ТЭК. Инжиниринговая

**Итальянская энергетическая компания Eni и ее норвежская дочка – нефтегазовая компания Var Energi приобретут за 4,5 млрд долл. ведущую независимую компанию по разведке и добыче газа с низким уровнем выбросов Neptune, ориентированную на работу с газом в Западной Европе, Северной Африке, Индонезии и Австралии**

компания ДМЭнерджи планирует построить завод газотурбинного оборудования, который разместят рядом с Зеленодольским машиностроительным заводом, до 2027 г. предусмотрено поэтапное освоение агрегатирования газовых турбин мощностью 13 МВт, объем инвестиций составит 340 млн руб. Компания Каманефтемаш инициировала строительство завода по изготовлению нефтяного оборудования, который будет производить мобильные буровые установки 140–250 т, насосные блоки, системы очистки бурового раствора и подъемные агрегаты для освоения скважин. Общая стоимость проекта – 360 млн руб. Компания ТЭСК планирует создание в г. Набережные Челны производства асфальтобетонных смесей, используемых при строительстве и ремонте автодорог. Инвестиции в проект составят 168 млн руб.

## Резервуары на 300 м³ от Транснефти

Транснефть в 2024 г. планирует завершить строительство в Приамурье, Приморье и Хабаровском крае резервуаров для нефти общим объемом 300 тыс. м³. В 2022 г. возникла необходимость диверсификации экспортных потоков на иные направления. Для этого Транснефть совместно с Минэнерго РФ проработала возможность создания дополнительных мощностей и расширения системы МНП.

В частности, в 2022 г. завершилось расширение МНП в направлении порта Козьмино, что обеспечило транспортную нагрузку более 39 млн т нефти в год. В настоящее время выполняются мероприятия по расширению НПС в Амурской области, Хабаровском и Приморском краях со строительством резервуарных мощностей общим объемом 300 тыс. м³, работы планируется завершить в 2024 г.

Кроме того, продолжается прокладка резервных ниток через водные преграды, в 2028 г. завершится строительство вдольтрассовых проездов для оперативного доступа ко всей инфраструктуре МНП. ●

**Нидерланды и Намибия подписали меморандум о взаимопонимании, направленный на реализацию крупнейшего и единственного в Африке к югу от Сахары полностью вертикально интегрированного проекта по производству зеленого водорода. Инфраструктура нового проекта приведет к новым цепочкам поставок водорода от г. Людерик в Намибии до Роттердама**

На **2,7%**

выросла добыча нефти в Китае в мае, газа –

на **7,2%** объем нефтепереработки увеличился на **15,4%**



На **17%**

увеличится стоимость «Арктик СПГ-2» из-за смены технологий



**3 млрд долл.**

достиг долг Нигерии за импортированные нефтепродукты



**1,3 млн евро**

Германия выделит Грузии на развитие проекта по зеленому водороду



**285 млрд руб.**

планирует вложить СИБУР в проекты в Татарстане до 2028 г.



Транзит нефтепродуктов Белоруссии через порты РФ в 2023 г. составит

**6,5 млн тонн**



До **99%**

повысил уровень рационального использования ПНГ Самотлорнефтегаз



Energocom и Молдовагаз подписали контракт на поставку

**480 млн м³**

газа в 2023 г.



На **66,8%**

Китай увеличил импорт СПГ из РФ за 5 месяцев 2023 г.



**8,9 млрд руб.**

вложит Газпром нефтехим Салават в реконструкцию установки риформинга



До **20 мВт**

Омский НПЗ расширяет мощности солнечной электростанции,

запуск обновленной станции запланирован на **2024 год**



**800 тыс. тонн грузов**

планирует доставить в летнюю навигацию Роснефть на объекты Восток Ойла



**2,9 млрд руб.**

выделяет на докапитализацию фондов промышленного развития новых регионов



До **9,1%**

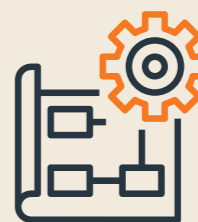
уменьшились иностранные инвестиции в облигациях федерального займа России за май



**19** новых нефтегазовых проектов

на **200 млрд крон**

планирует реализовать Норвегия на континентальном шельфе



Казахстанская компания Kazakhstan Petrochemical Industries Inc. заключила договор с ЕАБР об открытии кредитной линии в размере

**150 млн долл.**



На **300 млрд долл.**

недоинвестирована энергетическая сфера РФ



На **0,6 долл.**

за тонну снизится экспортная пошлина на нефть в России с 1 июля 2023 г.



**26 млн т**

угля планирует экспортировать Якутия на рынок АТР в 2023 г.



До **10 млн т/год**

увеличен объем транзита российской нефти через Казахстан до конца 2023 г.





# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин

ПРИВЕДЕНО РАЗВИТИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ДЕЙСТВУЮЩИХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ПОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ И ГОРНО-БУРОВОЙ ПРАКТИКЕ, ВЛИЯНИИ ПАРАМЕТРОВ, ВХОДЯЩИХ В НИХ, НА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА. ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СУБГОРИЗОНТАЛЬНОЙ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ. НА ПРИМЕРЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ПРОБУРЕННОЙ НА ЦЕНТРАЛЬНО-ЯКУТСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ПОКАЗАНО ВЛИЯНИЕ НЕКОРРЕКТНО ВЫБРАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ. ОПРЕДЕЛЕНА И ПОДТВЕРЖДЕНА РЕЗУЛЬТАТАМИ НАТУРНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ЗАВИСИМОСТЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ, ОПИСЫВАЕМОЙ ЧЕТЫРЕХПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛЬЮ

