

АКТИВНАЯ ТЕРМОМЕТРИЯ

- ВОЗВРАЩЕНИЕ ЭЛЕКТРОБУРЕНИЯ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ
  ЦЕМЕНТНЫХ
  РАСТВОРОВ

## **Neftegaz** Russ 7 [127] 2022

COBPEMEHHOE СОСТОЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СТРИЗ CUB N 346

## ЗАБОТА С ДОСТАВКОЙ НА ДОМ

**Выездная служба GMS Express** — это команда профессионалов, оказывающих медицинскую помощь там, где вам это удобно: на дому, в офисе или на даче. Даже, если вы находитесь далеко от дома, вы можете быть уверены, что вам будет оказана высококвалифицированная медицинская помощь













Наши врачи оснащены всем необходимым оборудованием, лекарственными средствами, знаниями и энергией, чтобы помочь вам. Они готовы приехать в любое время, чтобы оказать всю необходимую плановую и экстренную помощь и сопровождать вас в течение всего периода болезни. При наличии медицинских показаний мы можем предложить госпитализацию в наш современный уютный стационар.

## Кто мы?

Неравнодушные специалисты, которые объединились в дружную команду, мы все разные, но цель у нас одна – забота о вас.

Мы руководствуемся тремя принципами: честность, доверие, индивидуальный подход.

Приоритетом наших специалистов выступают принципы доказательной медицины, направленные на безопасное и эффективное лечение.

## Что мы можем предложить?

- Выезд терапевта, педиатра как в пределах Москвы, так и за пределами МКАД
- Выезд скорой медицинской помощи
- Дежурства бригады скорой медицинской помощи на мероприятиях
- Выезд узкого специалиста
- Быезд медицинской сестры для забора лабораторных анализов, проведение лечебных мероприятий по назначению лечащего врача
- ✓ Инструментальную диагностику (ЭКГ, УЗИ, СМАД, ХМ-ЭКГ)

Ваше здоровье – наш главный приоритет!











Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти: современное состояние технологий



Эпохи НГК	4
РОССИЯ Главное	
Рынок нефти: конфигурация 2.0 Госдума расширила периметр НДД	6 8
События	10
Первой строчкой	12
НЕФТЕСЕРВИС	
Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти: современное состояние технологий	14
Новости науки	23
Влияние температуры на реологически параметры жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта и заканчивания скважин	

## СОДЕРЖАНИЕ

Влияние технологических параметров на естественное искривление ствола наклонных скважин 38



жидкости, применяемые для глушения эксплуатационных скважин, осложненных аномально высоким пластовым давлением

Технологические

## НЕФТЕСЕРВИС

ССК вошла в тройку лидеров ежегодной премии Первого Бурового Портала	30
Буровые бригады ССК снова лучшие	31
Активная термометрия. Оценка технического состояния и работающих интервалов в действующих скважинах	32
Влияние технологических параметров на естественное искривление ствола наклонных скважин	38

## ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Технологические жидкости, применяемые	
для глушения эксплуатационных скважин,	
осложненных аномально высоким	10
пластовым давлением	42
Проектирование цементных растворов	
для глубоких, высокотемпературных	<b>-</b> 0
наклонно-направленных скважин	50
Коллоидно-химические исследования	
при разработке кислотных составов	54
Исследование реологических свойств	
глинистых растворов на основе	
морской воды	60

Возвращение электробурения на рынок строительства направленных скважин



Повышение эффективности технологического процесса бурения с применением



Методика формирования удельных норм затрат по добыче нефти и расчет себестоимости в нефтегазовых проектах





**◆** ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Забойный автоматический лазерный макроанализатор для комплексного освоения УВ запасов

## БУРЕНИЕ

Возвращение электробурения на рынок строительства направленных скважин в России	64
Повышение эффективности технологического процесса бурения с применением долот PDC	72

## ГАЗОПОДГОТОВКА

СервисЭНЕРГАЗ – приоритет капремонту	
и модернизации технологических	
установок газоподготовки	7

## ЭКОНОМИКА

Методика формирования удельных	
норм затрат по добыче нефти и расчет	00
себестоимости в нефтегазовых проектах	80

## АРКТИКА

Средства измерения и	
на арктическом шельс	be 8

88

## **АВТОМАТИЗАЦИЯ**

Забойный автоматический лазерный	
макроанализатор для комплексного	
освоения УВ запасов	

Modus Vivendi	
Повышение коэффициента отдачи	93
MAYRVEDA – синергия традиций и инноваций в оздоровлении	94
Как за три дня пройти полный чекап организма и отдохнуть в новом велнес-	
курорте «Родина» на Черноморском побережье в самом сердце Сочи	96
Гранд Отель Европа: классика гостеприимства	98
Лето на острове: курортная страна Caesars Palace Dubai	100
Сила реки и свобода круизного путешествия	101
Level Мичуринский	102

Нефтегаз Ц	104
Классификатор	106
Цитаты	112



год назад

В 1671 году британский ученый Роберт Бойл впервые обнаружил водород.

183 года назад

В 1839 году Александр Беккерель с помощью раствора на основе хлорида серебра и кислоты создал ячейку, которая не только нагревалась, но и производила электрическую энергию.

лет назад

В 1854 году Д. Халладей придумал саморегулирующийся ветряной насос и систему, при которой мельница могла автоматически поворачиваться по направлению ветра.

144 года назад

В 1878 году английский инженер и промышленник Уильям Армстронг построил первую в мире малую гидроэлектростанцию.

года назад

В 1888 году физик Вильгельм Гальвакс описал физику фотоэлектрических элементов в так называемом эффекте Гальвакса.

В 1892 году компания Brush Electric была объединена с Edison General Electric Company в компанию General

лет назад

В 1916 году химик Ян Чохральский изобрел метод создания монокристаллов металла, послуживший основой для создания полупроводниковых пластин, до сих пор использующихся в электронике, включая фотоэлементы.

94 года назад

В 1928 году был проведен испытательный перелет дирижабля, работающего на водородном топливе, через Средиземное море.

В 1941 году в штате Вермонт, США, была запущена первая в мире ветряная турбина мощностью в один мегаватт.

В 1991 году в Дании открылась первая в мире морская плавучая ветряная электростанция, а в Великобритании береговая ветряная электростанция.

## Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

## РЕДАКЦИЯ

Главный редактор Опьга Бахтина

Шеф-редактор Анна Павлихина

Анастасия Никитина

Аналитики Артур Гайгер Дарья Беляева

Журналисты Анна Игнатьева Елена Алифирова Екатерина Свинцова Дизайн и верстка **Епена Валетова** 

Konnekton Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

Юрий Петрович

д.т.н., профессор, Д.Т.Н., профессор, МГУ Санкт-Петербургский им. М.В. Ломоносова горный университет

Лвойников

Михаил Владимирович

Николай Александрович

автомобильно-лорожный государственный

технический университет

Каневская

Алексанли Николаеви Вологодский

РГУ нефти и газа (НИУ) **VHИВЕРСИТЕТ** Андрей Владимирович Владимир Юрьевич д.т.н., профессор, Советник РААСН,

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

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

Регина Дмитриевна Юрий Павлович член РАЕН, д.т.н., к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ РГУ нефти и газа (НИУ)

Данилов-Данильян Макаров Виктоп Иванович Алексей Александрович д.э.н., профессор, член-корреспондент академик РАН. Институт Институт водных энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович

д.э.н., профессор, академик РАЕН Институт энергетической

Панкпатов Дмитрий Леонидович д.т.н., профессор, институт

Половинкин Валерий Николаевич ный руководитель ФГУП «Крыловский центр», д.т.н., профессор,

Сапыгин Валерий Иванович

л.т.н., член-корреспондент миэп мгимо мид РФ

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



Издательство: 000 Информационное агентство Neftegaz.RU

Представитель в Евросоюзе

Виктория Гайгер

поддержки

Спужба технической

Сергей Прибыткин

Апексей Позгачев

Николай Лозгачев

Директор Ольга Бахтина

Отдел рекламы Дмитрий Аверьянов Ольга Щербакова Валентина Горбунова Анна Егопова Марина Шевченко Галина Зуева

Тел.: +7 (495) 778-41-01

or@neftegaz.ru

Отдел по работе с кпиентами Екатерина Данильчук

Выставки, конференции, распространение Мария Короткова

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

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

Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии

Заявленный тираж 8000 экземпляров





ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

**М**ИНПРОМТОРГ РОССИИ





























(🕪 одк





САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1 +7 (812) 240 40 40 (ДОБ, 2626, 2273) GF@EXPOFORUM.RU



@GASFORUMSPB

ПОЛПИСЫВАЙТЕСЬ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ













## РЫНОК НЕФТИ: КОНФИГУРАЦИЯ 2.0

### Анна Павлихина

Как и любая система, где все элементы взаимосвязаны и взаимозависимы друг от друга, нефтяной рынок очень чувствителен даже к незначительным изменениям, а перемены, связанные с крупными звеньями, способны вызвать эффект сродни цунами, обрушившемуся на приморский городок. Российская нефть многие десятилетия была одним из главных элементов, поддерживающих сложившийся баланс мирового энергообеспечения. Поэтому сейчас, когда на Западе опустили шлюзы, нефтяная река изменила свое русло и потоком хлынула на восток. Естественным образом этот процесс вносит изменения во всю рыночную систему и отражается на каждом ее элементе в отдельности.

Потребуется не один год, чтобы новый порядок прижился, чтобы в него вписались все задействованные звенья, а до тех пор неопределенность и непредсказуемость будут основным лейтмотивом рыночной реальности.

Сегодня у аналитиков нет единого представления о том, куда повернет кривая цены на нефть к концу года. Их предположения колеблются в противоположных диапазонах: специалисты Citigroup предвидят обвал до 65 долл. за барр. к концу текущего года, в Bloomberg предполагают, что при таком развитии событий к концу следующего года за баррель будут давать 45 долл. В противоположность этому мнению аналитики JPMorgan опасаются, что цена взлетит до 380 долл. за барр.

Предположения последних основаны на том, что Россия может сократить объем добычи, ведь западные рынки для нее фактически закрыты и она не упустит возможности насолить бывшим партнерам заоблачными ценами, которые обязательно возникнут как реакция рынка.

Так оно, возможно, и будет, но пока у России другие планы. Во-первых, внутреннее потребление, поддерживаемое повышенным сезонным спросом на бензин, дает возможность НПЗ, получающим



к тому же поддержку по демпферу, активно увеличивать объемы переработки сырья. Во-вторых, бездонный Китай, готов закупать по дешевке столько нефти, сколько Россия может предложить. Внутренний спрос и азиатские потребители помогли нарастить добычу нефти до 9,9 млн барр. в сутки и укрепить намерение российских компаний сохранить этот объем добычи на 20 лет. Для этого, конечно, им понадобятся технологии. Как совершенно справедливо отметил г-н Сорокин, «тема коэффициента извлечения нефти – это критически важный вопрос, который много лет стоит на повестке, и он менее важным не становится». Много лет этот вопрос оставался вопросом, как и вопрос, касающийся других российских технологий,

необходимых для эффективной нефтедобычи на истощенных месторождениях, месторождениях с ТрИЗ или арктических месторождениях.

Где будут искать ответ на этот вопрос не уточняется. Если пофантазировать, то можно предположить, что поможет финансирование науки. Почему бы и нет? Ведь нефтегазовые доходы в июне превысили все ожидания и составили 398 млрд руб., а раз валюту все равно купить нельзя, так почему бы не вложиться в разработки, которые так нужны российской промышленности? Не только добывающей.

Но в реальности, конечно, ориентир экономики на сырьевой экспорт не изменится только из-за того,

что основные потоки переориентировались с запада на восток, выдавливая с ее рынка других поставщиков.

Так, традиционно крупнейшим экспортером нефти в Китай была Саудовская Аравия, вынужденная теперь сильно потесниться. Не повезло и экспортерам из Анголы, Габона, Республики Конго, которые имеют меньше возможности играть ценами, учитывая затраты на погистику.

Кроме того, Китай был одним из очень немногих доступных рынков сбыта для Ирана после того, как страна оказалась под санкциями. Разумеется, главной причиной такой привилегии стала относительно низкая цена. Теперь, когда за китайский рынок приходится конкурировать с Россией, которая тоже формирует для дружественных стран лояльную ценовую среду, Иран вынужден сделать Китаю более выгодное предложение, еще больше снизив цену.

Потребляя 4 млн барр. ежедневно, что сопоставимо с потреблением Англии, Франции, Германии, Италии, Японии и Южной Кореи вместе взятых, Китай способен вместить весь предлагаемый объем и по более рыночной цене.

Сегодня ООН призывает Соединенные Штаты снять ограничения на иранскую нефть, что существенно облегчило бы жизнь и Ирану, и странам Европы. Но пока США остаются глухи к этому призыву и сами отправляют нефть в Европу, распаковав свои стратегические запасы.

Пока американцы бьют исторические рекорды по отгрузке стратегических запасов нефти, лидеры стран G7 разрабатывают механизмы снижения цены на российскую нефть. Среди мер — запрет на услуги по морским перевозкам российской нефти и нефтепродуктов по всему миру, за исключением нефти, закупленной по установленной цене (намного более низкой, разумеется).

Сработает ли это? Пока результатом санкций, контрсанкций и санкций на контрсанкции, вводимых всеми участниками процесса, стали повсеместная инфляция (охватившая почти все, если не вообще все страны), нехватка продовольствия в третьих странах из-за сокращения программ помощи развитыми государствами и откладывание одной из лучших целей, которую можно было поставить перед промышленностью, — стремление к нулевым выбросам  $CO_2$  и безуглеродной энергетике, что демонстрирует коллективную неспособность регулировать происходящие в мире процессы.



## ГОСДУМА РАСШИРИЛА ПЕРИМЕТР НДД

Рейтинги Neftegaz。RU

Экспорт американского сжиженного природного газа в Европу

с марта вырос на 75% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Смогут ли Соединенные Штаты Америки

Спасет ли американский СПГ Европу

Да, для достижения этой цели страны Евросоюза

создали Энергетическую платформу ЕС, ее работа

скоординирует действия по обеспечению надежных

и диверсифицированных энергетических поставок

Нет, Европа зависима от российского газа, в 2021 г.

Да, в 2022 г. поставки СПГ из США должны вырасти

Нет, после пожара на заводе Freeport LNG

экспорт СПГ из США резко снизился, суточные

Европа испытывает сложности с импортом энергоресурсов,

нефти. Какая страна сможет взять на себя обязательства

по обеспечению бесперебойных поставок нефти для

Какой экспортер заменит

положительный результат

Поставки будут максимально

диверсифицированными

с нефтью в Европу

особенно неопределенно выглядят перспективы по поставкам

российскую нефть на европейском

Иран, если переговоры по ядерной сделке дадут

США, они уже отправили несколько танкеров

Польша, Р. Хабек и А. Москва обсуждали

возможность поставок нефти по МГП «Дружба»

ЕС получил из России 150 млрд м³ газа не считая

стать тем поставщиком, который спасет Европу от газового

от энергетического кризиса?

дефицита?

на 15 млрд м<sup>3</sup>

отгрузки упали на 14%

европейских потребителей?

рынке?

### Екатерина Свинцова

Госдума приняла закон о расширении применения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД) на ряде месторождений, которые нерентабельны в действующей системе налогообложения.

В рамках третьей группы месторождений (brownfields) на систему НДД могут перейти 39 участков. Принятый закон с 1 января 2023 г. расширяет этот перечень до 69 участков и добавляет Томскую и Омскую область в периметр действия НДД.

В третью группу НДД добавлены участки Роснефти (Угутский, Кальчинский, Солкинский (юг), Северо-Тарасовский, Майский, Люкпайский), ЛУКОЙЛа (Ватьеганский, Юго-Восточная часть), Сургутнефтегаза (Тянский, Жумажановский, Аригольский, Западно-Аригольский), Газпром нефти (Крапивинский, Вынгапуровский, Северо-Янгтинский, Умсейский), ННК (Северо-Варьеганский, Средненюрольский, Пермяковский, Ай-Еганский, Хвойный) и Печоранефтегаза (Южно-Тэбукский, Сотчемьюское, Сосновское, Северо-Ираельская площадь, Сороминский, Туль-Еганский).

При отборе участков исходили из необходимости максимально заполнить предложенный Минфином суммарный объем добычи нефти на участках недр до 15 млн т для третьей группы НДД с возможностью перераспределения долей заинтересованных нефтяных компаний внутри указанной квоты.

Также принятый закон расширяет количество участков по четвертой группе НДД с 32 до 88 и добавляет в периметр разработки Томскую область. Согласно данным реестра Росгеолфонда, речь идет о двадцати одном участке Роснефти, восьми участках Сургутнефтегаза, трех участках Газпром нефти и одном участке ННК.

Система НДД применяется с 1 января 2019 г. к пяти группам месторождений. По итогам первого года добыча нефти на участках, вошедших в пилотные проекты, увеличилась на 2,9 млн т в год, в том числе на отдельных месторождениях более чем на 10%, а общие капитальные вложения выросли более чем на 110 млрд руб. ●

8 ~ Neftegaz.RU [7]

## ОРГАНИЗАТОРЫ:







**МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «TATOILEXPO-2022»** 

в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума

**АВГУСТА** 

1 - 2 2022





## ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

Пленарное заседание Научно-технические конференции Круглые столы



## ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ

Выставка TatOilExpo-2022 Семинары и лекции Зона стартапов



## СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Дни поставщиков Биржа деловых контактов Зоны для неформального общения

## ALI

Разведка и добыча нефти и газа



Переработка нефти и газа. Нефтехимия, газохимия



Строительство и обустройство месторождений



СПГ: оборудование, транспорт, распределение и использование, инвестиции



IT-технологии в нефтегазовой отрасли



Автоспецтехника для транспортировки нефти, нефтепродуктов и сжиженного газа



Реализация нефти, газа и нефтепродуктов. АЗС



Системы автоматизации. Контрольно-измерительные приборы



Кабельная продукция. Сварочное оборудование



Экологическая, промышленная и пожарная безопасность. Охрана труда



Трубы и трубопроводы. Запорно-регулирующая арматура



**TATOILEXPO.RU** 

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ













Oshan poveka akyuú

Bowoop bu npezwerma Tazobbil boútebe

Banyck reoboro npouzhodemba

Cuuhrue Kanumarob

Hobbiú waba Pocreymu

Yerebe rea relymb

## Baker Hughes отзывает своих инженеров, больше всех не повезло «Арктик СПГ-2»

Компания Baker Hughes отзывает сервисных инженеров с российских СПГ-проектов: «Сахалин-2» Газпрома и «Ямал СПГ» НОВАТЭКа, а также проектных инженеров со строящегося «Арктик СПГ-2».



В отношении последнего также прекращена поставка оборудования, включая газовые турбины LM 9000, от поставок этого оборудования зависят не только сроки завершения строительства первой линии, но и возможность пусконаладки и дальнейшей эксплуатации оборудования. Всего для проекта необходимо шесть таких турбин, заменить оборудование похожим не получится, т.к. линии проекта спроектированы именно под этот типоразмер. По мнению эксперта, приводимому газетой Коммерсант, в РФ производство турбин, которые используются на Сахалине и Ямале, не локализовано и другими компаниями такие турбины не производятся, а наиболее серьезные проблемы могут возникнуть с обслуживанием деталей горячего тракта – камеры сгорания и первых ступеней турбины.