*THE DEVELOPMENT OF IDEAS ABOUT THE EXISTING RHEOLOGICAL MODELS USED TO DESCRIBE THE BEHAVIOR OF PROCESS FLUIDS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY AND MINING AND DRILLING PRACTICE, THE INFLUENCE OF THE PARAMETERS INCLUDED IN THEM ON THE POLLUTION OF THE PRODUCTIVE RESERVOIR IS GIVEN. A COMPARATIVE ANALYSIS OF DESIGN AND ACTUAL INDICATORS FOR THE CONSTRUCTION OF A SUBHORIZONTAL EXPLORATION WELL WAS CARRIED OUT. USING THE EXAMPLE OF A HORIZONTAL WELL DRILLED AT THE TSENTRALNO-YAKUTSK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD, THE INFLUENCE OF INCORRECTLY SELECTED DRILLING MUD TECHNOLOGY ON THE RESULTS OF WELL TESTING AND DEVELOPMENT IS SHOWN. THE DEPENDENCE FOR DETERMINING THE PENETRATION DEPTH OF THE PROCESS FLUID DESCRIBED BY A FOUR-PARAMETER RHEOLOGICAL MODEL WAS DETERMINED AND CONFIRMED BY THE RESULTS OF A FULL-SCALE EXPERIMENT*

**Ключевые слова:** нефтегазоконденсатное месторождение, аномально-низкие пластовые давления, талахский горизонт, реологические показатели, вскрытие продуктивного пласта, буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта, жидкость заканчивания.

**Дуркин Василий Вячеславович**  
заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», к.т.н.

**Саврей Дмитрий Юрьевич**  
аспирант, заведующий лабораторией, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

**Савенок Ольга Вадимовна**  
профессор кафедры РНГМ, д.т.н.

Санкт-Петербургский горный университет

В практике массового бурения, в том числе при вскрытии продуктивного пласта, и при заканчивании скважин, принято использовать две основные двухпараметрические модели, описывающие поведение буровых растворов: модель Шведова-Бингама (реологические параметры: динамическое напряжение сдвига (предел текучести) и пластическая вязкость) и Освальда-де Ваале (реологические параметры: показатель нелинейности и индекс консистенции). Требованиями Российского законодательства (ГОСТ 33213-2015 (ISO 10414-1:2008) Межгосударственный стандарт. Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Часть 1. Растворы на водной основе. Дата введения 2016-04-01; ГОСТ 33213-2015 (ISO 10414-1:2008) Межгосударственный стандарт. Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях.

Часть 2. Растворы на водной основе. Дата введения 2017-01-08) определены в качестве детерминируемых только пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига (предел текучести). В ходе выполнения рутинных измерений параметров бурового раствора в условиях буровой нет смысла использовать сложные трехпараметрические модели типа Гершеля-Балкли, которые требуют специализированного программного обеспечения для определения параметров, хотя требования заказчика-недропользователя могут быть достаточно жесткими.

В работе [1] представлен единый подход в определении глубины проникновения вязкопластичной жидкости в пористую среду при перепаде давления, основанный на уравнении А. Дарси [2]. Средняя скорость фильтрации вязкопластичной жидкости для случая одномерной фильтрации:

$$V = \frac{k}{\mu_3} \cdot \frac{\Delta P - \Delta P_0}{l}, \quad (1)$$

где:  $k$  – проницаемость, мД;  $\mu_3$  – вязкость эффективная, мПа·с;  $\Delta P$  – текущий перепад давления, Па;  $\Delta P_0$  – перепад давления, необходимый для преодоления динамического напряжения сдвига, Па;  $l$  – длина пористого образца, м.

При нахождении перепада давления используется величина предельного напряжения сдвига, а также вводится постоянный коэффициент  $\alpha = (15 - 18) \cdot 10^{-3}$ , имеющий размерность Па<sup>-1</sup>. В вышеуказанных работах сделан вывод о том, что, регулируя предел текучести, можно регулировать проникновение обладающей этим показателем жидкости в пласт.

Однако, как показывает практика, моделью Шведова-Бингама

в наилучшей степени описываются промывочные жидкости и жидкости заканчивания, имеющие в своем составе значительное содержание твердой и коллоидной фазы. Однако содержание коллоидной фазы при вскрытии продуктивного пласта не должно превышать 10 кг/м<sup>3</sup>. Содержание твердой фазы для обеспечения противодействия на пласт во многом определяется пластовым давлением, хотя и здесь можно успешно уйти от избыточного содержания твердой фазы в виде кислоторастворимых карбонатов кальция и железа, за счет использования тяжелых рассолов. Снижение содержания твердой и коллоидной фазы неизбежно ведет к изменению вида зависимости для описания поведения испытываемой жидкости. Наиболее подходящей простой параметрической моделью в этом случае является степенная жидкость или модель Освальда-де Ваале, поведение которой описывается зависимостью:

$$\tau = K \cdot (\gamma)^n, \quad (2)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига, Па;  $K$  – индекс консистенции, Па;  $n$  – показатель нелинейности;  $\gamma$  – скорость сдвига.

В работе [3] предлагается совместно определять динамическое напряжение сдвига  $\tau_0$ , пластическую вязкость  $\eta$ , индекс консистенции  $K$  и показатель нелинейности  $n$  при оптимизации реологической программы промывки. Это в конечном итоге позволяет вывести зависимость для определения глубины проникновения степенной жидкости, в большей степени отражающей поведение современных RDF (Reservoir drilling fluids) и жидкостей заканчивания:

$$L = \frac{\Delta P \cdot \sqrt{k}}{\alpha \cdot \left( \frac{K}{0,267} \cdot u^{2-n} \cdot \left( \frac{\sqrt{\rho_{6p}}}{d} \right)^n \right)^2 - \left( \frac{u}{0,267 \cdot \left( \frac{K}{0,267} \cdot u^{2-n} \cdot \left( \frac{\sqrt{\rho_{6p}}}{d} \right)^n \right)} \right)^2 \cdot \frac{\eta \cdot \sqrt{\rho_{6p}}}{d}} \quad (3)$$

Однако в этом случае необходимо знать или задавать отдельные параметры, что усложняет процедуру расчета и сужает возможности данного способа.