## Газ, от которого отказалась Европа, направят на внутренний рынок

В условиях санкционного давления Запада развитие внутреннего рынка и его стабильное снабжение объявлено одной из ключевых задач развития российского ТЭК. Основными путями стимулирования внутреннего спроса на природный газ в России являются развитие газификации и рынок ГМТ. А. Миллер заявил, что стопроцентная газификация к 2030 г. обеспечит прирост поставок газа в объеме 20 млрд м<sup>3</sup> в год.



Рынок ГМТ добавит еще около 10 млрд м<sup>3</sup> газа в год. В ходе ПМЭФ-2022 большое внимание уделялось развитию газификации регионов, в первую очередь Арктического и Дальневосточного, использование угля и мазута ухудшает экологическую обстановку.

Минэнерго прорабатывает варианты газификации полностью отапливаемой мазутом Мурманской области, которая обойдется более чем в 300 млрд руб.

Рассматриваются два варианта строительство газопровода и регазификационного терминала с поставкой СПГ. В Красноярском крае газифицирован только северный Норильский промышленный район, газ для которого поставляют дочки Норникеля, остальная территория получает электроэнергию за счет ГЭС или ТЭЦ, работающих

## Enel продает долю в российской дочке

Enel продаст свою долю участия (56,43%) в генерирующей компании Энел Россия ЛУКОЙЛу и инвестфонду Газпромбанк-Фрезия.

Закрытие сделок ожидается в третьем квартале 2022 г., общая сумма - 137 млн евро. Новым акционерам будет передано 5,6 ГВт традиционных и 300 МВт возобновляемых мощностей.



Производственными филиалами Энел Россия являются Конаковская, Невинномысская и Среднеуральская ГРЭС.

Компания также запустила Азовскую ВЭС на 90 МВт, в высокой степени готовности находится Кольская ВЭС на 201 МВт.

Бизнес в России составляет не более 1% от общего объема деятельности Enel, а российские активы не полностью укладываются в зеленую стратегию компании.

Втораж ветка ВСТО Продазвеа квот

богуганскай ГЭС запущна

Дошни руки до Арктики

Кик на газ

Северный поток достроими



## Трехстороннее СП для производства удобрений

УралХим, Казахмыс (Казахстан) и Узбекхимия (Узбекистан) создали СП по производству удобрений в Узбекистане. Общая сумма инвестиций 1,5 млрд долл., ожидаемый эффект к 2028 г. -7 млн т удобрений и 600 тыс. т аммиака в год. Ранее обсуждались совместные проекты, в том числе - вхождение российских



инвесторов в капитал действующих предприятий, а также создание новых консорциумов. Речь шла о поставках казахского фосфатного сырья на узбекские заводы и запуск производства новых видов удобрений. В конце прошлого года президент Казахстана К.-Ж. Токаев

объявил о планах Казфосфата построить завод по производству фосфорных и комплексных удобрений в Узбекистане. Власти Узбекистана заявляли о намерении привлечь УралХим к реализации в стране проектов по производству сложных удобрений.

## Великобритания спрячет **УГЛЕРОД В СЕВЕРНОМ МОРЕ**

Переходное управление Северного моря (NSTA) запускает первый в Великобритании раунд лицензирования на пользование недрами с целью хранения углерода с 13 потенциальными областями. Новые зоны хранения углерода, наряду с 6 уже выданными лицензиями, могут внести значительный вклад в достижение цели хранения от 20 до 30 млн т СО₂ в год к 2030 г. Участки недр, предлагаемые для лицензирования, находятся у побережья Абердина, Тиссайда, Ливерпуля и Линкольншира и состоят из смеси засоленных водоносных горизонтов и резервуаров истощенных запасов нефти и газа. NSTA заявило, что этот раунд должен стать первым из многих, поскольку для достижения

цели по нулевому чистому выбросу к 2050 г. Великобритании может потребоваться до 100 хранилищ

## Российская нефть для русских

Госдума РФ в финальном чтении приняла законопроект, запрещающий выдачу лицензий на разработку недр иностранным компаниям. Законопроект предполагает, что пользователями недр могут быть юридические лица, созданные в соответствии с законодательством РФ, и индивидуальные предприниматели, являющиеся гражданами РФ.



В течение 30 дней с момента вступления новых норм в силу иностранные юридические лица будут уведомлены о необходимости передать право пользования участком недр российскому юридическому лицу. Для продолжения своей деятельности иностранные недропользователи обязаны в течение 90 дней создать юридическое лицо в соответствии с законодательством РФ. Кроме того, принятый закон предоставляет РЖД без аукциона право пользования участками недр местного значения при добыче общераспространенных полезных ископаемых (песок, галька, щебень), которые могут использоваться только для проведения строительных работ по инфраструктуре ж/д транспорта.

10 ~ Neftegaz.RU [7] [7] Neftegaz.RU ~ 11 Газпром заявил о сокращении поставок газа по МГП Северный поток

ДО 1 0 6 МЛН М<sup>3</sup>/ СУТКИ

Производство нефтепродуктов в РФ в мае снизилось

при запланированных

**167** млн м<sup>3</sup>/сутки



.....

На U, b % сократилась добыча угля

В РОССИИ, перевалка в портах

на 6,8 %, до 77,7 млн т

Биржевая стоимость бензина АИ-92 впервые с мая превысила

40 Тыс. руб. за тонну

Казахстан может увеличить добычу нефти в 2025 году МЛН ТОНН

До 10000 барр нефти/сутки упала добыча в Ливии

Ha 28,9 %

[asunom chasan akcoont]

Газпром снизил экспорт в страны дальнего зарубежья за 1-е полугодие 2022 г.

Китай в мае 2022 г. увеличил импорт нефти из России

55%,

в годовом сравнении

Добыча сланцевой нефти в США в июле 2022 г. может вырасти На 16%

По газу ожидается рост добычи менее чем на 1%

Грузопоток по Северному морскому пути хотят увеличить

<sup>40</sup> 100 млн т/ год **50,24** % составил уровень

что на 9,8 п.п. выше по сравнению с показателем на аналогичную дату 2021 г.

заполненности ПХГ в ЕС,

ЗОЗаправочных станций

планирует ввести в эксплуатацию Газпром газомоторное топливо до конца 2022 г.

Еще **10 СТАНЦИЙ** планируют ввести по франчайзинговой программе

На 75%
Великобритания сократила объемы импорта российского газа

К концу **2022** Г. она полностью прекратит импортировать ископаемое топливо из РФ

В периметр НДД вошли

Высоковыработанных

месторождений и месторождений высоковязкой нефти

Татнефть намерена к 2030 г. довести долю нетопливного бизнеса в структуре операционной прибыли

**20**%

ФАС зарегистрировала повышение регулируемых цен на газ Газпрома для промышленности в России

На **Б** % 3 % для населения – на **3** %

Италия сократила зависимость от газа из России ДО 25 %

Индия предоставила сертификаты безопасности

Heфтеналивным танкерам SCF Management Services



увеличился экспорт СПГ из США в Европу

Ha 00 %

должны быть заполнены подземные хранилища EC к 1 ноября 2022 г.



# ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

## Современное состояние технологий

ЕЖЕГОДНО КОЛИЧЕСТВО ТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИСТОЩАЕТСЯ, А ИХ КАЧЕСТВО УХУДШАЕТСЯ. СОГЛАСНО СТАТИСТИКЕ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ СО РАН, С КАЖДЫМ ГОДОМ НАБЛЮДАЕТСЯ СНИЖЕНИЕ ДОЛИ КРУПНЕЙШИХ МАКРОРЕГИОНОВ В ОБЩЕЙ СТРУКТУРЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ РФ. В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ЭТО СВЯЗАНО С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ ВЫРАБОТАННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТЬЮ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ. ДАННЫЙ ФАКТ СТАВИТ ДЛЯ СОВРЕМЕННОЙ РОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НОВЫЕ ЗАДАЧИ ПО ВОВЛЕЧЕНИЮ В РАЗРАБОТКУ ТРИЗ, РАЗРАБОТКА КОТОРЫХ ПРИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ ДОБЫЧИ НЕРЕНТАБЕЛЬНА. НА ДАННЫЙ МОМЕНТ ВСЕ БОЛЬШЕЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ОДНАКО ПРИСУЩИЕ ИМ СВОЙСТВА — ВЫСОКАЯ ВЯЗКОСТЬ И НИЗКАЯ ПОДВИЖНОСТЬ НЕФТИ В ПЛАСТЕ — ЗАТРУДНЯЮТ ПРОЦЕСС ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, А СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕ НАХОДЯТ ШИРОКОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВВИДУ ВЫСОКИХ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПРЕДСТАВЛЯЮТ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ТРИ ГРУППЫ ТЕХНОЛОГИЙ: ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ, ТЕПЛОВЫЕ И КОМБИНИРОВАННЫЕ, РАБОТАЮЩИЕ ПО ПРИНЦИПУ СИНЕРГИИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ

EVERY YEAR TRADITIONAL OIL RESERVES IS GETTING DEPLETED, AND THEIR QUALITY IS DETERIORATING. ACCORDING TO THE STATISTICS GIVEN IN THE REPORT OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES, THE SHARE OF THE LARGEST MACROREGIONS IN THE RUSSIAN OVERALL STRUCTURE OF OIL PRODUCTION IS DECREASING EVERY YEAR. FIRST OF ALL, THIS IS RELATED TO THE HIGH LEVEL OF FIELD DEVELOPMENT AND HIGH LEVEL OF WATER-CUT. THIS FACT POSES NEW CHALLENGES FOR THE MODERN RUSSIAN INDUSTRY TO DEVELOP HTR RESERVES, THE DEVELOPMENT OF WHICH IS NOT PROFITABLE WITH THE EXISTING PRODUCTION TECHNOLOGIES. AT THE MOMENT, INCREASING ATTENTION IS BEING PAID TO THE EXTRACTION OF HIGHLY VISCOUS AND EXTREMELY VISCOUS OIL. HOWEVER, THE INTRINSIC PROPERTIES OF HIGH VISCOSITY AND LOW OIL MOBILITY IN THE RESERVOIR MAKE IT DIFFICULT TO EXPLOIT DEPOSITS, AND THE EXISTING TECHNOLOGIES ARE NOT WIDE-SPREAD DUE TO HIGH CAPITAL INVESTMENT. THE AUTHORS OF THE ARTICLE PRESENT AN OVERVIEW OF THE EXISTING RUSSIAN AND FOREIGN TECHNOLOGIES FOR THE PRODUCTION OF HIGHLY VISCOUS AND EXTREMELY VISCOUS OIL. THE ARTICLE CONSIDERS THREE GROUPS OF TECHNOLOGIES: PHYSICO-CHEMICAL, THERMAL, AND COMBINED TECHNLOGIES, BASED ON THE PRINCIPLE OF SYNERGY OF PHYSICO-CHEMICAL AND THERMAL TECHNOLOGIES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: трудноизвлекаемая нефть, высоковязкая нефть, сверхвязкая нефть, увеличение нефтеотдачи, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения, физико-химические МУН, тепловые МУН, комбинированные МУН.

## Раупов Инзир Рамилевич

доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, к.т.н.

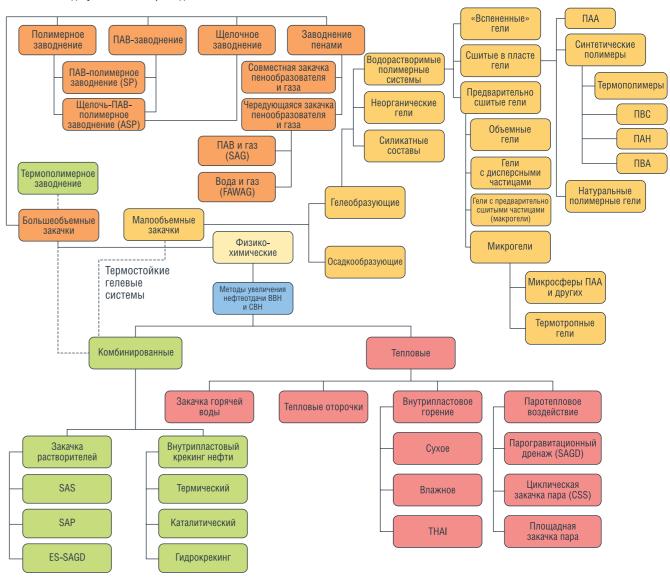
### Сытник Юлия Андреевна

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет

Около 3,3 млрд т российских запасов нефти приходится на высоковязкую (ВВН) и сверхвязкую нефть (СВН), что составляет 22% от всех российских запасов [33]. При этом в структуре добычи «трудноизвлекаемой нефти» доля ВВН и СВН не превышает 3% по ряду причин: недостаточного налогового стимулирования отрасли государством в отношении вязких нефтей, высоких эксплуатационных затрат, специфики существующих внедренных технологий и экологических рисков добычи нефти.

Общепринято понимать под месторождениями ВВН и СВН запасы залежей, отличающиеся сравнительно неблагоприятными физическими свойствами флюида (высокая вязкость и низкая подвижность нефти в пласте), разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна. Согласно российской классификации запасов высоковязкой считается нефть с показателем вязкости 30-200 мПа · с, а сверхвязкой более 200 мПа · с.

### РИС. 1. Методы увеличения нефтеотдачи



Российский опыт разработки месторождений ВВН и СВН демонстрирует количественное преимущество тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН). У тепловых МУН существует ряд недостатков, в связи с которыми добыча ВВН и СВН в России является практически нерентабельной. Данные методы относят к наиболее энергоемким в виду большого количества генерируемого теплоносителя из-за их низкого охвата залежи и капиталоемким по причине больших затрат на генерацию тепловых агентов.

Таким образом, большинство скважин, эксплуатирующих залежи ВВН и СВН работают с низкой рентабельностью. В этой связи можно выделить две дальнейшие стратегии для добывающих предприятий России в отношении

СВН и ВВН: сокращение затрат на подготовительные и промежуточные процессы закачки теплоносителей в рамках уже действующих технологических процессов или развитие существующих и внедрение новых технологий. В настоящей работе особое внимание уделяется тепловым, физикохимическим и комбинированным МУН как одним из наиболее перспективных в отношении добычи ВВН и СВН (см. рис. 1).

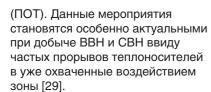
## Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи

Известно, что на сегодняшний день водонефтяной фактор (ВНФ) на традиционных коллекторах составляет около 3, однако в случае эксплуатации залежей с ВВН и СВН этот показатель

ухудшается примерно в 10 раз. Таким образом, с целью снижения эксплуатационных издержек предприятий, связанных с ведением водного хозяйства, одними из наиболее эффективных технологий являются физико-химические (ФХМУН). Практически все ФХМУН можно по масштабу применения разделить на малообъемные и большеобъемные закачки.

### Малообъемные закачки

Малообъемные закачки применяются для перекрытия отдельных высокопроницаемых интервалов пласта и, как следствие, подключения в разработку ранее недренируемых областей путем проведения водоизоляционных работ (ВИР): выравнивание профиля приемистости (ВПП), ограничение водопритока (ОВП) и потокоотклоняющие технологии



- 1. К гелеобразующим относят реагенты, способствующие образованию пространственных гелеобразных систем с неорганической или органической твердой фазой высокой степени дисперсности с водной или неводной дисперсной средой. Различают гелеобразующие реагенты по типу формируемого из них состава:
- Силикатные составы. Взаимодействуют, как правило, с ионами поливалентных металлов или с другими агентами с образованием гелеобразных систем или водорастворимых осадков CaSiO<sub>3</sub>, MgSiO<sub>3</sub>, Mg(OH)<sub>2</sub>, Са(ОН)<sub>2</sub>. Одним из широко используемых на сегодняшний день реагентов ВИР является жидкое стекло (ЖС). В кислой среде ЖС образует коллоидные растворы кремниевой кислоты, со временем золи переходят в гели. Гели, образованные в кислой среде, более прочные, чем структурированные в щелочной. Растворы жидкого стекла имеют низкую вязкость и способность к фильтрации при пониженной проницаемости  $(0,01-0,03 \text{ мкм}^2)$ , образуют устойчивые и достаточно прочные гели, стабильные до 200°C и более (в лабораторных условиях).
- Неорганические гели. К ним относится ГАЛКА-термогель-С, образующийся в ходе гидролиза солей алюминия, карбамида и воды. Составы «РОМКА», «МЕТКА» получены на основе водных растворов метилцеллюлозы, роданистого аммония и карбамида [24].
- Водорастворимые полимеры.
   Полимерные гелевые системы обычно состоят

из водорастворимого полимера или мономеров со сшивателями и вспомогательных реагентов. При ВИР пластов с ВВН и СВН, разрабатываемых с применением тепловых агентов, обязательным условием является термостабильность полимерных составов. В окружении нагнетательной скважины (НС) наблюдается максимальная температура, а по мере удаления рабочего агента от НС требования к термостойкости растворов полимеров уменьшаются пропорционально падению температуры.

Полимерные системы, сшиваемые в пласте (первая группа технологий), в виде раствора геланта закачивают в целевые зоны, где после определенной временной выдержки они образуют трехмерные структуры в пористой среде [19]. К данной группе относятся полимергелевые системы на основе полиакриламида (ПАА), синтетических (неорганических) полимеров (полиакрилнитрил, поливиниловый спирт, терполимеры и др.) и природных полимеров, сшиваемых в пласте солями трехвалентных металлов.

Вторая группа технологий включает предварительно сформированные гели, сшиваемые на дневной поверхности перед непосредственной закачкой, которые делятся на четыре типа: предварительно сформированные объемные гели, гели с предварительно сшитыми частицами, микрогели [25, 32] и гели с дисперсными частицами. Практически 20 лет такие технологии успешно применяются на месторождениях Китая и США [5, 20]. На месторождениях Западной Сибири в условиях высоких пластовых температур применялись технологии предварительно сшитых полимерных систем «РИТИН-10», «Темпоскрин» [6] и ряд других.

Также известна технология «Bright water», механизм работы которой состоит в закачке в пласт субмикронных частиц (0,1–1 мкм), увеличивающие свой размер в 5–10 раз в пластовых условиях.

Водонабухающие гели с предварительно сшитыми частицами и микрогели, содержащие водопоглощающие карбоксильные (-СООН) и амидные (-CONH<sub>2</sub>) группы, обладают эластичностью и прочностью, достаточной для того, чтобы блокировать каналы воды в нефтяных пластах и ограничивать добычу воды. Гели с предварительно сшитыми частицами широко применяются на нефтяных месторождениях для контроля охвата пластов заводнением из-за простоты в приготовлении и закачки, а также контроля качества геля по сравнению с традиционными полимерными гелями, сшиваемыми в пласте [10]. Микрогели и наногели представляют собой чаще всего обратные эмульсии [25]. Граничными условиями применения таких технологий являются минерализация пластовой воды не более 250 мг/л, проницаемость породы не менее 0,1 мкм<sup>2</sup>.

В третью группу технологий выделены вспененные гели, применяемые с целью увеличения вытесняющей способности воды. Такие системы в основном применяются в рамках проведения большеобъемных закачек при заводнении пенными системами. Однако имеется опыт применения пен в рамках ВПП и ОВП [9, 11]. Эффективность использования вспененных гелей для ВИР связана со спецификой образования пространственной структуры геля в пористой среде: система обладает свойствами пен (глубоко проникает вглубь пласта, улучшает вытесняющую способность воды) и свойствами непроницаемых гелевых систем (перераспределяет потоки воды в пласте, увеличивает охват заводнением). Для поддержания пространственной структуры пены, в раствор добавляют полимеры акриловых кислот и сшиватели. Образование пенной системы в пласте происходит насыщением оторочки пенообразователя газом, поэтому становится возможным утилизация углекислого и попутного газа, а также уходящих газов промышленных

предприятий. Необходимо отметить, что «вспененные гели» на сегодняшний день являются слабо изученными системами и в то же время достаточно перспективными.