В многочисленных исследованиях предложены трехпараметрические и имеющие большее количество параметров реологические модели [4, 5]. Попытки разработки универсальной реологической модели также не увенчались успехом [6]. В работе [7] представлена эволюция реологических уравнений. Особое внимание в последнее время в разных технологических процессах уделяется модели Карро [8, 9]. Известно, что в нефтегазовой отрасли широко используются различные неньютоновские жидкости [10, 11], некоторые из них применяют исключительно для разработки нефтяных месторождений [11].

## Постановка проблемы

Сравнительный анализ проектных и фактических показателей при строительстве субгоризонтальной разведочной скважины проводится с позиции определения наиболее подходящей реологической модели для описания поведения промывочной жидкости на примере Центрально-Якутского нефтегазоконденсатного месторождения, которое является типичным представителем месторождений Восточной Сибири, характеризующееся наличием в разрезе мощной солевой толщи в сочетании с ангидритами.

В тектоническом отношении месторождение находится в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода, осложняющего Непско-Ботубинскую антеклизу,

УДК 622.245.7



в зоне его сочленения с Мирнинским выступом и Нюйско-Джербинской впадиной Предплатомского прогиба. В соответствии с принятой схемой нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы – относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, Ботуобинскому нефтегазоносному району. Толщина осадочных толщ месторождения колеблется от 1600 м на юго-западе до 2020 м на северо-востоке. Разрез представлен терригенными отложениями четвертичного возраста и нижней юры, карбонатно-галогенной толщей среднего и нижнего отделов кембрия и карбонатно-терригенными отложениями венда. Также особенностями Центрально-Якутского месторождения являются очень низкие термобарические характеристики: пластовая температура равна +8 °С, давление – 12 МПа. В разрезе выявлено присутствие траппового магматизма и наличие хлорида натрия в качестве цементирующего материала породы [12].

На Центрально-Якутском НГКМ промышленные скопления углеводородов выявлены в трех горизонтах – ботуобинском, хамакинском и талахском. Продуктивные горизонты приурочены к терригенным отложениям венда и отвечают нижнебюкской и верхнепаршинской подсвитам и талахской свите соответственно. На ограниченной площади месторождения продуктивны также песчаники хоронохской свиты (вилючанский продуктивный горизонт), составляющие единый резервуар с отложениями талахского горизонта. В условиях преимущественно моноклиального залегания продуктивных отложений структурообразующими являются многочисленные разрывные нарушения. В строении всех выявленных на месторождении залежей определяющую роль имеет литологический фактор: коллекторы продуктивных горизонтов выклиниваются и замещаются. Это относится как к терригенным коллекторам, так и к карбонатным [13]. Разрез Центрально-Якутского НГКМ крайне неравномерен в плане засоленности [14].

Особенности Центрально-Якутского НГКМ: засоленность

по всему разрезу, аномально низкие пластовые давления, низкие температуры по разрезу приводят к использованию для вскрытия продуктивных отложений соленасыщенного по хлориду натрия биополимеркарбонатного бурового раствора на водной основе.

Особую сложность при наличии указанных выше осложнений представляет строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также их дальнейшее испытание, освоение и эксплуатация. Ниже представлен анализ строительства одной из таких скважин № 1ГС. Целью бурения такой скважины являлось получение сведений об изменчивости коллекторских свойств газоносных отложений по латерали и оценка добычных возможностей целевого талахского горизонта.

*Общие сведения по скважине:*

- проектная глубина пилотного ствола – 1810 м;
- фактическая глубина пилотного ствола – 1733,5 м;
- точка зарезки проектного горизонтального ствола – 1328 м;
- проектная глубина скважины – 2065 м, зенитный угол – 87°, азимут – 90°;
- фактическая глубина -2059 м; зенитный угол – 79,5°, азимут 85°;
- интервал установки фильтра – 1782–2059 м по стволу (1673–1685 м по вертикали, зенитный угол – 79,5°);
- пластовое давление – 12,4 МПа;
- ожидаемое устьевое давление – 9,9 МПа.

Талахская свита залегает в интервале 1630–1695 м по вертикали, зенитный угол напластования менее 3°, разрез представлен песчаниками кварцевыми, кварц-полевошпатовыми и полимиктовыми с прослоями алевролитов, аргиллитов и гравелитов, гравелиты кварц-полевошпатовые, рыхлые, на глинистом цементе, преобладают в нижней части свиты. Тип флюида – газ и газовый конденсат, плотность жидкой фазы в атмосферных условиях – 682 кг/м³ (по конденсату), относительная плотность газа по воздуху – 0,684, проницаемость продуктивных

отложений достигает 300·10<sup>-15</sup> м², содержание углекислого газа – 0,43% об., средний дебит – 100–140 тыс. м³/сут., пластовая температура находится в пределах 11 °С, содержание газового конденсата – 15,56 г/м³, тип коллектора порово-трещинный, пористость – 9%, коэффициент аномальности – 0,75.

На основании геологической информации и целей бурения была определена проектная конструкция скважины, которая в целом соответствовала фактической (таблица 1). Продолжительность бурения превысила проектную величину на 36 суток, что было обусловлено в основном авариями и осложнениями (по большей части поглощения бурового раствора) и мероприятиями, направленными на их ликвидацию.

Кратко охарактеризуем конструкцию скважины по длине ствола:

- пилотный ствол до глубины 1810 м (план), 1733 м (факт);
- эксплуатационная колонна диаметром 178 мм 1762 м (план), 1771 м (факт), цементование на всю длину колонны, спускается в субгоризонтальный ствол;
- нецементируемый скважинный фильтр-хвостовик ТП-2-127 спускается в интервале 1762–2065 м (план), 1782,03–2059 м (факт) в субгоризонтальный ствол.

Фактические режимные параметры бурения в целом соответствовали проектным. Для бурения субгоризонтального ствола использовалась роторно-управляемая система Archer и компоновка с ВЗД «Power Pak» с телесистемой SlimPulse, что соответствовало проектным решениям. При строительстве использовался минерализованный до полного насыщения хлоридом натрия полимеркарбонатный буровой раствор, компонентный состав которого в целом соответствовал проектному. Параметры бурового раствора представлены в таблице 1. Данный раствор обеспечивает сохранение устойчивости стенок скважины и предупреждение растворения соленосных отложений, минусом данной системы, безусловно, является повышенная плотность, что приводит к большому объему поглощения в высокопроницаемых пластах.

ТАБЛИЦА 1. Проектные и фактические параметры бурового раствора

Параметры бурового раствора	Проектные	Фактические
<b>Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм</b>		
Плотность, кг/м³	1180	1180–1190
Фильтрация, см³/30 мин	менее 2	2,5–2,3
Статическое напряжение сдвига, дПа	5–20 / 15–40	10 / 14
pH	8–9	10–11
Содержание твердой фазы	< 1–2	1,2
Пластическая вязкость, мПа·с	10–12	10–14
Предельное динамическое напряжение сдвига, дПа	70–110	67–110
<b>Фильтр диаметром 127 мм</b>		
Плотность, кг/м³	1180	1180–1190
Фильтрация, см³/30 мин	< 2	2
Корка, мм	0,5	0,2
Статическое напряжение сдвига, дПа	5–25 / 20–60	14 / 24
pH	8,5–10	10
Содержание твердой фазы	< 1–2	1,2
Пластическая вязкость, мПа·с	15–23	21
Предельное динамическое напряжение сдвига, дПа	70–140	96

Результаты работ по испытанию и освоению горизонтальной разведочной скважины № 1ГС на Центрально-Якутском НГКМ после применения полимеркарбонатного соленасыщенного по хлориду натрия бурового раствора показали, что скважина «сухая».

Некорректно выбранная реологическая модель поведения бурового раствора приводит к неоправданно высоким затратам энергии на обеспечение циркуляции промывочной жидкости и повышенному загрязнению призабойной зоны пласта со снижением потенциально добычной способности. Это требует пересмотра подходов к выбору реологической модели и расчету режимных параметров на основании лабораторных и натурных исследований свойств технологических жидкостей и определения глубины их проникновения в продуктивный пласт.

### Методология

В качестве объектов исследования использованы предназначенные для первичного вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом:

- раствор № 1. Модельный раствор ксантановая камедь с массовой концентрацией 1 г/л для образца № 120;

- раствор № 2. Модельный раствор ксантановая камедь с массовой концентрацией 3 г/л для образца № 125;
- раствор № 3. Реальный соленасыщенный по хлориду натрия малоглинистый буровой раствор для проводки горизонтальных скважин и вскрытия продуктивного пласта, применяемый на Чайядинском нефтегазоконденсатном месторождении:
  - SODA ASH 0,6 кг/м³;
  - Atren BIO 1 кг/м³;
  - GAMMAKSAN 3,8 кг/м³;
  - Reatrol 15,2 кг/м³;
  - Na BENTONITE 10,2 кг/м³;
  - SODIUM CHLORIDE 300 кг/м³.

Данный раствор может быть использован также в качестве жидкости глушения и раствора для вторичного вскрытия (перфорации) на указанном выше месторождении. До проведения исследований по определению глубины проникновения необходимо выявить реологические свойства модельных растворов. Несмотря на то, что в практике бурения наибольшее распространение получили реологические модели Бингама-Шведова и Оствальда де Ваала [15–20], в ряде работ [11] доказано, что наиболее целесообразными

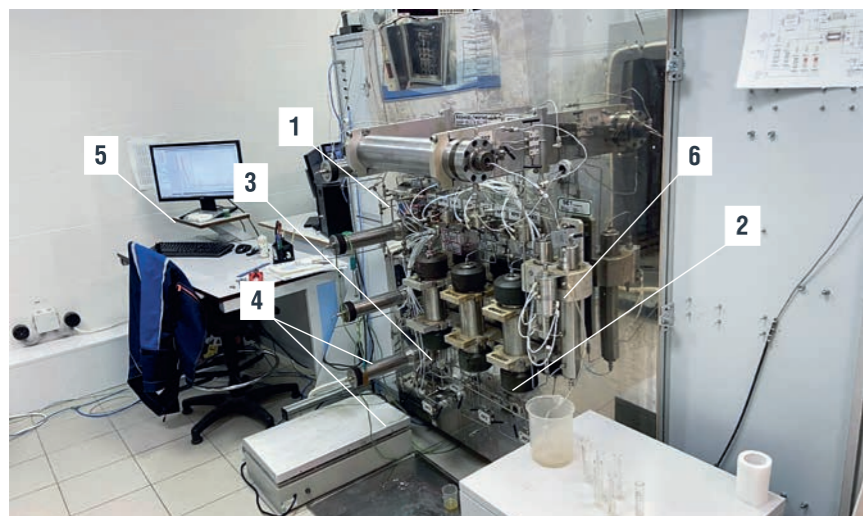
для описания свойств буровых растворов являются реологические модели Карро и ОУТ.