2. Осадкообразующие реагенты формируют в пластовых условиях непроницаемый барьер, путем выпадения нерастворимого осадка в водонасыщенных зонах при взаимодействии компонентов состава друг с другом, с компонентами нефти, с солями пластовых вод. В основном предполагается закачка солей FeSO<sub>4</sub>, Me<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub> (где металл – одновалентный щелочной металл), которые, реагируя между собой в водной среде, образуют гидрат закиси железа и силикагель. В результате гидролиза в обводненных зонах пласта образуется осадок гипаносернокислой смеси, кремнийорганических соединений (силаны). Наиболее прочный экран создают кремнийорганические олигомеры. Недостатками данных технологий являются: низкая проникающая способность в глубь пласта, а также слабая устойчивость к воздействию высоких температур по сравнению с гель-системами.

### Большеобъемные закачки

Большеобъемные закачки имеют следующие основные механизмы работы в отношении добычи ВВН и СВН. Первый заключается в загущении нефтевытесняющей воды с целью уменьшения ее подвижности относительно нефти. Второй механизм направлен на снижение межфазного натяжения на границе раздела водный раствор – нефть с образованием микроэмульсии. Третий направлен на доотмыв нефти с поверхности породы. Специфика большеобъемных закачек состоит в непрерывном нагнетании химического агента с последующим созданием равномерного фронта вытеснения нефти в продуктивном пласте.

На сегодняшний день существуют три наиболее широко применяемых технологии в отношении добычи ВВН и СВН: полимерное заводнение (ПЗ), ПАВ-полимерное заводнение (ПАВ-ПЗ), щелочь-ПАВ-полимерное заводнение (щелочь-ПАВ-ПЗ).

1. *Полимерное заводнение*. Особенностью данной технологии

является увеличение вязкости воды относительно нефти с улучшением вытесняющей способности нефти водой. Для реализации технологии полимерного заводнения применяют высокомолекулярные полимеры акрилового ряда. Среднее содержание ПАА составляет 0,05–2,5 масс. % [26].

Одним из ключевых критериев выбора того или иного мономера полимеров для приготовления состава целевой вязкости являются термобарические условия. Для выдержки целевой температуры используют специальные присадки мономеров, например, акриламидтрет-бутилсульфонат (ATBS) или n-винилпирролидон (NVP).

в случае перехода с цикла традиционного заводнения вновь на полимерное.

- Высокая стоимость полимеров. В России существуют сложности в производстве полимеров с высокой молекулярной массой, связанные с отсутствием мощностей по их синтезу в промышленном масштабе.
- По этой причине стоимость внедрения технологии на промыслах РФ будет высокой из-за импорта полимеров из других стран. Основными производителями полимеров являются: Франция (SNF), Китай (Hengju, Tianrun), Германия (BASF), США (Surtec) и т.д.

За рубежом реализованы более 300 успешных программ по полимерному заводнению и его модификаций на месторождениях ВВН и СВН, развернуты масштабные проекты на месторождениях Канады и Китая. В России полимерное заводнение и его модификации проводились только в рамках четырех пилотных испытаний

Анализируя технологии полимерного заводнения на залежах ВВН и СВН, можно выделить следующие преимущества: возможность применения технологии на месторождениях нефти с вязкостью до 8000 мПа ⋅ с (опыт месторождения Пеликан Лейк, Канада); равномерная выработка запасов без образования языковых прорывов воды; возможность внедрения «методов экологически осознанного менеджмента» минимальное воздействие полимера на окружающую среду; возможность применения в слабосцементированных породах [13, 31].

В то же время стоит выделить ограничения применимости данной технологии:

• Образование языковых прорывов воды в случае повторного внедрения полимерного заводнения сразу после традиционного заводнения. Данное явление можно охарактеризовать как «технологическая игла», с которой будет практически невозможно переключиться без издержек добываемой продукции

- Высокая адсорбция полимера на поверхности горной породы, особенно с глинистыми включениями, что требует использовать дорогостоящие модифицированные виды полимеров, например, с использованием добавок, таких как ATBS или NVP.
- Частичная или полная потеря приемистости из-за некачественно подготовленной воды, плохого качества полимера и неоптимально подобранного содержания полимера.
- Эффективность полимерного заводнения снижается с увеличением проницаемости более 1,5–2,0 мкм² [28].
- Деструкция полимера в условиях повышенной минерализации пластовых вод и высоких пластовых температур.
- Необходим специальный комплекс установок по хранению, подготовке, приготовлению раствора и закачке его в пласт.

Отметим, что за рубежом реализованы более 300 успешных программ по полимерному заводнению и его модификаций на месторождениях ВВН и СВН,

развернуты масштабные проекты на месторождениях Канады (Пеликан Лейк, Литл Боу, Маннвиль В и др.) и Китая (Дацин, Джилин Гонгганг и другие) [7, 14]. Однако в России полимерное заводнение (и его модификации) проводились только в рамках четырех пилотных испытаний на месторождениях Западно-Салымское (один проект), Восточно-Мессояхское (2 проект) и Москудьинское (один проект).

2. Заводнение растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Существует два основных механизма работы заводнения растворами ПАВ. Первый состоит в снижении поверхностного натяжения на границе раздела нефть-порода, которое приводит к доотмыву нефти, ее захвату и выносу в общий поток воды. А второй механизм заключается в снижении межфазного натяжения на границе раздела фаз водный раствор – нефть для образования микроэмульсии. КИН при ПАВ-заводнении достигает до 0,5 д.ед. [3].

Основными недостатками закачки водных растворов ПАВ является высокая стоимость реагентов и чувствительность растворов ПАВ к повышенной минерализации и высоким температурам. Ввиду высокой адсорбции ПАВ на горной породе и его выносом в общий поток флюидов без совершения полезной работы, в целях сохранения свойств ПАВ и снижения его потерь и, как следствие, сокращения эксплуатационных затрат вводят растворы щелочи. Такая технология получила название ПАВ-щелочное заводнение. Наибольший эффект в отношении добычи ВВН и СВН достижим при добавлении цикла закачки полимерного раствора к «холостому» ПАВ-заводнению или циклов закачки щелочи, ПАВ и раствора полимера.

ПАВ-полимерное заводнение заключается в закачке растворов ПАВ (вместе с сорастворителями, стабилизаторами и т.д.) и полимеров для достижения синергетического эффекта в отношении добычи нефти. При ПАВ-ПЗ заводнении содержание ПАВ, как правило, составляет до 2 масс. %. Однако на рынке появляются современные ПАВ, способные проявлять свои свойства при более низких концентрациях (<0,5 масс. %). Увеличение КИН может составлять до 18% [18].

Наибольшее распространение технология ПАВ-ПЗ получила в Китае, с 2003 года было проведено более 10 пилотных проектов, среди которых были промышленные работы по добыче ВВН. В работе [18] отмечаются результаты ПАВ-ПЗ на месторождении Даганг и на месторождении Шенгли, вязкость нефти которых в пластовых условиях составляла 33,7 и 66,9 мПа⋅с соответственно. На опытных участках месторождений Даганг и Шенгли дополнительная добыча нефти составила 12 и 10% соответственно от геологических запасов.

Для глинизированных коллекторов используют катионные ПАВ вследствие низкой адсорбции на поверхности породы Неионогенные ПАВ (НПАВ) обладают способностью хорошо растворяться в пластовых водах, не давая осадка. В качестве НПАВ широко применяют оксиэтилированные алкилфенолы (Hostapal CV, Nonal, Syptopan), сульфонолы, сульфоэтоксилаты, алкил-сульфонаты, реагенты ряда ОП (ОП-4, ОП-10). Обосновано, что совместное применение неионогенных и ионогенных ПАВ приводит к созданию более

Наибольшее распространение технология ПАВ-ПЗ получила в Китае, с 2003 года было проведено более 10 пилотных проектов, в том числе промышленные работы по добыче ВВН

закачку растворов щелочи, ПАВ и полимера, которые позволяют увеличить нефтеотдачу до 30%. Известно успешное применение щелочь-ПАВ-ПЗ на месторождении Муни в Канаде, где добывается нефть с плотностью 959 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 150-1500 мПа⋅с из низкотемпературного пласта с глубиной залегания 900 м [21]. На 2014 год дебит нефти составлял 400 м<sup>3</sup>/сут при приемистости НС в среднем 1600 м<sup>3</sup>/сут. Оторочка щелочи была представлена водным раствором Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (1,25 масс. %), оторочка ПАВ – анионногенной группой (0,15 масс. %), а в качестве водного раствора полимера использовали частично гидролизованный полиакриламид (2200 мг/л).

К ограничениям применения щелочь-ПАВ-ПЗ можно отнести: большие расходы реагентов и высокие капиталовложения из-за применения комплексных технологических установок. Так, например, на месторождении Муни в сутки необходимо использовать около 55 тонн угленатриевой соды, 11 тонн сухого полимера и 7 м³ ПАВ [21]. И в сравнении с ПАВ-ПЗ технологические установки щелочь-ПАВ-ПЗ стоят в 2—3 раза дороже в связи с необходимостью умягчения воды [25].

В породах, сложенными песками и песчаниками, широко применяют анионные ПАВ.

Щелочь-ПАВ-ПЗ представляет собой закачку растворов щелочи, ПАВ с целью создания синергетического и полимера, которые позволяют увеличить нефтеотдачу до 30%. Известно успешное применение стабильной водонефтяной эмульсии. С целью создания синергетического эффекта используют следующие композиции: Сепавет, Нефтенол, СНПХ-95 и др.

Заводнение растворами ПАВ в рамках как самостоятельной технологии, так и в рамках щелочь-ПАВ-ПЗ, ПАВ-ПЗ осуществляется как при малых содержаниях ПАВ, так и при больших с образованием мицелл при критической концентрации мицеллообразования.

3. Пенное заводнение. Существуют два основных механизма образования пены в пористой среде. Первый заключается в одновременной закачке газа и пенообразователя в пласт, а второй – в чередующейся закачке газа и пенообразователя: «Surfactant alternating gas» (SAG) и «Foam assisted water altering gas» (FAWAG) FAWAG является разновидностью технологии чередующейся закачки воды и газа «Water altering gas» (WAG), которая в основном направлена на разработку вязких нефтяных оторочек с подстилающей водой и газовой шапкой [17].

Пеной может быть дисперсная система, имеющая ячеистопленочную сотообразную (эдритическую) структуру. Способность пены сохранить свою специфичную структуру (долговечность) является одним из главных критериев дисперсной системы. На долговечность пен

влияют природа и содержание применяемых пенообразователей, их дисперсность, минерализация и водородный показатель растворов пенообразователей, совместимость раствора с пластовыми флюидами, термодинамические условия и др. Долговечность пены увеличивается по мере удлинения углеродной цепи нефти: пена наиболее стабильна при контакте с более вязкой нефтью.

Механизмы образования и разрушения пены во многом зависят от соотношения размеров пор и трещин, от физикохимических свойств нефти. Пена в пористых средах представляет собой дисперсную газовую фазу в непрерывной водной среде, состоящей в основном из тонких пленок – ламелей. В пористой среде пена формируется посредством закачки диоксида углерода, азота, водяного пара и других газов в непрерывную водную среду, содержащую ПАВ. В последнее десятилетие уделяется внимание технологии закачки в водный раствор ПАВ диоксида углерода в качестве компонента пенообразования [4].

По опыту применения пенного заводнения в СССР, США и Норвегии увеличение коэффициента нефтеотдачи может достигать 20% [17].

В качестве основных пенообразователей можно выделить три группы реагентов: низшие и средние гомологи — спирты и жирные кислоты; вещества, растворимые в воде, образующие коллоидные и полуколлоидные растворы; вещества, нерастворимые в воде и образующие на ее поверхности мономолекулярные пленки при испарении капли раствора в летучем неполярном растворителе углеводорода.

## Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Тепловые МУН повышают нефтеотдачу за счет гидродинамического и термодинамического воздействия. Тепло в пластовых условиях оказывает влияние на компонентный состав нефти изменяет физико-химические и фильтрационные характеристики: уменьшение вязкости нефти, увеличение

ее подвижности, ослабление структурно-механических свойств, снижение толщины граничных слоев, улучшение условий для капиллярной пропитки, переход компонентов нефти в газообразное состояние, улучшение условий смачиваемости вытесняющего агента. К недостаткам всех тепловых методов можно отнести: теплопотери по стволу скважины и в пласте (тепло уходит в кровлю и в подошву), отложенный во времени эффект от применения технологий из-за постепенного продвижения теплового фронта.

Тепловые методы принято классифицировать по типу рабочего агента на три группы: закачка горячей воды, нагнетание пара, внутрипластвое горение. По масштабу воздействия все тепловые методы можно разделить на «точечные» и площадные обработки пласта.

## Термозаводнение

При нагнетании горячей воды прогревается призабойная зона пласта до температуры 90-100°C. Закачка данного теплоносителя в пласт наиболее актуальна при разработке глубокозалегающих залежей, в т.ч. глинистых коллекторов, где требуется нагнетании горячей воды под высоким давлением. Существует также необходимость в термозаводнении на месторождениях с маловязкой нефтью, где температура насыщения нефти парафинами практически равна начальной пластовой температуре. Например, на месторождении Узень (Казахстан) за счет нагнетания горячей воды в пласт КИН увеличился на 12% [27].

Данная технология наиболее эффективна при циклической закачке горячей и холодной воды. По мере продвижения теплового фронта горячая вода отдает часть своего тепла холодной воде, что снижает затраты на генерацию теплоносителя.

## Закачка насыщенного или сухого пара

Чем суше водяной пар, тем больше его энтальпия, а значит, выше эффективность прогрева. На промысле сухость пара может достигать 80%. Эффективность закачки пара определяется

паронефтяным отношением (ПНО). Технология считается успешной если ПНО < 3 [27].

- Площадная закачка пара заключается во фронтальном вытеснении нефти из пласта. Основными факторами, увеличивающими нефтеотдачу, можно выделить снижение вязкости нефти, термоупругое расширение пластовых флюидов, интенсификацию капиллярной пропитки водой. Однако у площадной закачки паром существует ряд недостатков: низкие темпы отбора нефти, высокое ПНО (>5), прорывы теплоносителя по разломам и трещинам, низкая технологическая эффективность в пластах с толщиной менее 10 м при наличии зон низкой проницаемости (<10·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>).
- Циклическая закачка пара (ПЦО) является одной из самых распространенных технологий МУН на залежах ВВН и СВН, заключающихся в периодическом нагнетании пара в добывающие скважины и последующей их выдержкой на прогрев. Один цикл в среднем составляет 10-20 суток и увеличивается пропорционально толщине пласта и приемистости скважин. Стадия пропитки в среднем занимает 5-10 суток. В скважинах с горизонтальным окончанием эффективность прогрева повышается [25]. В отличие от площадного воздействия паром дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора. К недостаткам технологии можно отнести падение дебита при повторных обработках. Технология не рекомендована к применению в высокообводненных пластах с низкой проницаемостью.

ПЦО применяется на месторождениях Северного моря Норвегии, на месторождениях Канады (Whitesand, Cold Lake и др.), на месторождениях России (Усинское, ряд месторождений Татарстана, Красноярского края и Башкирии), в США (месторождения бассейна Лос-Анджелеса), в Китае (месторождение Ляохе), на Кубе (месторождение Бока де Харуко) [27, 30].

• Технология парогравитационного дренажа (ПГД) впервые была внедрена на Ярегском месторождении, а свое развитие получила уже в Канаде на месторождениях Shell, Hilda, Cold Lake, Primerose и др. В традиционном варианте эта технология реализуется проводкой пары НС и ДС с длиной горизонтальных окончаний 300-1000 м, располагающихся одна над другой на расстоянии 5-10 м. Пар закачивается через НС для нагрева нефтенасыщенного пласта и таким образом снижается вязкость нефти, что способствует ее движению в ДС под действием гравитационных сил. По мере прогрева пласта образуется паровая камера, которая постепенно расширяется. Основными преимуществами технологии ПГД являются высокий КИН (до 70%) и возможность разработки пластов, содержащих нефть с вязкостью

Ключевой недостаток данной технологии – высокие затраты на генерацию пара, включая водоподготовительные и топливо-подготовительные работы. Известно, что на 1 м<sup>3</sup> добываемый нефти приходится около 4 м<sup>3</sup> котловой воды [8]. Опыт разработки Ашальчинского месторождения демонстрирует резкое обводнение ДС до 70,8-99,7% на начальной стадии разработки и низкие дебиты по нефти до 0,1-4 т/сут. По мере дальнейшей эксплуатации месторождения обводненность продукции снижалась, а дебит по нефти увеличивался и затем стабилизировался. Это связано с увеличением объема паровой камеры, которая со временем достигла кровли пласта и создала условия для максимально возможного притока нефти.

более 50 000 мПа⋅с.

По опыту разработки месторождении ВВН и СВН Кубы к недостаткам технологии ПГД можно отнести необходимость постоянного контроля закачки и добычи для предотвращения прорыва теплоносителя в ДС, а также в вышележащие отложения и вплоть до дневной поверхности. Поскольку глубиннонасосное оборудование работает в жестких температурных режимах, существует вероятность

прорыва газа на прием насоса и солеотложения внутри оборудования, что в совокупности ограничивает величину давления закачки пара [27].

Геолого-физическими ограничениями данной технологии являются: повышенная водонасыщеннность в кровле пласта, слоистая неоднородность вследствие наличия глинистых и водоносных линз, малая толщина пласта до 10 м, высокая вертикальная и горизонтальная неоднородность, наличие газовой шапки и подстилающей воды.

## Внутрипластовое горение (ВГ)

Данная технология подразумевает собой закачку через НС окислителя, в частности воздуха (сухое внутрипластовое горение (СВГ), с целью получения экзотермической реакции с тяжелыми УВ, которые служат «топливом» для горения. Технология ВГ наиболее эффективна в условиях высокопроницаемых, однородных песчаников. Иногда для установления гидродинамической связи между НС и ДС предварительно закачивают пар. Далее между зоной нагнетания и зоной отбора проводится инициирование процесса горения путем закачки воздуха в разогретую зону, как правило, при помощи забойного электронагревателя. После создания зоны горения образуется газовая камера, состоящая из воздуха и горючих газов, а также фронт горения. Фронт горения распространяется за счет непрерывного расширения газовой камеры в направлении к ДС. Эффект от данной технологии заключается в фильтрации легких УВ фракций в более проницаемые зоны пласта, при этом тяжелые фракции УВ выгорают, генерируя тепло и осуществляя поддержку фронта горения в глубь пласта.

Среди технологий ВГ выделяют влажное внутрипластовое горение (ВВГ). В отличие от СВГ в пласт закачивают в определенных соотношениях с газом воду, которая, испаряясь, переносит теплоту в начальную область фронта горения для увеличения зоны прогрева. Преимуществами ВГ по сравнению с закачкой пара или горячей воды можно выделить [8]: менее энергоемкая технология с точки зрения

генерации теплоносителя; более низкие потери энергии, особенно при наличии водоносных линз и газовой шапки; улучшение качества продукции за счет выгорания и консервации тяжелой части битума, остающегося после опережающей фильтрации легких фракций; более низкие выбросы парниковых газов; меньшее количество выносимого песка. К недостаткам данной технологии в сравнении с закачкой пара или горячей воды можно отнести: более низкие дебиты скважин при прочих равных условиях; сложный процесс контроля и управления технологией ВГ; риски повреждения пласта-коллектора при воздействии на него высоким давлением; низкая регенерация тепла.