В настоящее время для исследования различных гидродинамических процессов широко используется численный эксперимент, тем не менее лабораторные и натурные эксперименты, несомненно, имеют важнейшее значение для практики бурения и разработки скважин. Для раствора № 3 получены уравнения Карро и ОУТ, в настоящем исследовании также выполнено обоснование применения реологических моделей Карро и ОУТ для вязкости модельных растворов при различных температурах, что важно, по мнению многих исследователей [7, 11]. Исследования выполнены в диапазоне рабочей температуры от 20 до 80 °С с шагом 10° и с концентрацией буровых растворов от 0,5 до 3 г/л с шагом 0,5 г/л.

На рисунке 1 представлен общий вид фильтрационной установки ПИК-ОФП/ЭП-К-Т. Экспериментальное исследование фильтрации полимерного раствора ксантановой камеди состояло в следующем:

- Сухой образец керна помещался в уплотнительную манжету кернодержателя вместе с фильтровальной бумагой на торцах керна, после чего вставлялись металлические вставки и затягивались резьбовые соединения по краям кернодержателя для обеспечения осевого сжатия.
- Происходило насыщение керна образцом моделью пластовой воды с минерализацией 450 г/л соли CaCl<sub>2</sub> (после фильтрации через бумажный фильтр для удаления взвешенных частиц в воде) до стабилизации давления, затем происходило открытие крана на выходе кернодержателя с вытеснением воздуха из образца при падении давления.
- Производилась закачка раствора ксантановой камеди с концентрацией флюоресцентного красителя 1 г/л при постоянном расходе 1 мл/мин., выполнялся отбор объема жидкости на выходе с оценкой выхода окрашенного полимерного раствора.
- Керн извлекался для визуальной оценки глубины проникновения.

РИСУНОК 1. Общий вид фильтрационной установки



1 – кернодержатель; 2 – емкость с пластиковой водой; 3 – емкость с полимерным раствором ксантана; 4 – двух плунжерный насос; 5 – ПК с системой управления и контроля параметров; 6 – выходной кран из кернодержателя

Для исследований использованы необозначенные на фотографии измерительная емкость на выходе из кернодержателя, емкость с маслом, датчик давления и расхода жидкости насоса. Для каждого кернового образца определены геометрические размеры (длина, диаметр, объем), поровый объем, проницаемость по газу (гелий). Данные приведены в таблице 2.

Процесс проникновения исследуемого раствора в керновый образец отличается значительной нестационарностью. Динамика изменения давления показывает, что темп изменения давления начинает возрастать в связи с фильтрацией полимерного раствора через керновый образец. Стационарная фильтрация модельного раствора (образец 125) наступает при величине давления 5,6 бар, далее происходит стабилизация процесса проникновения раствора в керновый образец. В результате эксперимента получены время выноса каждой отобранной порции на выходе и расчетный расход жидкости. Время отбора первых 2 мл жидкости из образца составило 32 минуты, что, по всей видимости, вызвано движением полимерного раствора по соединительной трубке до кернового образца. Затем время отбора следующей порции (2 мл) сократилось до 15 минут, и началось движение полимерного раствора ксантановой камеди в керне. Для визуального контроля и определения концентрации

использован флуоресцентный краситель. Начиная с 3-й порции наблюдался выход окрашенного полимерного раствора, что произошло на 53 минуте от начала закачки раствора ксантановой камеди.

На рисунке 2 представлены отобранные порции жидкости при фильтрации полимерного раствора ксантана с массовой концентрацией 3 г/л через керновый образец 125, а также внешний вид образца до и после проведения эксперимента.

Керновый образец 125 после проведения эксперимента по фильтрации полностью насыщен окрашенным полимерным раствором ксантановой камеди, есть неокрашенные

ТАБЛИЦА 2. Результаты экспериментального исследования по закачке полимерных растворов ксантановой камеди

Параметр	№ образца	
	125	120
Проницаемость по газу (гелий), мД	93,01	139,10
Поровый объем, мл	5,97	6,59
Длина кернового образца, см	3,58	4,69
Массовая концентрация ксантановой камеди, г/л	3	1
Начало выхода полимерного раствора, мин	52,4	40,9
Время отбора 1 порции, мин.	32,3	29,7
Время отбора 2 порции, мин.	15,3	6,7
Установившееся давление фильтрации полимерного раствора через образец керна, бар	5,5	2,6
Время стабилизации давления, мин.	83,4	85,4

(непроницаемые) участки на керновом образце, что, очевидно, связано с включением аргиллита.

Аналогичный эксперимент был проведен на образце 120. Также определены такие параметры, как геометрические параметры, проницаемость по газу и поровый объем. Данный образец имел в 1,5 раза большую проницаемость и в 1,3 раза большее значение порового объема. При этом для исследования процесса фильтрации использовались полимерные растворы ксантановой камеди с массовой концентрацией 1 г/л и 3 г/л. В процессе исследований не отмечено существенного влияния параметров керновых образцов на процесс фильтрации. В дальнейший анализ принято сравнение с точки зрения влияния концентрации растворов на начало выхода полимерного раствора, величину установившегося давления фильтрации и время стабилизации давления. В эксперименте на образце 120 стабилизация давления наступила при значении 2,6 бар на насосе.

Таким образом, результаты многократных исследований показывают существенную зависимость от концентрации и, следовательно, вязкости полимерного раствора. В меньшей степени выявлено влияние проницаемости кернового образца.

### Обсуждение

Согласно полученным экспериментальным результатам, выявлена существенная зависимость от концентрации исследуемых растворов.