В ходе внедрения технологии ВГ на одном из месторождений штата Луизиана (США) было добыто примерно 0,95 млн м³ нефти от 1,56 млн м³ начальных геологических запасов, что соответствует КИН около 60% [16].

Одной из разновидностей ВГ является технология «от носка к пятке» (THAI), которая применяется в основном при добыче битумов. Воздух закачивается в вертикальную НС, а флюид отбирается скважиной с горизонтальным окончанием. Технология ТНАІ позволяет создать стабильное распространение фронта горения, при котором может быть извлечено до 85% от НИЗ.

## Комбинированные методы увеличения нефтеотдачи

Комбинированными называют технологии, содержащие в себе синергетический эффект от других методов увеличения нефтеотдачи. В данной работе рассматриваются комбинация химических и тепловых МУН. Тепловые методы являются капиталоемкими и энергоемкими, поэтому к химическим реагентам выдвигаются требования, снижающие экономическую нагрузку на проведение геологотехнических мероприятий: создание или усовершенствование технологий по увеличению охвата пласта тепловым воздействием; снижение вероятности прорыва теплоносителя в ДС и снижение обводненности продукции; усовершенствование

экологического менеджмента (внедрение вторичных ресурсов с промышленных предприятий и др.).

### Малообъемные закачки

К малообъемным закачкам можно отнести применение водоизолирующих составов, рассмотренных в первой части настоящей работы. В то же время закачиваемая химическая композиция должна быть термостабильна при температурах > 100 °C. На данный момент уделяется особое внимание разработкам составов, имеющих высокую термостабильность [15, 23].

## Большеобъемные закачки

Термополимерное воздействие (ТПВ) предусматривает закачку в пласт оторочки горячего полимерного раствора, нагретого на дневной поверхности, или предварительный прогрев пласта теплоносителем с последующим продвижением раствора полимера по пласту оторочкой холодной или горячей воды. Граничными условиями применения ТПВ являются: вязкость нефти от 50 до 500 мПа ⋅ с, трещинно-поровый тип коллектора, проницаемость более 30 · 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, отсутствие газовой шапки и водоносных пластов.

Опытно-промышленные работы (ОПР) на Мишкинском месторождении подтвердили эффективность от полномасштабного внедрения в качестве МУН термополимерного заводнения [35]. Приготовленный водный раствор ПАА с вязкостью 1,5-2 мПа · с нагревали до 90 °C, а затем прокачивали в пласт. Механизм работы ТПВ заключается в следующем. Горячий раствор полимера, проникающий прежде всего по трещинам, увеличивает свою вязкость в несколько раз по сравнению с горячей водой. За счет увеличения сопротивлений в пласте увеличивается доля раствора, поступающего из трещин в матрицу. Таким образом, увеличивается охват пласта воздействием полимерного раствора. Снижение вязкости нефти за счет нагрева пласта и наличие полимерной оторочки приводит к улучшению смачиваемости пористой среды и соответственно интенсифицируется процесс капиллярной пропитки матрицы породы. По результатам теоретических и экспериментальных исследований прирост конечного

КИН при ТПВ по сравнению с традиционным и с полимерным заводнением составит до 20%.

## Закачка растворителей

Улучшить охват пласта паром можно, применяя растворители, жидкости, включая воду, под высоким давлением или нагнетая газ, в том числе углекислый, для создания улучшенной гидродинамической связи между НС и ДС. При нагнетании азота эффективность охвата паром увеличивается с 34,24 до 43,12% [12].

Технологии с закачкой растворителей широко начали внедряться в зарубежных проектах более 10 лет назад. Первые полевые эксперименты были проведены в Канаде на месторождении Kristina Lake [34]. В результате ОПР на данном месторождении удалось увеличить охват паром до 73% после 25 дней воздействия. Общий объем растворителя составил 400 м<sup>3</sup>. По сравнению с другими 13 парами скважин, работающих без растворителя по технологии ПГД, время циркуляции пара сократилось на 46% за счет использования растворителя. А экономия пара составила около 50% при прочих равных условиях. Такая технология значительно снижает затраты на генерацию водяного пара по сравнению с традиционным вариантом ПГД при сохранении дебитов и уменьшении

В настоящее время известно три основных способа закачки растворителей:

Чередующаяся закачка пара и растворителя (SAS – steam alternating solvent), в свою очередь является модифицированной технологией ПГД, отличающейся закачкой растворителя. По технологии SAS сначала устанавливается гидродинамическая связь между скважинами с помощью пара до достижения оптимальных размеров паровой камеры. Затем происходит закачка растворителя, с последующей закачкой пара.

Совместная закачка пара и растворителя (SAP – solvent aided process). В свою очередь тоже является модификацией ПГД, как и SAS, однако закачка растворителя осуществляется совместно с паром.

Парогравитационный дренаж с закачкой расширяющихся растворителей (ES-SAGD expanding solvent SAGD). Так же, как и в SAP, при ES-SAGD в пар дозируются смесь углеводородов при низких концентрациях. Наиболее эффективными растворителями считаются те, у которых температура конденсации и парообразования приближена к водной [34]. В работе [2] отмечается перспективность технологии ES-SAGD c использованием крекированной нафты и газового конденсата. В данной работе установлено, что использование описываемой технологии значительно снижает ПНО и увеличивает дебит скважин по нефти. Максимальная разница в содержании асфальтенов в нефти, добытой по технологии ES-SAGD с крекинговой нафтой и газовым конденсатом, по сравнению с исходной нефтью составила 3,5 и 3,6% соответственно. Использование многокомпонентных растворителей в ES-SAGD улучшает энергоэффективность технологии SAGD из-за наличия легких УВ фракций, которые, как правило, снижают эффективную температуру паровой камеры.

## Внутрипластовый крекинг нефти

Существуют исследования в области пластового крекинга, суть которого заключается в «глубинной переработке» нефти с целью уменьшения содержания асфальтенов и смол, увеличения содержания насыщенных и ароматических углеводородов, снижения молекулярной массы нефти, уменьшения содержания серы и увеличения водородуглеродного отношения (H/C) [1, 22]. Существует несколько видов пластового крекинга нефти: термический, гидрокрекинг и каталитический. Концепция технологии построена на том, чтобы разорвать атомные связи между молекулами тяжелой нефти и превратить эти макромолекулы в микромолекулы.

### SLIBUILL

В данной работе были рассмотрены современные методы увеличения нефтеотдачи месторождений ВВН и СВН, а также выделены основные условия и критерии применимости технологий.

Физико-химические большеобъемные закачки (ПЗ, ПАВ-ПЗ, щелочь-ПАВ-ПЗ), направленные на увеличение нефтеотдачи ВВН и СВН, в зависимости от геологофизических условий потенциально могут применяться на российских месторождениях. Однако требуют больших капитальных затрат на строительство инфраструктуры и обустройство месторождений, требуют освоения технологий по производству полимеров высокой молекулярной массы и ПАВ. В сравнении с тепловыми МУН данные технологии могут поддержать вектор внедрения «зеленых технологий» российскими компаниями в сектор добычи.

Перспективной технологией увеличения нефтеотдачи ВВН и СВН является пенное заводнение. Увеличение коэффициента нефтеотдачи может достигать 20%, что подтверждается отечественным и зарубежным опытом. Выявление критериев долговечности пены на сегодняшний день является актуальным направлением исследования пенных систем.

Одними из перспективных МУН можно назвать комбинированные технологии: паротепловое воздействие с применением растворителей (ES-SAGD, SAS, SAP), большеобъемные (ТПВ) и малообъемные закачки (высокотемпературные гели), а также внутрипластовый крекинг нефти.

С целью повышения экономической и энергетической эффективности необходимо рассмотреть возможность применения в качестве химических реагентов вторичные ресурсы и отходы из различных направлений промышленности РФ.

### Литература

- 1. Ajumobi 0.0. [и др.]. Upgrading oil sand bitumen under superheated steam over ceria-based nanocomposite catalysts // Applied Energy. 2018.
- 2. Amirianshoja Т. [и др.]. A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2013. (101).
- 3. Amjad Shah [и др.]. A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading // The Royal Society of Chemistry. 2010. (3).  $C_{1} = 700 - 714$
- 4. Andrianov A. [и др.]. Immiscible Foam for Enhancing Oil Recovery: Bulk and Porous Media Experiments // Industrial & Engineering Chemistry Research. 2012. № 5 (51). C. 2214-2226.
- 5. Bai B., Zhou J., Yin M. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control // Petroleum Exploration and Development 2015. № 4 (42). C. 525-532.
- 6. Barabanov V.L., Dem'yanovsky V.B., Kaushansky D. A.A. The study of rheological heterogeneity of the liquid systems in the instance of the waterswollen dispersed gels of polyacrylamide // Actual Problems of Oil and Gas. 2016. № 13.
- 7. Gbadamosi A.O. [и др.]. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects // International Nano Letters. 2019. № 3 (9). C. 171-202.
- 8. Guo K., Li H., Yu Z. In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review // Fuel. 2022.
- 9. Jin J. [и др.]. Coreflooding and Pore-Scale Visualization of Foamed Gel Flowed in Porous Network Media // Journal of Dispersion Science and Technology. 2016. № 10 (37). C. 1436-1443.
- 10. Ketova Y. [и др.]. Testing of preformed particles polymer gel technology on core filtration models to limit water inflows // Journal of Mining Institute. 2020. (241). C. 91.
- 11. Lai N. [и др.]. Research on the Properties of Natural Gas Foamed Gel as a Profile Control and an Oil Displacement Agent in Strong Heterogeneous Reservoirs // Energy & Fuels. 2021. № 9 (35).
- 12. Li S. [и др.]. Experimental investigation of nitrogen-assisted SAGD in heavy-oil reservoirs: A two-dimensional visual analysis // Fuel. 2019.
- 13. Palyanitsina A. [и др.]. Environmentally Safe Technology to Increase Efficiency of High-Viscosity Oil Production for the Objects with Advanced Water Cut // Energies. 2022. № 3 (15). C. 753
- 14. Prieto C.A. [и др.]. Design of an ASP Pilot for Caracara Sur Oilfield: Selection of Chemicals and Laboratory Assessment SPE, 2016.
- 15. Salunkhe B. [и др.]. Ultra-high temperature resistant preformed particle gels for enhanced oil recovery // Chemical Engineering Journal. 2021.
- 16. Sharma J. [и др.]. In-situ combustion in Bellevue field in Louisiana – History, current state and future strategies // Fuel. 2021. (284).
- 17. Skauge A., Stensen J. A. A Review of wag field experience Moscow, Russia: Gubkin University, 2003. C. 11.
- 18. Sun C. [и др.]. Recent Advances of Surfactant-Polymer (SP) Flooding Enhanced Oil Recovery Field Tests in China // Geofluids. 2020. (2020). C. 1-16.
- 19. Wang B. [и др.]. Plugging properties and profile control effects of crosslinked polyacrylamide microspheres // Journal of Applied Polymer Science. 2016. No 30 (133).
- 20. Wang J. [и др.]. Numerical simulation of preformed particle gel flooding for enhancing oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2013. (112). C. 248-257.

- 21. Watson A., Trahan G. A., Sorensen W. An Interim Case Study of an Alkaline-Surfactant-Polymer Flood in the Mooney Field, Alberta, Canada SPE, 2014.
- 22. Zhao F. [и др.]. A review on upgrading and viscosity reduction of heavy oil and bitumen by underground catalytic cracking // Energy Reports. 2021. (7).
- 23. Zhu D., Bai B., Hou J. Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review // Energy & Fuels.
- 24. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физикохимические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского *университета.* Физика и химия. 2013. (2).
- 25. Антуан Тома. Основы полимерного заводнения / Антуан Тома, под ред. Под ред. И. Н. Кольцова, СПб: «Профессия», 2019
- 26. Бязров Р.Р., Подопригора Д.Г. Экологически безопасная технопогия повышения эффективности добычи высоковязкой нефти для объектов с опережающим обводнением / Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых нефтей, 2022. С. 34-37.
- 27. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений / Ибатуллин Р.Р., 2-е изд., пер. и доп-е изд., Москва: «Нефтяное хозяйство», 2019.
- 28. Королев М.И. ASP заводнение альтернатива тралиционным метолам повышения нефтеотлачи пластов // Плоблемы разработки месторожлений *VГЛеводородных и рудных полезных ископаемых* 2015. (1). C. 118-125.
- 29. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / Маскет М., М: Ижевск, Институт компъютерных исследований. 2004. 0-608 с.
- 30. Осипов А.В. [и др.]. Результаты опытнопромышленных работ по паротепловому воздействию на трещиноватые карбонатные пласты со сверхвязкой нефтью на месторождении Бока де Харуко // Нефтяное хозяйство. 2018. (9). С. 58-61.
- 31. Порошин М.А., Тананыхин Д.С., Григорьев М. Анализ лабораторных методов исследования процесса пескопроявления при разработке нефтяных месторождений // Вестник Евразийской Науки. 2020. № 2 (12). С. 22.
- 32. Рогачев М.К., Ленченков Н.С., Ленченкова Л.Е. Пабораторные исследования физико-химических свойств гелеобразующих композиций на основе алюмосиликатного реагента для технологии повышения нефтеотдачи пластов // Нефтегазовое дело. 2009. № 1 (7). С. 167-171.
- 33. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтегазовый комплекс России – 2020 пол ред. под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск: Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2021.
- 34. Шарифов А.Р., Мардашов Д.В. Исследование влияния температуры на процесс фильтрации сверхвязкой нефти и воды в карбонатной породе // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 224 (7). С. 86-89.
- 35. Шахмеликьян М.Г., Матвеева И.С. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения // Вестник стуленческой науки кафелры информационных систем и программирования 2018. № 4 (1). C. 25.

KEYWORDS: hard to recover oil, highviscosity oil, ultra-high viscousity oil, enhanced oil recovery, conformance efficiency, sweep efficiency, chemical EOR, thermal EOR, mixed EOR.

## **Ученые** Пермского Политеха



ДО 60% ЭЛЕКТРИЧЕСТВА, ПОТРЕБЛЯЕМОГО НЕФТЕДОБЫВАЮЩИМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ, ПРИХОДИТСЯ НА ДВИГАТЕЛЬ.

Исследователи Пермского Политеха разработали комплекс бездатчикового управления процессом добычи нефти на основе цифровой модели насосной установки. Новая технология снижает себестоимость нефти, повышает надежность насосных установок. снижает энергопотребление на 5-15%. Разработка дает возможность определения оптимального уравновешивания и стабилизации динамического уровня для устранения вредного влияния инерции на работу установки, способна к интеграции с другими поставщиками, позволяет совершить удаленный пуск и остановку. Основными потребителями бездатчикового комплекса являются нефтедобывающие компании, которые эксплуатируют штанговые скважинные насосные установки или установки электроприводного центробежного насоса.



## Географы МГУ нашли новый способ оценки экологического ущерба при разливе нефтепродуктов

УЧЕНЫЕ-ГЕОГРАФЫ МГУ ИССЛЕДОВАЛИ ИЗМЕНЕНИЕ АКТИВНОСТИ РАЗЛОЖЕНИЯ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ ПОЧВЕННЫМИ МИКРООРГАНИЗМАМИ И ГРИБАМИ. Специалисты в лабораторных условиях загрязнили авиационным керосином лесную почву и пустынную, отобранную на территории космодрома Байконур. В течение года исследователи наблюдали скорость, с которой микроорганизмы разлагают целлюлозу. В чистой лесной почве скорость разложения целлюлозы оказалась выше, чем в пустынной. Это связано с различиями в содержании органического вещества и элементов питания. Скорость разложения целлюлозы часто применяют для оценки экологических функций почв и активности микробиологических процессов. Ученые установили, что при загрязнении почв керосином в количестве до 10 г/кг происходит обратимое снижение разложения целлюлозы в почвах. Высокие же нагрузки керосина (от 25 г/кг и выше) затормаживают этот процесс в течение всего года. Полученные результаты могут быть использованы для оценки рисков загрязнения при строительстве объектов ТЭК и экологического ущерба при аварийных разливах нефти.

## НОВОСТИ НАУКИ

## Ученые УрФУ синтезировали

УЧЕНЫЕ УРФУ И УРО РАН СИНТЕЗИРОВАЛИ ПРОТОННЫЙ ПРОВОДНИК – ТВЕРДЫЙ ЭЛЕКТРОЛИТ, В КОТОРОМ ПОЛОЖИТЕЛЬНО ЗАРЯЖЕННЫЕ ЧАСТИЦЫ, СОДЕРЖАЩИЕ ВОДОРОД (ПРОТОНЫ), ЯВЛЯЮТСЯ НОСИТЕЛЯМИ ТОКА.



Он обладает высоким уровнем электрической проводимости и может стать основой для создания твердооксидного топливного элемента (ТОТЭ). Такие элементы являются экологичной альтернативой углеводородным источникам энергии.

ТОТЭ используют в водородной энергетике, они позволяют заменить ископаемые источники топлива и снизить их влияние на изменение климата. Такие элементы могут быть ользованы в двигателях автомобилей Метод заключается в замещении части атомов исходной структуры на атомы другого химического элемента той же валентности. За основу взят индат бария-лантана, где ученые заместили половину атомов индия на иттрий.

Иттрий обладает большим радиусом и при введении «раздвигает» кристаллическую решетку материала, что позволяет измененной решетке «аккумулировать» в два раза больше протонов из увлажненной атмосферы.



## ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЖИДКОСТЕЙ

## для первичного вскрытия продуктивного пласта и заканчивания скважин

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЗАВИСИМОСТИ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ. ВЫЯВЛЕНЫ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ПЛАСТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ, ПРЕДЕЛЬНОГО ДИНАМИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ СПРОГНОЗИРОВАТЬ ПОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДУЕМОГО БУРОВОГО РАСТВОРА В РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН. ВЫЯВЛЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТИ И КАСАТЕЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА В УСЛОВИЯХ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУР БУРОВОГО РАСТВОРА. ПОЛУЧЕНЫ НОВЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ОПИСАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

THE RESULTS OF LABORATORY STUDIES OF RHEOLOGICAL PARAMETERS AS A FUNCTION OF TEMPERATURE ARE PRESENTED. DEPENDENCES FOR PLASTIC VISCOSITY, LIMITING DYNAMIC SHEAR STRESS (DSS), STATIC SHEAR STRESS ARE REVEALED, WHICH ALLOW PREDICTING THE BEHAVIOR OF THE STUDIED DRILLING FLUID IN REAL CONDITIONS WHEN DRILLING WELLS. PECULIARITIES OF CHANGES IN VISCOSITY AND SHEAR STRESS UNDER CONDITIONS OF DIFFERENT TEMPERATURES OF THE DRILLING FLUID ARE REVEALED. NEW DEPENDENCIES WERE OBTAINED TO DESCRIBE THE RHEOLOGICAL PARAMETERS OF THE DRILLING FLUID

Ключевые слова: буровой раствор, реологические параметры, вскрытие продуктивного пласта, заканчивание скважин

## Дуркин Василий Вячеславович

заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики, Ухтинский государственный технический университет, профессор

## Уляшева Вера Михайловна

кафедра теплогазоснабжения и вентиляции, Санкт-Петербургский государственный архитектурностроительный университет, профессор

## Пономарев Николай Степанович

заведующий кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции, Санкт-Петербургский государственный архитектурностроительный университет

Устойчивость стенок скважины существенно зависит от температуры как горных пород, так и бурового раствора. В процессе бурения изменение температуры может оказать негативное влияние на свойства компонентов бурового раствора, характер разрушения горных пород, работу элементов буровой установки. Исследованию влияния температуры на процессы бурения посвящено значительное количество работ, в частности [1-16]. Рассмотрены вопросы влияния температурных условий с позиции физических особенностей пластов, гидравлики движения буровых растворов в скважине, процессов проникновения жидкостей в пласт, обеспечения стабильности растворов, теплового режима при бурении в условиях многолетнемерзлых пород и т.д.

Известно, что основные функции буровых растворов включают обеспечение гидростатического давления для предотвращения попадания пластовых флюидов в ствол скважины, охлаждение бурового долота, очистку ствола скважины во время бурения

и стабильность ствола скважины. Во время бурения буровой раствор транспортирует буровой шлам на поверхность и удерживает его от осаждения во время остановки бурения. На буровой раствор влияет множество факторов, в том числе и температура скважины. Известно, что с увеличением глубины бурения температура ствола скважины увеличивается, что влияет на свойства бурового раствора.

Есть несколько видов буровых растворов, которые можно использовать при бурении нефтяных и газовых скважин, например, буровые растворы на водной основе и буровые растворы на нефтяной/синтетической основе. С экономической точки зрения в процессе бурения обычно используется буровой раствор на водной основе. Большинство глубоководных со сложной траекторией высокотемпературных скважин бурятся с использованием буровых растворов на нефтяной или синтетической основе (O/SBM) по разным причинам. Эти буровые растворы O/SBM обладают естественными

смазывающими свойствами благодаря углеводородной фазе, которая является их дисперсионной средой, что также способствует повышению устойчивости ствола скважины, поскольку эти растворы относительно инертны по отношению к разбуриваемым пластам. Эти жидкости также обладают приемлемой температурной стабильностью и характеристиками бурения, что делает их подходящими для нескольких областей применения. Потери в скважине и на поверхности (на системе очистки или при проведении спуско-подъемных операций) O/SBM могут быть дорогостоящими и трудноустранимыми. Дополнительное количество O/SBM может быть смешано на буровой, но для этого требуется запас базового масла (основы бурового раствора), а приготовление промывочной жидкости может занять некоторое время. Идеальным сценарием является наличие нефтехранилища или предприятия, изготовляющего низкотоксичные масла, являющиеся основой O/SBM, рядом с буровой установкой, которое может поставлять большие объемы требуемой предварительно смешанной смеси O/SBM и базового

Разведочные скважины часто бурятся в отдаленных местностях, где поблизости нет удобного производства жидких буровых растворов для обслуживания требований O/SBM. Получение качественных каротажных данных из разведочных скважин имеет решающее значение для понимания потенциала месторождения для коммерческой разработки. Некоторые из более сложных инструментов регистрации, доступных в отрасли, несовместимы или их трудно запускать и интерпретировать в среде O/SBM. В таких случаях решением может стать буровой раствор на водной основе (WBM). Логистические требования для WBM значительно

ниже, чем для O/SBM, поскольку химреагенты и материалы для его приготовления можно хранить на месте, а воду можно подавать из ближайшей водной скважины, пробуренной на той же площадке. WBM намного проще подготовить, чем O/SBM, поэтому WBM можно быстро приготовить по мере необходимости, а потери WBM в скважине часто легче компенсировать.

В этой статье обсуждаются проектирование, тестирование и практическое применение WBM для использования в высокотемпературных скважинах (HT). Для разработки термостойкой жидкости HT-WBM требуется использование материалов и химреагентов, которые могут адекватно функционировать в суровых условиях.

Для этих скважин требовались устойчивые к температуре полимеры, которые обеспечивают приемлемый реологический профиль и контролируемые потери жидкости, поэтому скважины можно безопасно бурить без серьезных осложнений. HT-WBM использовался для успешного бурения, отбора керна, каротажа и заканчивания скважин с забойными температурами выше 375°F.

Как известно, реологические свойства проверяются на протяжении всего технологического цикла бурения, поскольку это имеет решающее значение для контроля и поддержания реологических свойств. Учитывая многообразие

буровых растворов, актуальным является изучение влияния температуры на реологические параметры бурового раствора с использованием натурных и лабораторных экспериментов. Результаты некоторых экспериментов представлены в работах [12–16].

Так, в работе [12] приведены результаты экспериментальных исследований на буровой установке IDC 41, NS-39 на нефтяном месторождении Насирия (Ирак) с использованием реальных промысловых данных. В этом эксперименте использованы два типа буровых растворов с плотностью бурового раствора 1350 кг/м<sup>3</sup> и 1210 кг/м<sup>3</sup>. При измерениях в качестве средства измерений использован инфракрасный термометр, диапазон измерений от 30 до 80°C. Выявлено, что с повышением температуры значения предела текучести и пластической вязкости увеличиваются. Такая тенденция влияния температуры соответствует и увеличению отношения предела текучести к пластической вязкости, что обусловливает в реальных условиях увеличение объема бурового шлама.

температур на характеристику буровой системы малотвердых растворов при добавлении биополимера и бентонитового наполнителя. Использован метод роликовой печи в качестве среды для имитации реального процесса в стволе скважины. Изучено изменение при повышении температуры таких параметров, как плотности, вязкости, прочности геля, пластической вязкости, предела текучести, данных по шкале 600 об/мин и 300 об/мин. В результате обнаружено, что при повышении температуры значения некоторых физических свойств исследуемого бурового раствора уменьшаются. Однако установлена неоднозначность изменения реологических параметров.

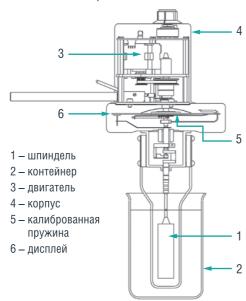
В работе [13] представлены результаты лабораторных

исследований влияния различных





РИС. 2. Вискозиметр Brookfield



В исследовании [14] изучено влияние температуры на реологические свойства и потерю веса бентонитового бурового раствора на водной основе, модифицированного nanoFe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Диапазон изменения температуры от 25 до 85°C, дополнительно варьировались содержание бентонита (до 6% от массы воды) и нано $Fe_2O_3$  (0÷1%). Так же, как в работе [12], отмечено увеличение предела текучести и пластической вязкости, но характер зависимости, очевидно, зависит также от содержания бентонита и наночастиц. Результаты также показали, что 1% нано Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> повышает реологические свойства бурового раствора. Модификация nanoFe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> повысила предел текучести и пластической вязкости на 45-200% и 20-105% соответственно в зависимости от содержания бентонита и температуры бурового раствора. При дальнейшем исследовании реологических параметров раствора обоснована предложенная гиперболическая модель в сравнении с трехпараметрической моделью Гершеля-Балкли.

Исследования влияния температуры на плотность бурового раствора на водной основе представлены в работе [15]. Буровой раствор на водной основе с добавлением стойких добавок и утяжелителей испытан для следующих температур: 28°C, 30°C, 40°C, 50°C, 60°C, 70°C. В данном диапазоне повышения температур получено уменьшение плотности бурового

раствора от 1060 до 1017 кг/м³, что связано с интенсификацией процесса разложения бурового раствора при повышении температуры.

Высокая температура на забое способствует снижению вязкости и плотности бурового раствора, что негативно влияет на функциональные возможности бурового раствора при бурении. Для улучшения свойств бурового раствора при действии высоких температур добавляют вещества, улучшающие свойства раствора. Часто в качестве добавки используют карбоксилметилцеллюлозу (КМЦ) для увеличения вязкости бурового раствора, барит – для кольматации стенок скважины. В работе [16] представлено исследование возможных заменителей этих добавок. Материалы из местных источников, например маниоку (Manihot manifera) и водяной ямс (Dioscoria alata), сравнивали с баритом и КМЦ в качестве кольматантов и понизителей фильтрации. Измеряемые параметры представляют собой реологические параметры суспензии бурового раствора, такие как пластическая вязкость, кажущаяся вязкость, предел текучести, прочность геля и водородноионный показатель (значение рН). Результаты показали, что обе местные добавки могут служить утяжелителями, их фильтрационные свойства с повышением температуры не ухудшаются, так как они кольматируют стенки

скважины лучше, чем барит Кроме того, результаты показали, что добавки водяного батата и маниоки были некислотными, поэтому они менее агрессивны по сравнению с КМЦ. Был сделан вывод, что маниока и водяной ямс являются потенциальными заменителями КМЦ [16].

В данной работе для анализа влияния температуры на реологические параметры использованы данные экспериментальных исследований соленасыщенного по хлориду натрия малоглинистого бурового раствора для проводки горизонтальных скважин и вскрытия продуктивного пласта, применяемого на Чаяндинском и Ковыктинском нефтегазоконденсатном месторождении:

- SODA ASH 0,6 kg/m3;
- Atren BIO 1 kg/m³;
- GAMMAKSAN 3,8 kg/m³;
- Reatrol 15,2 kg/m3;
- Na BENTONITE 10,2 kg/m³;
- SODIUM CHLORIDE 300 kg/m<sup>3</sup>.

Данный раствор может быть использован также в качестве жидкости глушения и раствора для вторичного вскрытия (перфорации) на указанном выше месторождении.

Измерения выполнены на вискозиметрах ВСН-3, OFITE 900 и Brookfield. Общий вид и принцип работы указанных вискозиметров представлен на рис. 1, 2.

Применение средств измерения вязкости (вискозиметров) в бурении очень ограничено из-за конструктивно-технических недостатков методов измерения вязкости или сложности создания условий эксплуатации самих вискозиметров (например, обязательное применение термостатирующих устройств).

Ротационные вискозиметры используют для измерения сопротивления жидкости течению вращающий момент на вращающемся вале. Скорость сдвига может быть изменена за счет изменения габаритов ротора, зазора между ротором и стенкой статора и частоты вращения.

К преимуществам метода ротационной вискозиметрии, который наиболее часто используется для оценки пластоэластических (упруго-вязких) свойств, относятся:

- возможность количественной оценки показателей нестационарного режима деформации (мгновенно-упругого модуля сдвига, предела прочности тиксотропной структуры, периода релаксации и др.);
- сходство условий деформирования в рабочем зазоре ротационного вискозиметра с условиями циркуляции жидкости в кольцевом пространстве бурящейся скважины;
- возможность варьирования условий испытания, автоматического управления и регистрации результатов.

Ниже представлена конструкция вискозиметра Brookfield.



Результаты исследований представлены на рисунках 4-7.

Учитывая высокий уровень достоверности аппроксимации,

РИС. 4. Зависимость пластической вязкости и предельного напряжения сдвига от температуры

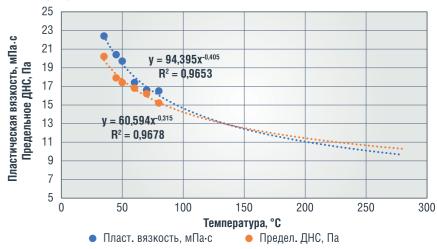


РИС. 5. Зависимость статического напряжения сдвига от температуры

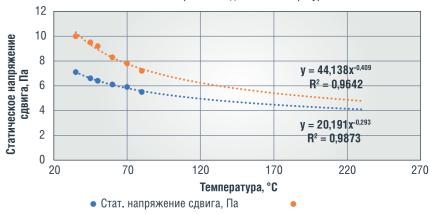
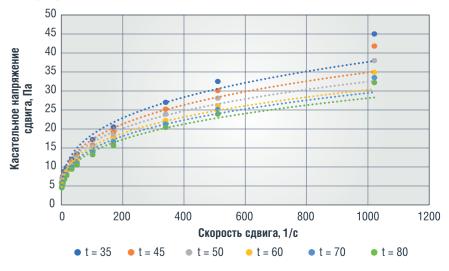


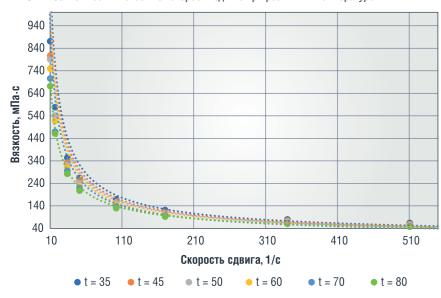
РИС. 6. Зависимость касательного напряжения сдвига от скорости сдвига при различных температурах



представлен прогноз возможного изменения пластической вязкости и предельного динамического напряжения сдвига (ДНС) при увеличении температуры до 280°С. Аналогичная процедура возможна и при оценке статического напряжения сдвига (рис. 5).

Меньшие значения получены для 10 сек, большие – для 10 мин. На рисунке 6 приведены результаты измерений касательного напряжения сдвига и вязкости в зависимости от скорости сдвига при различных температурах.

РИС. 7. Зависимость вязкости от скорости сдвига при различных температурах



Учитывая высокий уровень достоверности, выполнено прогнозирование изменения реологических параметров до реальных температурных условий при бурении.

Как известно, в практике массового бурения и в исследовательских работах для описания поведения буровых растворов широко используются различные реологические модели, устанавливающие взаимосвязь преимущественно между пластической вязкостью и динамическим напряжением сдвига (предел текучести). В практической деятельности используют, учитывая особенности мониторинга в полевых условиях, модель Шведова-Бингама (реологические параметры: предельное динамическое напряжение сдвига (предел текучести) и пластическая вязкость) и Освальда-де Ваале (реологические параметры: показатель нелинейности и индекс консистентности).

Опыт исследования реологических свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения [17] показал хорошую сходимость экспериментальных данных с моделью Каро. Реологическое уравнение Каро может быть записано в следующем виде:

$$\eta = \frac{\tau_y}{\dot{y}^n + \chi} + \eta_\infty \tag{1}$$

где  $\eta$  – вязкость, Па·с;  $\dot{y}$  – скорость сдвига, с<sup>-1</sup>; n – показатель нелинейности;

 $\tau_y$  — динамическое напряжение

 $\eta_{\infty}$  – асимптотическая вязкость, Па $\cdot$ с:

 $\chi$  – коэффициент, характеризующий кривизну кривой  $\eta = f(\dot{y})$ .

Данное уравнение преобразовано путем введения дополнительного показателя степени m, не имеющего физического смысла, но хорошо описывающего результаты исследований вышеуказанных систем:

$$\eta = \frac{\tau_y}{(\dot{y}^n + \chi)^m} + \eta_\infty \tag{2}$$

Результаты сравнения экспериментальных данных и их обработки с использованием уравнения (2) в наиболее применимом в практике бурения диапазоне скорости сдвига от 1,7 до 170 с<sup>-1</sup> представлены на рисунках при разных температурах (рис. 8).

В результате обработки данных зависимость (2) для  $\eta$  (мПа·с) может быть представлена в следующем виде:

$$\eta = \frac{\tau_y}{\left( \left( \frac{\dot{y}}{1000} \right)^{0.5} + 0.035 \right)} + \eta_{\infty}. \quad (3)$$

## Выводы

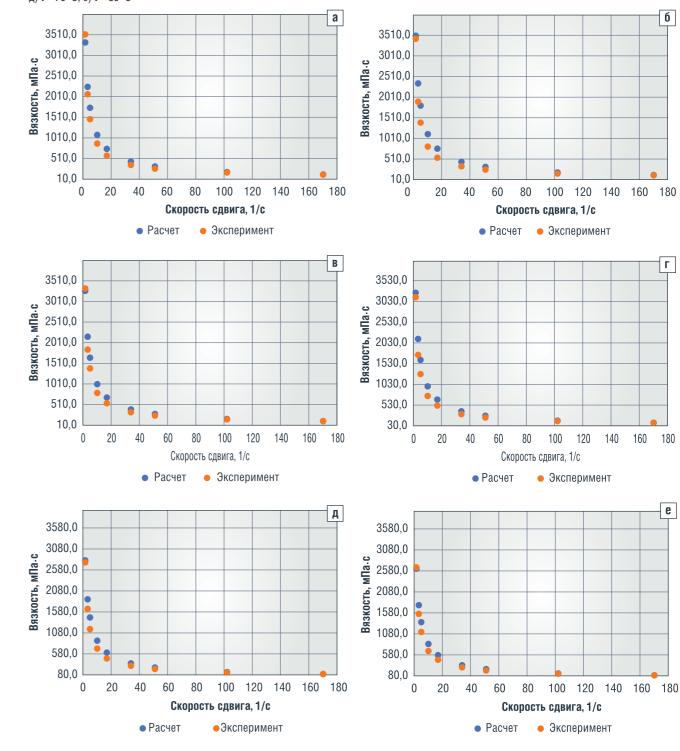
Результаты лабораторных исследований позволяют спрогнозировать изменение основных реологических параметров в реальных условиях

вскрытия пласта и заканчивания скважин. Использование реологической модели Каро при описании зависимости вязкости обеспечивает хорошую сходимость в интервале практических значений скоростей сдвига по сравнению с применяемыми в настоящее время двухи трехпараметрическими моделями для описания реологического поведения буровых растворов различного состава.

### Литература

- Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 1982. – 271 с.
- 2. Грей Дж. Состав и свойства буровых агентов: учеб. пособие для инженеров / Дж. Грей, Г.С.Г. Дарли; пер. с англ. — М.: Недра, 1985. — 149 с.
- 3. Маковей Н. Гидравлика бурения: производственное издание / Н. Маковей // Пер. с рум. — М.: Недра, 1986. — 536 с.
- Сенченко М.А. Анализ исследований по управлению устойчивости горных пород в стенках скважины / М.А. Сенченко // Проблемы и перспективы бурения инженерногеологических, гидрогеологических и эксплуатационных скважин. 2012. № 5. С. 651 652.
- Минакова А.В. Расчетное исследование применения полимерных растворов на основе смеси этиленгликоль-вода для бурения многолетнемерзлых пород / А.В. Минакова, М.И. Пряжникова, А.Л. Неверова, Д.В. Гузей, В.Г. Волков, В.В. Лукьянова // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. – 2020.– 13 (1). – С. 111–127.
- 6. Тошев Ш.О. Изучение термостойкости буровых растворов, получаемых из разработанных композиций навбахорских глиаукиюн // Ш.О. Тошев, С.А. Абдурахимов, Б.З. Адизов, Г.Р. Базаров // Universum: технические науки. 2019. № 2 (59). С. 44—48.
- 7. Лахтионов С.В. Разработка гидравлической программы промывки скважин с учетом влияния температуры на реологическое поведение буровых растворов. Спец. 25.00.15—Технология бурения и освоения скважин. Автореф. дис. канд. техн. наук, Ухта, 2008.—24 с.
- Хвощин П.А. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин / П.А. Хвощин, И.Л. Некрасова, О.В. Гаршина, Г.В. Конесев // Бурение скважин. 2015. Т. 13. № 1. С. 35–44.
- Хвощин П.А. Исследование и разработка инвертного эмульсионного раствора на основе термопластичной композиции для промывки скважин в сложных условиях бурения. Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин АВТОРЕФЕРАТ диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа, 2016. – 24 с.
- 10. Пеньковский В.И., Корсакова Н.К., Нестерова Г.В. Влияние температуры фильтрата бурового раствора на удельное электрическое сопротивление пласта, насыщенного нефтью и газом / В.И. Пеньковский, Н.К. Корсакова, Г.В. Нестерова // Прикладная механика и техническая физика. 2014. Т. 55. № 5. С. 106 114.