При концентрации раствора на выходе 1 г/л длина проникновения раствора ксантановой камеди равна длине кернового образца и соответствует его полному насыщению полимерным раствором. При этом глубина проникновения полимерного раствора с массовой концентрацией 3 г/л ксантановой камеди при постоянной закачке со скоростью фильтрации 1 мл/мин. выше, что подтверждается высоким установившимся давлением, временем начала выхода полимерного раствора и временем отбора первых порций из кернового образца, когда полимерный раствор вытесняет пластовую воду из керна.

Для оценки влияния реологических показателей и выбора реологической модели для дальнейшего применения использованы результаты выполненных экспериментальных исследований вязкости модельных растворов. За основу для сравнения приняты полученные при участии одного из авторов реологическая модель Карро и обобщенное уравнение (ОУТ). Результаты представлены в виде зависимостей вязкости раствора от скорости сдвига для модельных буровых растворов с концентрацией

РИСУНОК 2. Отобранные порции жидкости при фильтрации через керновый образец 125



а – внешний вид образца;  
б – до (1) и после (2) проведения эксперимента по фильтрации окрашенного полимерного раствора ксантановой камеди

1 г/л (рис. 3) и 3 г/л (рис. 4) при температуре 20 °С. В качестве доказательств сходимости данных дополнительно приведены результаты исследований

модельных растворов на рисунке 5 при температуре 50 °С и, соответственно, при температуре 80 °С на рисунке 6. Практически для всех исследуемых образцов

РИСУНОК 3. Зависимость вязкости от скорости сдвига в диапазоне от 1,7 до 1021,38 с<sup>-1</sup> (концентрация 1 г/л)

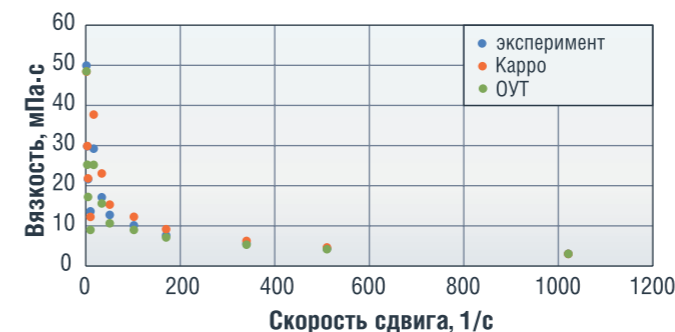


РИСУНОК 4. Зависимость вязкости от скорости сдвига в диапазоне от 1,7 до 1021,38 с<sup>-1</sup> (концентрация 3 г/л)

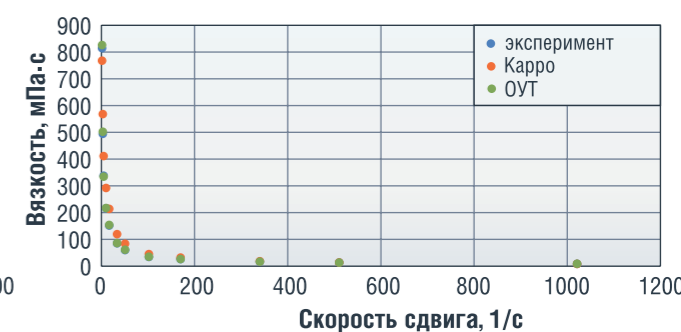


РИСУНОК 5. Зависимость вязкости от скорости сдвига при температуре 50 °С

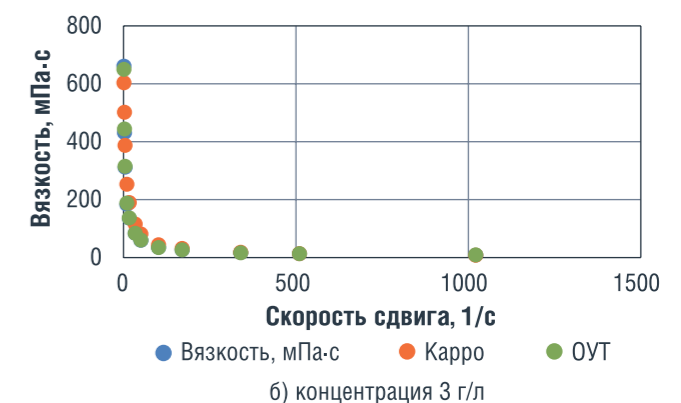
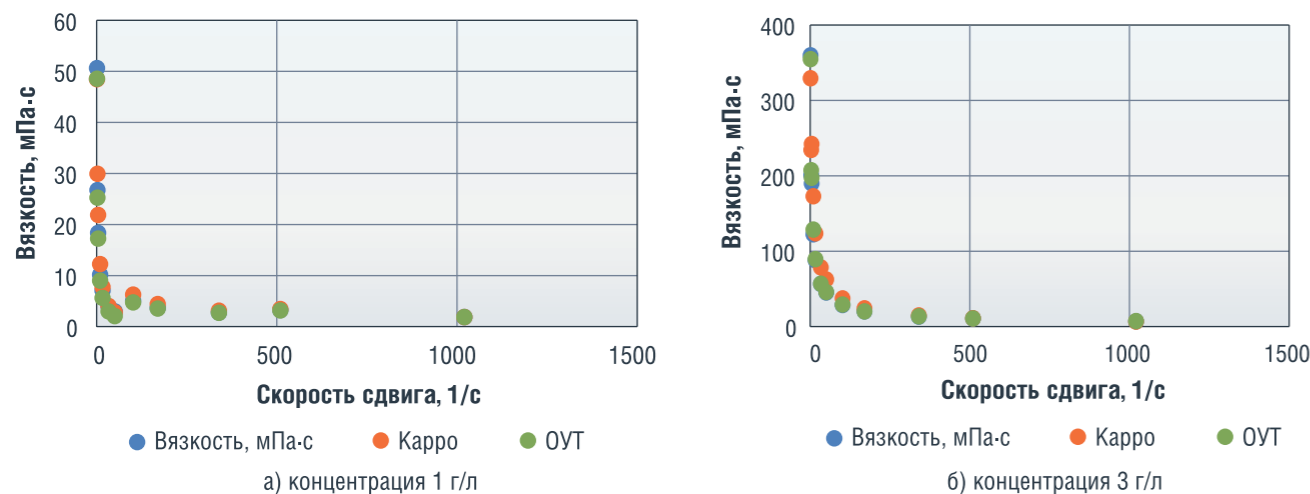