РИС. 8. Сравнение экспериментальных и расчетных данных для различных температур: a) t = 35 °C; б) t = 45 °C; в) t = 50 °C; г) t = 60 °C; д) t = 70 °C; e) t = 80 °C



- 11. Саломатов В.А., Кожаев Д.П.,
  Паникаровский Е.В. Применение
  ингибирующего бурового раствора
  для поддержания устойчивости стенок
  скважины / В.А. Саломатов, Д.П. Кожаев, Е.В.
  Паникаровский / Булатовские чтения. Сборник
  статей. 2018. С. 270—281.
- Allawi R.H. Effect of Temperature on Drilling Mud / R.H. Allawi, M.A. Najem, M.A. Sagger, S.M. Abd // J. Phys.: Conf. Ser. 1279 (2019) 012054 doi:10.1088/1742-6596/1279/1/012054.
- 13. Satiyawira B. Laboratory study of the effect of various temperatures on the physical properties of low solid mud systems with addition of biopolymer and bentonite extender /
- B. Satiyawira, A. Prima, O. Ridaliani, A. Hamid, R. Sitaresmi, M. Maulani, A.R.R. Wastu // AIP Conference Proceedings 2245, 070020 (2020) doi.org/10.1063/5.0007312.
- 14. Mohammed A.S. Effect of temperature on the rheological properties with shear stress limit of iron oxide nanoparticle modified bentonite drilling muds / A.S. Mohammed // Egyptian Journal of Petroleum. V. 26, September 2017. – Pp. 791–802.
- 15. Ebikapaye, JP. Effects of Temperature on the Density of Water Based Drilling Mud / JP EBIKAPAYE // J. Appl. Sci. Environ. Manage. Vol. 22 (3) 406 – 408. March 2018. DOI: 10.4314/ jasem.v22i3.20.
- 16. Ohenhen, I. Experimental Study of Temperature Effect on Drilling Mud with Local Additives / I. Ohenhen, S. Ogiriki, I. Imuetiyan, O. Ezeja // Experimental Journal of Engineering Research in Africa. Vol. 38. 2018. 9–16. doi.org/10.4028/www.scientific.net/JERA.38.
- Закиров А.И. Исследование реологических свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / А.И. Закиров, А.И. Каримов, В.В. Пшенин // Горный информ.-аналит. бюл. 2015. № 10. – С. 382–389.

KEYWORDS: drilling fluid, rheological parameters, temperature, reservoir penetration, well completion.

## БУРОВЫЕ БРИГАДЫ ССК СНОВА ЛУЧШИЕ

БУРОВЫЕ БРИГАДЫ НЕФТЕЮГАНСКОГО ФИЛИАЛА АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ» ЗАНЯЛИ ТРИ ПРИЗОВЫХ МЕСТА ПО ИТОГАМ КОНКУРСА «ЛУЧШАЯ КОМАНДА ПО БУРЕНИЮ (ЭБ)» ПРОЕКТА «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» ЗА І КВАРТАЛ 2022 ГОДА

THE WELL CREWS OF NEFTEYUGANSK BRANCH OF SIBERIAN SERVICE COMPANY JSC TOOK THREE PRIZE PLACES UPON THE RESULTS OF THE COMPETITION "BEST DRILLING TEAM" OF THE PROJECT "GAZPROMNEFT-HANTOS" FOR THE I QUARTER OF 2022

Ключевые слова: бурение, нефтесервис, премия, кадры, Сибирская Сервисная Компания.

## Малахова Ирина Александровна

специалист по связям с общественностью AO «CCK»

Первое место заняла проектная команда «Баженовцы» (426 куст, Пальяновское месторождение), второе - команда «Пальяновцы» (430 куст, Пальяновское месторождение), третье - команда «Орехи» (123Б куст, Южно-Приобское месторождение).

За отчетный период команда «Баженовцы» установила рекорд по скорости бурения горизонтальных скважин по конструкции «МОНОБОР» на Красноленинском месторождении (КП 426 скв. № 4264ГС). Рекордный показатель данного типа скважин – 6,71 сут/1000 м. Проходка по скважине – 4433 метров. Дата начала бурения 26.02.2022 г., дата окончания - 25.03.2022 г.

Блок ввода новых мощностей «Газпромнефть-Хантос» поздравил команду «Баженовцы» с достижением выдающихся результатов и пожелал дальнейших побед.

Успехи буровых бригад на данном проекте – отличные показатели эффективности и слаженности работы специалистов на местах и реализации профессиональных решений всей команды ССК и команды заказчика», - считает директор Нефтеюганского филиала АО «ССК» Салават Гизатуллин.

## СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ вошла в тройку лидеров ЕЖЕГОДНОЙ ПРЕМИИ ПЕРВОГО БУРОВОГО ПОРТАЛА

ИНФОРМАЦИОННО-КОНСАЛТИНГОВОЕ АГЕНТСТВО «ПЕРВЫЙ БУРОВОЙ ПОРТАЛ» ПОДВЕЛО ИТОГИ ЕЖЕГОДНОЙ НЕЗАВИСИМОЙ ПРЕМИИ «ЛУЧШИЙ РАБОТОДАТЕЛЬ СРЕДИ БУРОВЫХ КОМПАНИЙ-2022». ГЛАВНАЯ ЕЕ ЦЕЛЬ – РАЗВИТИЕ ПЛОЩАДКИ ДЛЯ ОБМЕНА ОПЫТОМ, ЗНАНИЯМИ И ЛУЧШИМИ ПРАКТИКАМИ РАБОТЫ С ПЕРСОНАЛОМ МЕЖДУ РАБОТНИКАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И БУРОВЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

INFORMATION AND CONSULTING AGENCY "THE FIRST DRILLING PORTAL" SUMMED UP THE RESULTS OF THE ANNUAL INDEPENDENT AWARD EVENT "BEST EMPLOYER AMONG DRILLING COMPANIES - 2022". ITS MAIN GOAL IS DEVELOPING A PLATFORM FOR THE EXCHANGE OF EXPERIENCE. KNOWLEDGE AND BEST PRACTICES OF WORKING WITH PERSONNEL BETWEEN OIL AND GAS INDUSTRY **WORKERS AND DRILLING ENTERPRISES** 

## Яценко Алена Викторовна

АО «Сибирская Сервисная Компания».

Сибирская Сервисная Компания вошла в тройку лидеров Премии «Лучший работодатель среди буровых компаний-2022», завоевав 3 место среди 44 номинантов в общем зачете, и стала победителем в номинации «Поддержка трудовых династий».

Победители определялись путем голосования на официальном сайте Премии. Компании-номинанты на пути к финалу преодолели несколько этапов, где критериями оценки было количество упоминаний в СМИ, действия участников в отношении трудовых династий, отношения в коллективе, условия труда (новизна, работоспособность оборудования), социальная поддержка, уровень зарплаты. В голосовании приняли участие более 26 тысяч человек, связанных с нефтегазовой отраслью.

Основные принципы опроса: открытость, объективность и прозрачность.

7 ПУЧШИЙ РАБОТОЛАТЕЛЬ СРЕЛИ БУРОВЫХ диплом 1 СТЕПЕНИ АО "Сибирская Сервисная Компания



Главная ценность АО «ССК» – это наши люди. Самое совершенное оборудование возможно применять, когда есть высококвалифицированные специалисты, - рассказывает Алексей Калинин, заместитель генерального директора по персоналу АО «Сибирская Сервисная Компания». - На нашем предприятии планомерно реализуются программы развития персонала, мы поддерживаем трудовые династии, проводим конкурсы мастерства, растим настоящих профессионалов своего дела, всемерно поддерживаем обмен опытом, инициативное развитие, стремление быть лучшими».

> KEYWORDS: drilling, oilfield service, premium, personnel, Siberian Service Company.

## НЕФТЕСЕРВИС

## АКТИВНАЯ ТЕРМОМЕТРИЯ

## Оценка технического состояния и работающих интервалов в действующих скважинах

МЕТОД АКТИВНОЙ ТЕРМОМЕТРИИ ОСНОВАН НА ИССЛЕДОВАНИИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ ИСКУССТВЕННОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ, СОЗДАННОГО ЛОКАЛЬНЫМ НАГРЕВОМ (НАПРИМЕР, ИНДУКЦИОННЫМ) УЧАСТКА МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ. ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВОДЯТ С ПОМОЩЬЮ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ВЫШЕ И НИЖЕ НАГРЕВАЕМОГО УЧАСТКА ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ. НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ЭВОЛЮЦИЕЙ ТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕТОК ПОЗВОЛЯЕТ ОПРЕДЕЛИТЬ МАЛЫЕ РАСХОДЫ В СКВАЖИНЕ И ИНТЕРВАЛЫ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ ЗА КОЛОННОЙ. В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВАТЕЛЯ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ И ПЛАСТА, В КОТОРОМ ОБСАДНАЯ КОЛОННА НАГРЕВАЕТСЯ ЗА СЧЕТ ИНДУКЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. СОЗДАВАЯ ТЕПЛОВУЮ АНОМАЛИЮ (МЕТКУ) В СКВАЖИНЕ. ПРОВОДЯ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ И НАПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОК РЕШАЮТСЯ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ, ДЕБИТА И ПРОФИЛЯ ПРИТОКА. ЗДЕСЬ ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПРИ ИНДУКЦИОННОМ НАГРЕВЕ КОЛОННЫ. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ, ПРОФИЛЯ ПРИТОКА И ОЦЕНКИ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ

THE METHOD OF ACTIVE THERMOMETRY IS BASED ON THE STUDY OF AN ARTIFICIAL TEMPERATURE FIELD IN THE WELLBORE CREATED BY LOCAL HEATING (FOR EXAMPLE, INDUCTION) OF A METAL DRIVE PIPE SECTION. RESEARCH IS CARRIED OUT BY USING TEMPERATURE SENSORS DISTRIBUTED ABOVE AND BELOW THE HEATED SECTION. MONITORING THE EVOLUTION OF TEMPERATURE MARKS MAKES IT POSSIBLE TO DETERMINE LOW FLOW RATES IN THE WELL AND INTERVALS OF FLUID MOVEMENT BEHIND THE DRIVE PIPE. THE WORK CONSIDERS THE USE OF AN INDUCTION HEATER FOR DIAGNOSING THE STATE OF A WELL AND A FOOTING IN WHICH THE DRIVE PIPE IS HEATED DUE TO INDUCTION ACTION, CREATING A THERMAL ANOMALY (MARK) IN THE WELL. BY ANALYZING THE FORMATION AND DIRECTION OF MOVEMENT OF HEAT MARKS. THE TASKS OF DETERMINING CROSSFLOWS. FLOW RATE AND INFLOW PROFILE ARE SOLVED. HERE ARE THE RESULTS OF EXPERIMENTAL AND FIELD STUDIES OF THE DISTRIBUTION OF THE TEMPERATURE FIELD DURING INDUCTION HEATING OF THE DRIVE PIPE AS WELL AS THE EXAMPLES OF STUDIES ON THE EVALUATION OF THE CROSSFLOWS, THE INFLOW PROFILE AND THE EVALUATION OF THE WELL FLOW RATE

Ключевые слова: термометрия, исследование скважин, датчик температуры, интервал движения жидкости, заколонные перетоки.



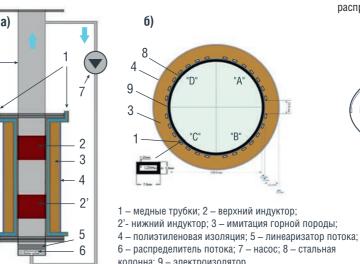
Экспериментальные исследования по изучению теплового поля при индукционном нагреве обсадной колонны и возможности решения задач

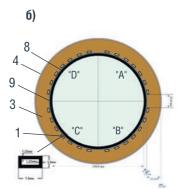
## Оценка заколонных перетоков

Экспериментальные исследования проводились на максимально приближенной к реальной скважине физической модели (рис. 1), которая подробно описана в работе [2, 3].

Для измерения распределения теплового поля в модели был разработан температурный зонд (рис. 2). Он представляет собой полипропиленовую трубу (1). На ней закреплены по 12 железных пластинок (2) шириной 4 мм. Пластинки с обоих концов припаяны термопистолетом к трубкам (3) большего размера. Расстояние между пластинками рассчитано так, чтобы угол между ориентированными датчиками был 30°. Пластинки прижимаются к стенке скважины при помощи установленной пружинки (4) в нижней части крепления. На трубе (1) сделаны специальные отверстия (4) сквозь которые будут продеты датчики температуры. Они плотно припаяны к внутренней стенке пластины.

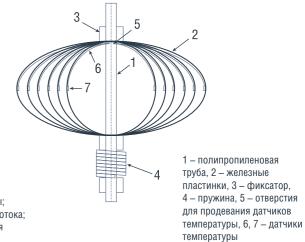
РИС. 1. Схема экспериментальной установки





- 1 медные трубки; 2 верхний индуктор;
- 2'- нижний индуктор; 3 имитация горной породы
- 6 распределитель потока; 7 насос; 8 стальная
- колонна; 9 электроизолятор





В качестве датчиков температуры используются миниатюрные термопары (КХТА 01.02) как наиболее стабильные и не требующие подгонки датчики. Регистрация изменения температуры базируется на измерительном модуле от компании National Instruments - NI9214, позволяющем одновременно подключать до 16 термопар. Основное шасси содержит 4 таких модуля. Таким образом, система регистрации позволяет одновременно считывать данные с 64 термопар.

Были проведены экспериментальные исследования с помощью изготовленного температурного зонда. Эксперимент протекал при следующих условиях:

- Переток «сверху» (сектор «А», «В»), дебит перетока  $Q = 6.2 \text{ M}^3/\text{CyT};$
- Жидкость в колонне неподвижна;
- Мощность индуктора 800 Вт;
- Уровень датчиков расположен выше кровли индуктора на 20 см;
- Длительность эксперимента составляет 40 минут: 20 минут нагрева, 20 минут после отключения нагревателя.

Перед проведением эксперимента температура в колонне и в заколонном пространстве стабилизировалась. На рисунке 3 представлено распределение температуры во время работы нагревателя, временные промежутки 10 и 20 минут. Из рисунка видно, что образуется отрицательная тепловая аномалия (участки снижения температуры)

в секторах с наличием перетока, при этом кривые полностью повторяют друг друга, отличие заключается в смещении связанной с постепенным прогревом стальной колонны и влиянием тепловой конвекции.

На рисунке 4 представлено распределение температуры после отключения нагревателя, временные промежутки 10 и 20 минут. После отключения индуктора наблюдается медленное расформирование тепловой аномалии, при этом даже через 20 минут после отключения нагревателя выделяются участки, связанные с перетоком.

Приведенные данные показывают возможность определения канала ЗКЦ выше продуктивного пласта, при расположении прижатых датчиков температуры выше индуктора, при этом переток будет выделятся отрицательной тепловой аномалией.

РИС. 3. Азимутальное распределение температуры стенки колоны во время работы нагревателя

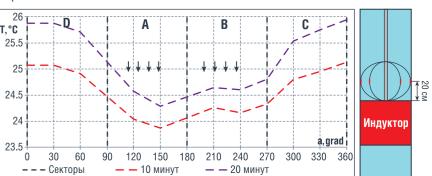


РИС. 4. Азимутальное распределение температуры стенки колоны после отключения индуктора

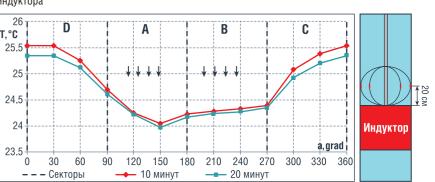
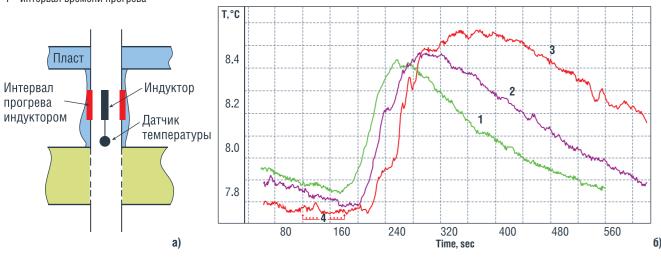


РИС. 5. Схема проведения опыта (а) и зависимость температуры ниже индуктора от времени (b).  $1-2 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $2-5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $3-11 \text{ м}^3/\text{сут}$ , 4- интервал времени прогрева



На рис. 5 приведена схема (рис. 5 а) и результаты лабораторных экспериментов (рис. 5 б) по регистрации тепловых меток при наличии заколонного перетока «сверху» на модели скважины. При заколонном перетоке «сверху» жидкость из верхнего пласта по заколонному пространству поступает в интервал перфорации, а индуктор расположенный выше датчика температуры создает тепловую метку в нисходящем потоке жидкости в заколонном пространстве. Из рис. 5 б видно, что через определенное время наблюдается выход тепловой метки из заколонного пространства в ствол скважины, что отмечается в повышении температуры на термометре расположенном ниже индуктора. При увеличении дебита как видно из рис. 5 б разогрев уменьшается, а тепловая метка регистрируется раньше.

В результате проведенных исследований установлены:

- 1. При расположении температурного зонда выше индуктора, сектор с перетоком отмечается отрицательной температурной аномалией, при этом после отключения индуктора наблюдается медленное расформирование температурной аномалии, поэтому определить наличие перетока возможно и после отключения индуктора.
- 2. При расположении температурного зонда ниже индуктора, сектор с перетоком отмечается положительной куполообразной температурной аномалией, которая быстро

расформируется, в связи с чем регистрацию температуры лучше производить во время работы индуктора.

3. Азимутально-распределенный температурный зонд позволяет с большой достоверностью и эффективностью выделять ЗКЦ выше продуктивного пласта. Зонд позволяет не только определить наличие ЗКЦ, но и определить его каналы.

## Результаты промысловых исследований

## Оценка заколонных перетоков

Оценка заколонных перетоков основывается на изучении движения тепловых меток и распределении температуры в скважине в интервалах заколонных перетоков [1, 2, 3].

Ниже приведены примеры исследования скважины аппаратурой активной термометрии при определении заколонных перетоков. Исследования проведены на скважинах месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья при компрессорном опробовании и при свабировании. Единичные исследования проведены в нагнетательных скважинах при изливе.

На рис. 6 приведен пример исследований методом активной термометрии по выявлению заколонного перетока «сверху» в скважине. Кривая 1 рис. 6

1 – фоновое

до нагрева

колонны

колонны

распределение

2 – при притоке

3 – при притоке

через 15 минут

после нагрева

индукционного

4 – глубина

прогрева

колонны

после нагрева

РИС. 6. Результаты промысловых исследований методом активной термометрии

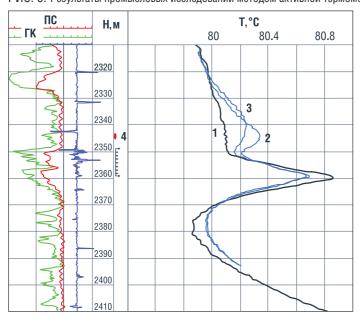
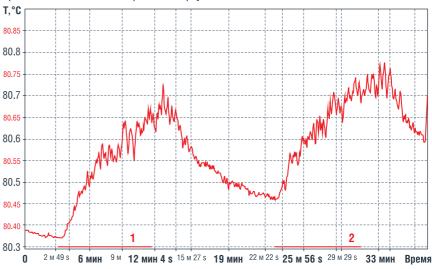


РИС. 7. Изменение температуры в точке при двухкратном локальном индукционном нагреве при наличии заколонного перетока «сверху»



1, 2 – интервал времени первого и второго нагрева

соответствует фоновому распределению температуры после остановки скважины до индукционного воздействия.

По данным традиционной термометрии судить о наличии заколонного перетока «сверху» не представляется возможным. Более информативными здесь являются данные полученные методом активной термометрии. Замеры температуры проведены в процессе кратковременного индукционного нагрева на глубине 2343 м во времени, и серии замеров по стволу скважины в интервале детальных исследований после прогрева

(кривые 2 и 3) при притоке жидкости из пласта. После нагрева колонны наблюдается движение тепловой метки вверх по стволу скважины (рис. 6, кривые 2 и 3).