РИСУНОК 6. Зависимость вязкости от скорости сдвига при температуре 80 °С



и концентраций растворов при различных температурах получены идентичные зависимости по типу моделей Карро и ОУТ.

Обработка результатов исследований позволила получить зависимости:

Карро:

$$\eta = \frac{\tau}{(\dot{\gamma}/1000)^{0,5} + 0,035} + 0,2. \quad (4)$$

В виде обобщенного уравнения (ОУТ):

$$\sqrt{\eta} = \frac{\sqrt{\tau}}{\sqrt{\dot{\gamma}/1000 + 0,01}} + \sqrt{0,001}, \quad (5)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига, Па;  $\eta$  – вязкость, Па·с;  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига, с<sup>-1</sup>.

Для нахождения глубины проникновения использован известный закон А. Дарси:

$$L = \frac{k \cdot \Delta P}{m \cdot \eta \cdot \bar{V}}, \quad (6)$$

где  $\Delta P$  – давление, Па;

$k$  – проницаемость, м<sup>2</sup>;

$m$  – пористость, о.е.;

$\bar{V}$  – средняя скорость течения жидкости в поровом пространстве, м/с.

При проведении лабораторных исследований глубины проникновения в качестве образцов керна приняты данные, представленные в таблице 3.

В таблице 4 приведены технические данные эксперимента.

Для оценки глубины проникновения использованы подробно выполненные данные для образца 125, при этом данные получены

ТАБЛИЦА 3. Характеристика фильтрационных и геометрических параметров выбранных образцов керна

№ образца	Длина, см	Диаметр, см	Объем образца, см <sup>3</sup>	Поровый объем, см <sup>3</sup>	Пористость, %	Абсолютная проницаемость по газу (гелий), мД
120	4,69	2,95	32,01	6,59	20,60	139,10
125	3,58	2,95	24,43	5,97	24,45	93,01

ТАБЛИЦА 4. Технические характеристики эксперимента

№ образца	Расход раствора, мл/мин.	Давление, бар	Вязкость, мПа·с	Глубина проникновения, м
120	1,4	2,6	49,9	0,108
125	1,62	5,5	814	0,0066

в виде зависимости изменения глубины проникновения от вязкости при концентрациях модельных растворов с концентрацией 1 г/л и 3 г/л. Результаты сравнительного анализа представлены на рисунке 7. Можно отметить идентичный характер полученных зависимостей глубины проникновения в виде функции  $L = f(1/\eta)$ .

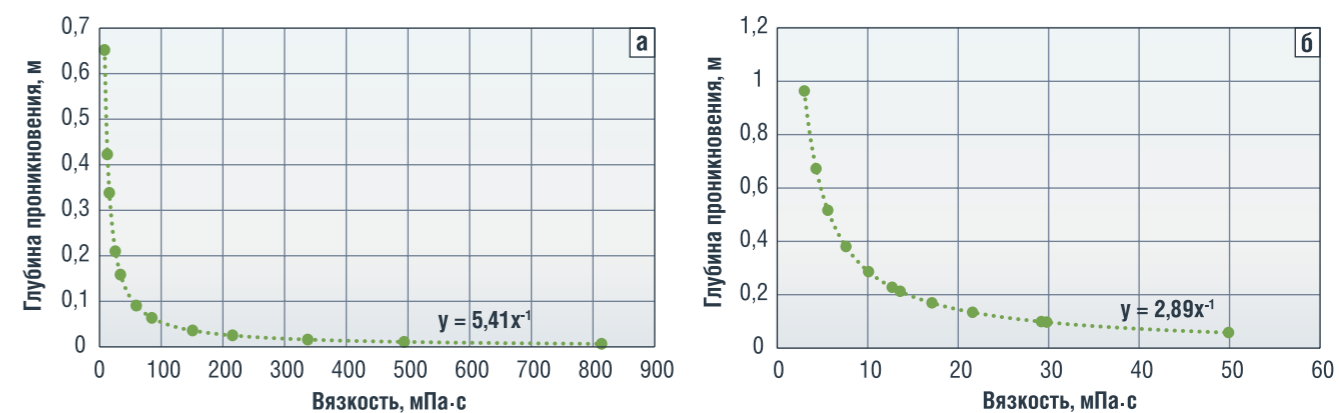
Учитывая полученные результаты по глубине проникновения для модельных растворов, получены аналогично данные для реального раствора. В таблице 5 приведена характеристика параметров реального раствора.