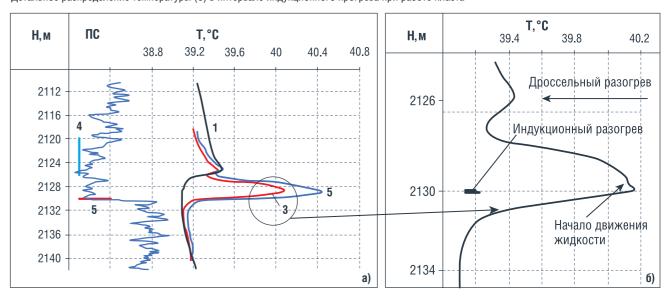
Кратковременный (10 минут) локальный индукционный нагрев на глубине 2343 м проводили двукратно с интервалом отключения индуктора 15 минут. В течение этого времени проведены измерения температуры в точке на кровле пласта (глубина 2344 м). На рис. 7 представлено изменение температуры во времени на датчике расположенном ниже индуктора. Жидкость, нагретая в заколонном

пространстве, поступает в кровельную часть пласта, далее через интервал перфорации в ствол скважины. На температурной кривой отмечаются участки повышения и снижения температуры связанные с выходом тепловой метки из заколонного пространства в ствол скважины при двухкратном локальном индукционном нагреве колонны, что свидетельствует о наличии заколонного перетока «сверху».

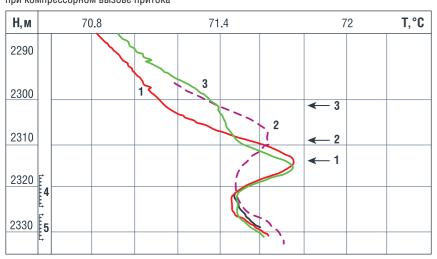
Ниже приведены результаты исследования по выявлению заколонного перетока «снизу» в нижнем перфорированном пласте. Нижний интервал перфорации расположен на глубине 2120–2126 м. По данным электрометрии проницаемый пласт расположен до глубины 2130 м.

На рис. 8 приведено распределение температуры по глубине до и после индукционного нагрева на глубине 2130 м (рис. 8 a) и детальное распределение температурной аномалии (рис. 8 б) в исследуемом интервале в работающей скважине. Видно, что на границе перехода от непроницаемой горной породы в проницаемый пласт (глубина 2130 м) отмечается снос тепловой метки (нарушение симметрии аномалии температуры относительно середины нагрева колонны). Такой характер изменения температуры может быть связан с заколонным перетоком жидкости с глубины 2130 м.

РИС. 8. Распределение температуры по глубине (a) при локальном индукционном нагреве при наличии заколонного перетока «снизу». Детальное распределение температуры (б) в интервале индукционного прогрева при работе пласта



<sup>1 –</sup> до индукционного прогрева, 2 – после индукционного нагрева в отсутствии движения жидкости, 3 – после нагрева колонны в зумпфе при работе пласта, 4 – интервал перфорации, 5 – точка нагрева



Термограммы и положения тепловой метки на момент времени  $1-10 ext{ ч } 25 ext{ мин, } 2-10 ext{ ч } 39 ext{ мин, } 3-11 ext{ ч } 5 ext{ мин, } 4, 5- ext{ интервалы перфорации}$ 

## Оценка дебита и приемистости скважины

На данный момент существует множество методов определения интервалов притока и поглощения в скважине. К ним относятся радиоактивные методы (закачка активированной жидкости), механическая расходометрия, термоанемометрия (СТИ), термометрия.

Возможности метода активной термометрии не ограничиваются только определением заколонных перетоков, а могут быть использованы и при оценке малых

дебитов по движению тепловой метки по стволу скважины [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7]. Для этого на определенной глубине проводится кратковременное индукционное воздействие: создается тепловая метка. Далее проводится серия замеров распределения температуры по стволу скважины.

Скорость перемещения тепловой метки оценивается по прохождению максимума температуры тепловой метки за определнный промежуток времени. Для случая рис. 6 оценка дебита дает значение 5 м³/сут. Следующий пример определения расхода жидкости

по перемещению тепловой метки в процессе компрессорного опробования показан на рис. 9, где кривые 1, 2 и 3 зарегистрированы в различные моменты времени движения тепловой метки по стволу скважины в процессе восстановления давления после отключения компрессора. В момент времени 10 ч 25 мин тепловая метка находилась на глубине 2313,8 м, в *10 ч 39 мин* максимум тепловой метки достиг глубины *2309 м*, а в 11 ч 5 мин глубины 2301,5 м. Оцененный дебит по кривым 1 и 2 составил 6,4 м³/сут, а по кривым 2 и 3 значение *5,4 м³/сут*. Наблюдается уменьшение дебита притока в процессе восстановления давления.

Оценка приемистости в нагнетательной скважине поясняет пример приведенный на рис. 10. В остановленной скважине на глубине 921 м был проведен индукционный прогрев колонны и создана тепловая метка. Далее осуществлен спуск прибора и термометр установлен на 27,4 м ниже точки прогрева колонны. После этого начали закачку жидкости и наблюдали за изменением температуры.

Из рис. 10 видно, что с момента закачки жидкости наблюдается снижение температуры, а далее повышение температуры связанное с прохождением тепловой метки. Время прохождения расстояния 27,4 м тепловой меткой составляет 115 секунд, что соответствует средней приемистости 275 м³/сут.

РИС. 10. Определение приемистости нагнетательной скважины по движению тепловой метки

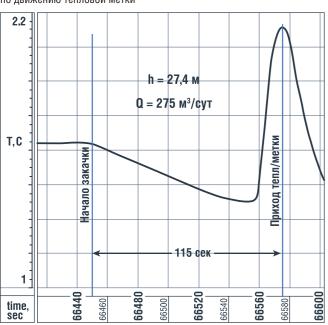
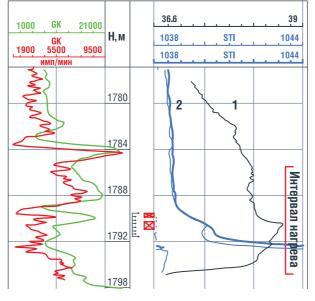


РИС. 11. Результаты промыслово-геофизических исследований скважины с использованием индукционного нагревателя



1 – активная термометрия, 2 – термоиндикатор притока

## Оценка профиля притока

На рисунке 11 приведены результаты промысловых исследований скважины с использованием прибора активной термометрии основанного на индукционном нагреве обсадной колонны. Кривая 1 распределение температуры за индуктором при его движении по потоку. Видно, что работающий интервал отмечается снижением температуры разогретой обсадной колонны и флюида заполняющего ствол скважины, т.е. в данном случае нагретая обсадная колонна работает как «большой термоанемометр». Работающий интервал отмечается также и по данным термодебитомера (кривая 2, рис. 11).

Таким образом, проведенные исследования показали эффективность использования индукционного нагревателя при решении задач по выявлению заколонных перетоков, канала заколонного движения жидкости, оценки работающих интервалов, негерметичности колонны.

Кроме того, индукционный нагрев обсадной колонны позволяет проводить очистку призабойной зоны пласта от АСПО, и следовательно, интенсификацию нефтеизвлечения в добывающих скважинах и увеличение приемистости в нагнетательных скважинах [8].

Использование индукционного

выявлению заколонных перетоков,

показали, что наличие заколонного

нагрева обсадной колонны,

позволяет решать задачи по

оценку профиля отдачи или

приемистости, оценку дебита

в низкодебитных скважинах.

Проведенные исследования

движения жидкости приводит

Заключение

## к нарушению симметрии в распределении температуры по пути движения жидкости. Поэтому измерение температуры стенки обсадной колонны датчиком экранированным от жидкости заполняющей ствол скважины, позволяет оценить по нарушению

сигнала наличие или отсутствие

симметрии температурного

заколонного перетока.

При расположении температурного зонда выше кровли индуктора, сектора с перетоком отмечаются отрицательной температурной аномалией, при этом после отключения индуктора наблюдается медленное расформирование температурной аномалии, поэтому определить наличие перетока возможно и после отключения индуктора.

При расположении температурного зонда ниже подошвы индуктора сектор с перетоком отмечается положительной куполообразной температурной аномалией, которая быстро расформируется, в связи с чем регистрацию лучше производить во время работы индуктора.

Азимутально- распределенный температурный зонд позволяет с большой достоверностью и эффективностью выделять ЗКЦ выше продуктивного пласта. Зонд позволяет не только определить наличие ЗКЦ, но и определить его каналы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ по теме: «Создание интеллектуальной комплексной технологии исследования и интерпретации данных промысловогеофизических исследований скважин.включая оптоволоконные измерения для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений и экологического мониторинга состояния недр,на основе использования математического моделирования, машинного обучения, алгоритмов обработки и роботизированной аппаратуры индукционного воздействия». соглашение № 075-11-2021-061

### Литература

от 25 июня 2021 г.

- Валиуллин Р.А. 2001. Способ активной термометрии действующих скважин (варианты) / Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарафутдинов, А.Ш. Рамазанов, В.В. Дрягин, Я.Р. Адиев, А.А. Шилов // патент на изобретение RUS 2194160 от 22.01.2001.
- Валиуллин Р.А. и др. 2017. Изучение тепловой конвекции на модели скважины с индукционным нагревателем при заколонном перетоке «сверху»/ Р.Ф. Шарафутдинов, В.Я. Федотов, И.В. Канафин, Д.В. Космылин // Вестник Башкирского университета. – № 2. – С. 23 – 28.
- Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарафутдинов, В.Я. Федотов, И.В. Канафин. Экспериментальная установка для изучения свободной тепловой конвекции при индукционном нагреве эксплуатационной колонны // Вестник Башкирского университета. 2016. Т. 21. № 2, C. 264 – 268.
- Валиуллин Р.А., Р.Ф.Шарафутдинов, А.Ш. Рамазанов, В.Я. Федотов, М.Ф. Закиров. Метод активной термометрии для диагностики состояния скважин // Интервал. – 2008, № 10. – С. 59 – 60.
- Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Сорокань В.Ю., Шилов А.А. Использование искусственных тепловых полей в скважинной термометрии. Каротажник, г. Тверь, 2002 г., № 100. С. 124 – 137.
- Sharafutdinov, R.F., Valiullin, R.A., Kosmylin, D.V., Bajenov, V.V., Imaev, A.I. The use of induction heating in assessing the technical condition and operating intervals in producing wells// Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021, DOI: 10.2118/SPE-206825\_MS
- 7. Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш.,Закиров М.Ф., Шарипов А.М. Способ определения заколонного перетока жидкости методом активной термометрии в скважинах, перекрытых насосно-компрессорными трубами // Патент на изобретение №2585301, 27.05.2016.
- Шилов А.А. Способ обработки призабойной зоны пласта индукционным высокочастотным нагревателем на каротажном кабеле. Научнотехнический журнал «Интервал», г. Самара, вып. № 8 (43), август 2002 г.

KEYWORDS: thermometry, well survey, temperature sensor, fluid flow interval, backwater flows.

# ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЕСТЕСТВЕННОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ СТВОЛА НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПРИ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБАХ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПОЗВОЛЯЕТ СОКРАТИТЬ ОБЪЕМ ОСНОВНЫХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ОПЕРАЦИЙ, ПРОВОДИТЬ РАЗВЕДКУ И РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОД СООРУЖЕНИЯМИ, В ЗОНАХ ОТЧУЖДЕНИЯ, ЗАПОВЕДНИКАХ, ВОДОЕМАХ И Т.П. ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ ПРОВЕДЕНИЕ ИХ ПО ПРОЕКТНОЙ ТРАССЕ. ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЯ СКВАЖИНЫ ОТ ПРОЕКТНОЙ ТРАССЫ ПРИМЕНЯЮТСЯ ДОРОГОСТОЯЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЛОКАЛЬНО НАПРАВЛЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ. НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМ И МАЛОЗАТРАТНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ВЫЯВЛЕННЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ЕЕ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ. В СТАТЬЕ РАЗРАБОТАНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА НАКЛОННОЙ КРИВОЛИНЕЙНОЙ СКВАЖИНЫ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ. ВЫЯВЛЕННЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПОЗВОЛЯЮТ ПОСТРОИТЬ ВЕРОЯТНЫЙ ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛИТЬ ДЛЯ КОНКРЕТНОЙ КОМПОНОВКИ «РАВНОВЕСНЫЙ УГОЛ», ПРИ ДОСТИЖЕНИИ КОТОРОГО СТАБИЛИЗИРУЕТСЯ НАПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН ДЛЯ ПОДБОРА ИХ ОПТИМАЛЬНОГО СОЧЕТАНИЯ

DRILLING DIRECTIONAL WELLS WITH MODERN METHODS OF EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF
MINERAL DEPOSITS ALLOWS REDUCING THE NUMBER OF MAIN AND AUXILIARY OPERATIONS, CONDUCTING
EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF DEPOSITS UNDER STRUCTURES, IN EXCLUSION ZONES, RESERVES,
WATER ENTITIES, ETC. WHEN DRILLING DIRECTIONAL WELLS, ONE OF THE MAIN TASKS IS TO DRILL THEM
ALONG THE PROJECT ROUTE. TO PREVENT THE WELL FROM DEVIATING FROM THE PROJECT ROUTE, COST
INTENSIVE TECHNOLOGIES OF LOCALLY DIRECTED DEVIATION AND SPECIAL BOTTOM-HOLE ASSEMBLIES
OF THE DRILL COLUMN ARE USED. THE MOST EFFICIENT AND LOW-COST METHOD IS WELL LOCATION
TAKING INTO ACCOUNT THE REVEALED PATTERNS OF ITS NATURAL DEVIATION. THE ARTICLE DEVELOPS
A MATHEMATICAL MODEL OF A DEVIATED DIRECTIONAL WELL AS A RESULT OF INFLUENCE OF THE MAIN
TECHNOLOGICAL FACTORS. THE REVEALED PATTERNS ALLOW CONSTRUCTING A PROBABLE BOREHOLE
PROFILE, DETERMINING FOR A SPECIFIC ASSEMBLY CALLED "THE EQUILIBRIUM PHASE", ON REACHING
WHICH THE WELL DIRECTION IS STABILIZED. THE ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF CERTAIN TECHNOLOGICAL
PARAMETERS CAN BE USED TO SELECT THEIR OPTIMAL COMBINATION

Ключевые слова: искривление скважин, деформация компоновок, технологические параметры.

## Сапожков Артем Александрович

технолог НТЦ «ЗЭРС»

## Назаров Александр Петрович

доцент, кафедра современных технологий бурения скважин.

Московский государственный геологоразведочный университет,

K.T.H

Бурение наклонно направленных скважин при современных способах разведки и разработки месторождений полезных ископаемых позволяет сократить объем основных операций (многозабойное бурение) и вспомогательных операций (бурение кустовых скважин), повысить эффективность буровых работ за счет пересечения пластов полезных ископаемых под заданным углом, проводить разведку

и разработку месторождений под неудобьями (зоны отчуждения, заповедники, различные водоемы, в том числе шельф). Одной из основных задач при бурении наклонно направленных скважин являет проведение их по проектной трассе.

При механическом вращательном бурении всегда присутствует естественное (самопроизвольное) искривление ствола скважины [1, 2], что снижает эффективность этих работ. Существующие способы проведения скважин по проектной трассе можно подразделить на три группы:

- дополнительные работы по направленному искривлению ствола скважины в том случае, если продолжение бурения приведет к превышению допустимых значений отклонения от проектной трассы;
- применение специальных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) или технических средств для управления трассой скважины, вплоть до дорогостоящих роторных управляемых систем (РУС).

 забуривание скважины с учетом характера и закономерностей самопроизвольного искривления скважины с целью приведения ее в заданную проектом точку.

Работы по направленному искривлению отдельных участков скважины приводит к ее удорожанию, повышает вероятность аварий в местах локального искривления ствола скважины. Применение специальных компоновок низа бурильной колонны также приводит к удорожанию применяемого инструмента и оборудования, повышению гидравлических сопротивлений в месте установки центраторов. Наиболее эффективным и малозатратным является заложение скважины с учетом выявленного характера и закономерностей ее естественного искривления.

Факторы, которые приводят к самопроизвольному (естественному) искривлению скважин, условно можно разделить на: геологические, организационнотехнические и технологические. К геологическим причинам самопроизвольного искривления можно отнести: бурение пород анизотропных, перемежающей твердости, слоистых, сланцеватых и с ориентированной трещиноватостью (кливаж).

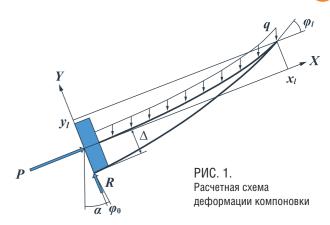
Для выявления закономерностей естественного искривления, вызванных геологическими причинами, необходима статистическая обработка фактических профилей скважин, пробуренных на данном участке месторождения. При низком коэффициенте корреляции выявить достоверные закономерности самопроизвольного искривления скважин бывает затруднительно, а при начале работ на новых объектах и вовсе невозможно.

В данной статье разработана математическая модель искривления ствола скважины в результате воздействия основных технологических факторов. Выявленные закономерности позволяют построить вероятной профиль ствола скважины. Анализ влияния отдельных технологических параметров может быть использован для подбора их оптимального сочетания.

Рассмотрена стандартная компоновка низа бурильной колонны, состоящая из породоразрушающего инструмента (ПРИ) с калибратором или алмазным расширителем и компоновкой низа бурильной колонны. К основным технологическим параметрам отнесены: осевая нагрузка на забой; диметр ПРИ и его фрезерующая способность; диаметр, вес одного метра и жесткость бурильных труб; зенитный угол и кривизна оси ствола скважины; направление вращения ПРИ.

Процесс искривления скважин определяется характером движения участка компоновки низа бурильной колонны от торца ПРИ до первой точки касания со стенкой скважины (далее – компоновка). Деформацию колонны бурильных труб на участках скважины с зенитным углом более 16 градусов с достаточной для инженерных расчетов точностью можно представить как плоский изгиб балки под действием продольных и поперечных сил [2].

Деформация компоновки длиной I, находящейся в стволе скважины кривизной K с зенитным углом  $\alpha$  происходит под действием следующих сил: P – реакции забоя на торец ПРИ, H; R – реакции стенки скважины на боковую поверхность ПРИ, H; q'=qsin  $\alpha$  – нормальная составляющая рассредоточенной нагрузки от веса бурильных труб, H/м. Расчетная схема деформации компоновки



в вертикальной плоскости, в которой начало системы координат находится в центр ПРИ, ось X направлена по его оси, а ось Y перпендикулярна оси X и направлена вверх, приведена на рисунке 1.

В результате деформации ось ПРИ составляет с осью скважины угол  $\varphi_0$ , а компоновка на расстоянии  $x_l$  касается стенки скважины. В месте контакта ось бурильных труб параллельна оси скважины  $y_l{}' = \varphi_l{}$ , а величины их кривизны K принимаются равными.

Параметры стенки скважины в месте касания с компоновкой в данной системе координат [4]:

$$y_l = \varphi_0 x_l + K \frac{x_l^2}{2} - \Delta, M$$
 (1)

$$\varphi_l = \varphi_0 + K x_l, \tag{2}$$

где  $\Delta$  – полуразность диаметров ПРИ и колонны бурильных труб, м.