### Заключение

Течение неньютоновских жидкостей, применяемых в горно-буровой практике и нефтегазовом деле, испытывает влияние значительного числа факторов. К ним можно отнести

в первую очередь особенности формирования структуры системы. Взаимодействие химических и физических процессов при приготовлении раствора, воздействие внешних факторов, способствующих возникновению сдвигового течения, усложняют исследование поведения рассматриваемой системы. Для описания подобных систем могут быть использованы различные реологические модели, включающие наряду с измеряемыми величинами коэффициенты и показатели, не всегда имеющие физический смысл. Анализ сходимости результатов лабораторных измерений и расчетных значений с использованием наиболее распространенных реологических моделей позволил получить зависимости для определения вязкости. Доказано, что наиболее целесообразно использовать для описания вязкости

РИСУНОК 7. Глубина проникновения модельных растворов для образца 125



а) концентрация 3 г/л; б) концентрация 1 г/л

ТАБЛИЦА 3. Характеристика фильтрационных и геометрических параметров выбранных образцов керна

Расход раствора, л/с	Давление, МПа	Пористость, %	Проницаемость, мД	Скорость средняя по сечению, м/с	Вязкость, мПа·с	Глубина проникновения, м
14,3	8,4	9,0	300	0,00011	814	0,325

уравнение Карро и обобщенное уравнение течения (ОУТ).

На основании исследований выявлено соответствие глубины проникновения модельных растворов расчетным данным с использованием выбранных реологических моделей. Получены теоретические зависимости изменения глубины проникновения от вязкости модельных растворов. На основании анализа лабораторных и натурных экспериментов получены значения глубины проникновения технологической жидкости, описываемой четырехпараметрической реологической моделью, с учетом реальных технологических условий. Результаты исследований на реальном буровом растворе в условиях физического моделирования подтверждают значительную загрязненность призабойной зоны при существующих режимных параметрах. Таким образом, требуется пересмотр технологии буровых растворов для Центрально-Якутского нефтегазоконденсатного месторождения. Выявленные зависимости корректны для других технологических жидкостей, используемых в операциях по заканчиванию, капитальному ремонту и в процессах эксплуатации скважин. ●

### Литература

1. Михарев В.В., Буслаев В.Ф., Уляшева Н.М., Логачев Ю.Л. Строительство кустовых направленных скважин. – Ухта: Региональный дом печати, 2004. – 230 с.
2. Глуценко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – М.: Интерконтакт Наука. 2008. – 725 с.
3. Логачев Ю.Л., Михарев В.В. Выбор реологических характеристик буровых растворов для обеспечения эффективной очистки стволов скважин с большими зенитными углами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. № 6. 2002. С. 29–33.
4. Gillespie T. 1960. An extension of Goodeve's impulse theory of viscosity to pseudoplastic systems. J. Colloid Sci. Vol. 15. 3: 219–231.
5. T. Shende, V.J. Niasar, and M. Babaei. Effective viscosity and Reynolds number of non-newtonian fluids using Meter model. Rheologica Acta, 60 (1):11–21, 2021.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling fluids engineering manual: в 4 томах. – Уфа: ООО «Первая типография», 2019. Т. 1–4.
7. Matveenko V.N., Kirsanov E.A. Structural Viscosity and Structural Elasticity of Polymer Melts. 2018 Russian Journal of Applied Chemistry 91(5):839-865 DOI:10.1134/S1070427218050166.
8. Khvostov A.A., Magomedov G.O., Ryazhskih V.I., Kovalev A.V., Zhuravlev A.A., Magomedov M.G. 2021. Food Processing: Techniques and Technology 51 (3): 615–627.
9. Khan M., Hashim. 2017. Heat Transfer in Axisymmetric Carreau Fluid Flow Caused by Plate Stretching in the Radial Direction: Numerical Solution. Journal of applied mechanics and technical physics. 3: 39–48.
10. Rashidi M., Sedaghat A., Misbah B., Sabati M., Vaidyan K., Mostafaeipour A., Shahabuddin S., Dehshiri H., Almutairi K. and Issakhov A. 2021. Introducing a Rheology Model for Non-Newtonian Drilling Fluids. Geofluids. https://www.researchgate.net/publication/355369205\_Introducing\_a\_Rheology\_Model\_for\_Non-Newtonian\_Drilling\_Fluids (дата обращения: 20.01.2022).
11. Zakirov A.I., Nikolaev A.K., Pshenin V.V. 2015. Investigation of Bitumen Oil Flow Characteristics of Ashalchinskoye Oilfield. Mining informational and analytical bulletin. 11: 353–359.
12. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоленности коллекторов на примере ботуобинского горизонта Чагинского месторождения // Территория Нефтегаз. № 3. 2014. С. 26–31.
13. Xie, C., Lv, W., and Wang, M.: Shear-thinning or shear-thickening fluid for better EOR? – A direct pore-scale study, J. Petrol. Sci. Eng., 161, 683–691, 2018.
14. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чагинского месторождения // Науч.-техн. сб. Вести газовой науки. № 1 (12). 2013. С. 145–160.
15. Мардашов Д.В., Бондаренко А.В., Раупов И.Р. Методика расчета технологических параметров закачки в нефтяную скважину неньютоновских жидкостей при подземном ремонте // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 881–894. DOI: 10.31897/PMI.2022.16.
16. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы для бурения скважин. – М.: Недра, 1991. – 216 с.
17. Т.А. Кирия. Совершенствование проходки глубоких скважин. – М.: изд-во Недра. 1971. – 168 с.
18. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
19. Программы для промывки скважин и предупреждения повреждения коллекторов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море (экспресс-информация). 1994. № 7. – С. 26–34.
20. Пособие по жидкостям для заканчивания скважин компании Halliburton, 2000. Huston-Texas, p. 38.

KEYWORDS: oil and gas condensate field, anomalously low reservoir pressures, Talakh horizon, rheological parameters, drilling in of a productive formation, drilling fluid for drilling in a productive formation, completion fluid.

Полная версия журнала  
доступна по подписке