Используя приближенное дифференциальное уравнение изогнутой оси балки под действием продольных и поперечных сил [3] для следующих граничных условий:

$$x = 0; y_0 = 0; y'_0 = 0; y''_0 = 0,$$
 (3)

$$x = l; y_l = \varphi_0 x_l + K \frac{x_l^2}{2} - \Delta; y_l' = \varphi_0 + K x_l; y_l'' = K,$$
 (4)

составим систему дифференциальных уравнений:

$$\int EIy_{l}'' = Rx_{l} - Py_{l} - q' \frac{x_{l}^{2}}{2} = M,$$
(5)

$$EIy'_{l} = R \frac{x_{l}^{2}}{2} - Py_{l}x_{l} - q' \frac{x_{l}^{3}}{6} = \varphi_{0} + Kx_{l},$$
 (6)

$$EIy_{l} = R \frac{x_{l}^{3}}{6} - Py_{l} \frac{x_{l}^{2}}{2} - q' \frac{x_{l}^{4}}{24} = \varphi_{0}x_{l} + K \frac{x_{l}^{2}}{2} - \Delta, \quad ($$

где EI – жесткость бурильных труб компоновки,  $Hm^2$ .

Длина компоновки  $x_l$  в результате решения данной системы уравнений находится методом дихотомии из уравнения:

$$\frac{EIK\frac{x_l^2}{6} + q\frac{x_l^4}{24}}{EI + P\frac{x_l^2}{3}} - \frac{EIKx_l^2 + q\frac{x_l^4}{12} - \Delta}{EI + P\frac{x_l^2}{2}} = 0.$$
 (8)

Величина смещения точки касания бурильной колонны

$$y_{l} = \frac{EIK\frac{x_{l}^{2}}{6} + q\frac{x_{l}^{4}}{24}}{EI + P\frac{x_{l}^{2}}{3}}, M$$
 (9)

Величина угла между осью ПРИ и осью скважины:

$$\varphi_0 = \frac{y_l}{x_l} - K \frac{x_l}{2} + \frac{\Delta}{x_l}$$
, радиан (10)



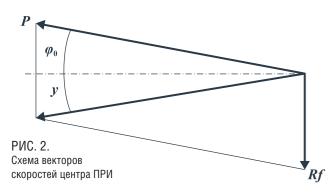
Реакции стенки скважины на боковую поверхность ПРИ:

$$R = \frac{EI}{x_l} \left( K + P' y_l + q' \frac{x_l^2}{2} \right),$$
 (11)

Искривление ствола скважины происходит в результате действия двух процессов:

- асимметричного разрушения забоя под действием осевой нагрузки  $m{P}$  за счет отклонения оси породоразрушающего инструмента от оси скважины на величину угла  $\varphi_0$ ;
- фрезерования стенки скважины боковой поверхностью ПРИ с силой R с учетом его фрезерующей способности f.

Схема векторов скоростей движения центра породоразрушающего инструмента приведена на рисунке 2. Величины сил откладываются в одном масштабе.



При бурении следующего интервала скважины ось ПРИ поворачивается на угол:

$$y = \varphi_0 - fR/P$$
, радиан, (12)

а верхний конец направляющего участка на угол  $Kx_{l}$ .

Кривизна оси ствола следующего участка будет равна:

$$K_{i+1} = K_i + \frac{\varphi_0}{x_l} - \frac{kR}{Px_l}, \,\mathsf{M}^{-1}$$
 (13)

Расчетный зенитный угол оси долота при бурении следующего участка составит:

$$\alpha_{i+1} = \alpha_i - y$$
, радиан. (14)

Полученные расчетные данные могут быть использованы при определении деформации компоновки при бурении следующего интервала.

Кроме зенитного искривления скважины в апсидальной плоскости, вращение инструмента приводит к азимутальному искривлению ствола скважины. Вращающийся ПРИ, прижатый с силой R к лежачей стенке скважины, за счет силы трения накатывается на правую стенку [1]. Отклонение оси ПРИ от оси скважины показано на рисунке 3.

Отклонившись на угол  $\delta$  относительно центра забоя ПРИ остается в равновесии при условии:

$$Rsin\delta = K_{mp}Rcos\delta, \tag{15}$$

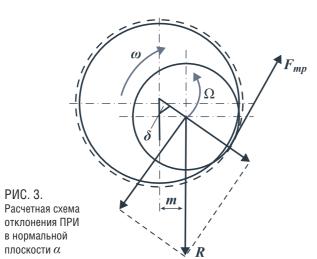
из которого следует:

$$tg\delta = K_{mp}. (16)$$

Смещение центра ПРИ ориентировочно можно оценить по формуле:

$$m = R \frac{D}{2} K_{mp},\tag{17}$$

где  $K_{mp}$  – коэффициент трения боковой поверхности ПРИ о стенку скважины, Н.



Опыт бурения наклонных скважин подтверждает выявленные зависимости. Наклонные скважины, как правило, отклоняются в сторону снижения величины зенитного угла и увеличения азимута.

Интенсивность азимутального искривления можно рассчитать по формуле:

$$I_{\beta} = 57.3 \frac{m_i}{l_i} \sin \alpha_i. \tag{18}$$

Моделирование профиля скважины с учетом влияния технологических параметров на процесс самопроизвольного искривления ствола скважины можно произвести по упрощенному методу хорд:

$$\begin{cases} x_{i+1} = x_i + l_i \sin \alpha_i \cos \beta_i \\ y_{i+1} = y_i + l_i \sin \alpha_i \sin \beta_i \\ z_{i+1} = z_i - l_i \cos \alpha_i \end{cases}$$
(19)

где  $l_i$  – длина управляющего участка компоновки, м;  $X_i$  — смещение интервала ствола скважины на север, м;  $y_i$  – смещение интервала ствола скважины на восток, м;  $Z_i$  — смещение интервала ствола скважины по вертикали.

## Выводы

РИС. 3.

Предложенная методика моделирования деформации стандартных компоновок низа бурильной колонны в наклонных криволинейных стволах скважины, учитывающая технологические параметры режима бурения позволяет: использовать выявленные закономерности при проектировании профиля наклонно направленных скважин; используя анализ влияния отдельных технологических параметров, управлять характером и интенсивностью искривления ствола скважины вплоть для подбора такого их сочетания, когда будет достигнута стабилизация направления при бурении наклонных скважины.

### Литература

- 1. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: Учебник. -М.: ИНФРА-M; 2015. – 336 c.
- 2. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных горизонтальных и многозабойных скважин. – М: ЦентрЛитНефтеГаз. 2011. – 647 с.
- 3. Степин П.А. Сопротивление материалов: Учебник СПб.: 000 «Издательство Лань», 2012. - 320 c.
- 4. Назаров А.П. Методика прогнозирования параметров естественного искривления наклонных интервалов скважин. Материалы XV Межлунаролной научнопрактической конференции «Новые идеи в науках о Земле» – М.: МГРИ. 2021. –

KEYWORDS: curvature of wells, deformation of layouts, technological



## ес подписал **TA30B0E** СОГЛАШЕНИЕ с израилем и египтом, чтобы отказаться от поставок из россии

ЕС, Израиль и Египет подписали соглашение о поставках израильского газа в страны Европейского союза. Соглашение предусматривает увеличение поставок газа из Израиля в Египет на перерабатывающие предприятия, а затем транспортировку уже сжиженного природного газа танкерами в Европу.



Израиль добывает газ из двух месторождений в Средиземном море, общий объем их запасов оценивается в 690 млрд м<sup>3</sup>. Также идут работы на третьем месторождении. Ранее Израиль подписал соглашения об экспорте газа в Египет и Иорданию.

Агентство Associated Press напоминает, что на фоне ситуации вокруг Украины ЕС пытается снизить свою зависимость от РФ в газовой сфере: в данный момент на долю России приходится около 40% импортируемого в ЕС газа.

## ГЕРМАНИЯ ПЛАНИРУЕТ ПЕРЕВЕСТИ ПРОСТАИВАЮЩИЕ **УТОЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ** в режим ожидания на случай перебоев с поставками газа



REUTERS

Германия планирует использовать угольные электростанции, которые должны были простаивать в этом и следующем году, в качестве резервных мощностей на случай перебоев с поставками газа из России. Предложения, составленные министерством в рамках мер предосторожности на случай нехватки газа, будут действовать до 31 марта 2024 г. Угольные электростанции будут работать на «холостом ходу», а в случае необходимости их мощности будут задействованы. Общая мощность электростанций, работающих на угле и мазуте, составляет 8,5 ГВт. Участие в такой схеме энергообеспечения будет добровольным, а операторы получат компенсацию из государственных средств.

Поддержание угольных мощностей в состоянии готовности не помешает реализации планов Германии по прекращению использования угля для выработки электроэнергии к 2030 г., а предложенная схема сдержит рост цен на электроэнергию.

## РОССИЯ УЖЕСТОЧАЕТ газовую хватку ЕС, ОТКАЗЫВАЯСЬ от дополнительного **ТРАНЗИТА ЧЕРЕЗ YKPAUHY**

## Bloomberg

ПАО «Газпром» решило не резервировать дополнительные мощности для поставок газа в Европу по украинским трубопроводам на июль. Это еще один признак того, что поставки из Москвы могут оставаться ограниченными в течение нескольких недель после сокращения экспорта по МГП «Северный поток». Это вызвало рост цен на газ, усилив давление на страны ЕС, которые уже борются с растущей



инфляцией. Германия назвала сокращение поставок из России «политически мотивированным», а не вызванным техническими проблемами, как заявил «Газпром». Поставки газа в следующем месяце могут быть еще более ограниченными, так как газопровод должен быть полностью остановлен на несколько дней из-за ежегодных работ. Украина неоднократно призывала «Газпром» увеличить потоки через пограничный пункт «Суджа». Благодаря этому можно было бы заменить половину потерянной пропускной способности «Северного потока», которая составляет около 100 млн м<sup>3</sup> в сутки. ●

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ **ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ** СКВАЖИН,

## осложненных аномально высоким пластовым давлением



## Мардашов Дмитрий Владимирович

доцент, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, K.T.H.

## Дурягин Виктор Николаевич

старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений K.T.H.

## Лиманов Максим Николаевич

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

## Онегов Никита Андреевич

студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Санкт-Петербургский горный университет

В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРОБЛЕМА ГЛУШЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ. АВТОРЫ ПРОВОДЯТ АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ И ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН, РАСКРЫВАЮТ НЕДОСТАТКИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ КОМПОЗИЦИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ. А ТАКЖЕ СПОСОБЫ ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ. НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕННОГО ОБЗОРА СОСТАВЛЕНА СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПРИМЕНИМОСТИ ИМЕЮЩИХСЯ КОМПОЗИЦИЙ С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

THIS ARTICLE CONSIDERS THE PROBLEM OF KILLING PRODUCTION AND INJECTION WELLS WITH ABNORMALLY HIGH FORMATION PRESSURE. THE AUTHORS ANALYZE THE EXISTING TECHNOLOGIES AND WELL KILLERS, REVEAL THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE USED COMPOSITIONS AND TECHNOLOGIES, AS WELL AS WAYS TO IMPROVE THEM. BASED ON THE REVIEW, A SUMMARY TABLE OF THE APPLICABILITY OF THE AVAILABLE COMPOSITIONS WAS PREPARED. TAKING INTO ACCOUNT POSSIBLE COMPLICATIONS ARISING FROM THE OPERATION OF WELLS

Ключевые слова: глушение, аномально высокое пластовое давление, жидкость глушения скважин.

Скважина, как сложная система, требует постоянного контроля над ее состоянием, на основе которого производится текущий или капитальный ремонт.

Перед проведением ремонтных работ на скважине ее необходимо заглушить - создать противодавление на пласт с целью и газа.

Так как развитие нефтегазовой отрасли связано с введением в эксплуатацию новых скважин, а также с поддержанием работоспособности уже имеющихся, объем ремонтных работ увеличивается, пропорционально возрастает негативное влияние



Для обеспечения нормального режима работы скважины предварительно необходимо произвести ее глушение - создать противодавление с помощью столба жидкости расчетной плотности таким образом, чтобы исключить приток флюида и пульсацию газа.

Жидкость глушения скважины специально подобранная смесь компонентов расчетной плотности, которая создает необходимое противодавление на пласт. Также в условиях аномально высокого давления происходит уменьшение отношения давления поглощения и гидроразрыва к пластовому давлению, что приводит к уменьшению так называемого «рабочего окна», что, в свою очередь, не позволяет, например, использовать более тяжелую, но лучшую по фильтрационным свойствам жидкость глушения [1]. Поэтому с точки зрения процесса глушения скважины высокое пластовое давление – осложняющий фактор, так как для создания нужного гидростатического давления потребуется использовать утяжеленную жидкость.

Глушение скважин основано на базовых законах гидродинамики, поэтому большое влияние на рассматриваемый процесс оказывают физические свойства используемой жидкости.

## Требования. предъявляемые к жидкостям глушения

С точки зрения процесса ограничения притока пластового флюида и ликвидации пульсации газа наиболее важными параметрами являются плотность и вязкость используемой технологической жидкости, однако при более широком рассмотрении данного технологического аспекта необходимо обращать внимание на следующие параметры системы скважина-пласт, которые необходимо сохранить в первозданном состоянии:

- 1. Проницаемость призабойной зоны пласта;
- 2. Продуктивность скважины;
- 3. Скорость коррозии используемого оборудования.

В связи с этим к жидкостям глушения скважин предъявляются следующие необходимые требования [2-6]:

- Достаточная плотность для создания необходимого противодавления на пласт, при этом необходимо минимизировать ее поглощение и избегать автогидроразрыва пласта (авто-ГРП) при условии продавливания жидкости в ПЗП;
- Обеспечение максимального сохранения фильтрационноемкостных свойств (ФЕС) ПЗП;
- Технологичность в приготовлении;
- Совместимость с другими технологическими жидкостями, в том числе с пластовым флюидом;

- Агрегативная устойчивость и термостабильность;
- Защитные свойства по отношению к подземному оборудованию.

## Сравнение характеристик жидкостей глушения

В таблице 1 представлены наиболее распространенные жидкости глушения, использующиеся в скважинах с высоким коэффициентом аномальности пластового давления (больше 1).

Исходя из представленных данных. можно обозначить основные недостатки существующих

ТАБЛИЦА 1. Сравнение различных типов наиболее распространенных жидкостей глушения

ТИП ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ							
Достоинства	Недостатки						
CaCl₂ (плотност	гь до 1,4 г/см³)						
1. Низкая щелочность свежих растворов 2. Совместимость с Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> , что позволяет достичь высокой совокупной плотности 1,78 г/см <sup>3</sup>	1. Негативное влияние на ПЗП     2. Дороговизна     3. Необходимость проверки на совместимость с пластовой водой     4. Малое восстановление проницаемости     5. Высокие требования к чистоте раствора						
NaBr (плотность до 1,5 г/см³)							

- 1. Не выпадает в осадок
- 2. Малая коррозионная активность
- 3. Стабильность в условиях пластовых вод с растворенными солями двууглекислой 3. Кристаллизация при 0°C кислоты и сульфатов
- - 2. Взаимодействие с глинами

1. Дороговизна

### $K_2CO_3$ (плотность до 1,55 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Проявление ингибирующих свойств 2. Способность обработать ПЗП и
- повысить проницаемость до 125% от изначального уровня
- 3. Независимость от климатических условий
- 1. Склонность к осадкообразованию и солеотложению
- 2. Несовместимость с растворами, содержащими кальций, магний,

## Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> (плотность до 1,56 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Дешевизна
- 2. Окислитель сероводорода и ингибитор его образования
- 3. Хорошая сочетаемость с CaCl<sub>2</sub>, что позволяет достичь высокой совокупной плотности 1,78 г/см3
- 1. Склонность к солеотложению
- 2. Высокая коррозионная активность

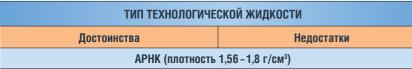
### НСООК (плотность до 1,6 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Термостабильность
- 2. Седиментационная стабильность
- 3. Морозоустойчивость
- 4. Ингибитор коррозии и глин
- 5. Отсутствие фактора загрязнения ПЗП
- 6. Безопасность

- 1. Дороговизна
- 2. Дефицит

Продолжение таблицы 1 —

Продолжение таблицы 1



- 1. Игибирующая способность
- 2. Дешевизна

. При контакте с водой и высокими пластовыми температурами (от 90°C) возрастает коррозионная активность и увеличивается вероятность солеотложения 3. Гидрофилизатор

### ПСЖГ (плотность до 1,7 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Хорошие ингибирующие свойства
- . Невозможность применения при 2. Отсутствие вредного влияния на ПЗП высоких температурах (выше 100°C)

### CaBr<sub>2</sub> (плотность до 1,85 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Термо- и химическая стабильность
- 2. Ингибирует глины
- 3. Отсутствие вредного влияния на ПЗП
- 1. Дороговизна
- 2. Высокая коррозионная активность
- 3. Высокая температура кристаллизации при высоких плотностях

## КТЖ-1600 (плотность до 1,9 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Практически полное отсутствие содержания твердой фазы
- 2. Высокй коэффициент восстановления проницаемости (96 % и более)
- 3. Морозоустойчивость
- 4. Низкая стоимость

- . Присутствие H<sub>2</sub>S концентрации выше 6 г/л требует ввод дополнительных добавок
- 2. Высокая коррозионная активность при температуре выше 60°C
- 3. Неправильное соотношение веществ может привести к температуре кристаллизации +20°C

### ZnBr<sub>2</sub> (плотность до 2,3 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Уменьшает температуру кристаллизации ЖГС
- 1. Дороговизна
- 2. Высокая коррозионная активность 3. Образование нерастворимого осадка
- при контакте с H<sub>2</sub>S

## HCOOCs (плотность до 2,4 г/см<sup>3</sup>)

- 1. Безопасность
- 2. Снижение коррозионной активности
- 3. Термостабильность при температуре до 200°C
- 1. Очень высокая цена реагента

композиций для глушения скважин в условиях высоких и очень высоких пластовых давлений. По данным исследований для глушения нагнетательных скважин. закачивающих воду с большим содержанием карбонатов, требуется производить ЖГ с минимально возможным рН при условии стабильности коррозионной активности. Невысокие значения рН обеспечивают лучшую совместимость с гидрокарбонатнонатриевыми водами [5]. На рисунке 1 представлена таблица, в которую сведены основные негативные факторы при использовании тех или иных добавок в ЖГ, а также диапазон плотностей, характерный для каждого конкретного компонента.

## Облагораживание свойств жидкостей глушения

Основным направлением развития технологий глушения скважин является улучшение свойств используемых композиций исправление их недостатков посредством добавки специальных присадок и примесей. Выделяют несколько основных групп добавок, исходя из назначения:

- 1. Компоненты, направленные на снижение коррозионной активности жидкости;
- 2. Специальные добавки для регулирования свойств некоторых жидкостей;
- 3. Присадки, направленные на уменьшение стремления жидкости к поглощению;

- 4. Утяжеляющие примеси;
- 5. Ингибиторы коррозии;
- 6. Гидрофобизаторы.
- 7. Ингибиторы солеотложений;
- 8. Регуляторы технологических и реологических свойств:
- 9. Комплексные и многофункциональные поверхностно-активные вещества;
- 10. Эмульгаторы обратных эмульсий;
- 11. Нейтрализаторы сероводорода.

Использование данных композиций позволяет заметно повысить качество жидкости глушения и самого процесса глушения скважины.

## Снижение коррозионной активности жидкостей глушения и ингибиторы коррозии

На сегодняшний день наибольшую популярность для снижения коррозионной активности жидкости получили две добавки – свободный аммиак и гидроксид кальция. Добавка второго реагента может вызвать несовместимость с пластовой водой. Облагораживание жидкости аммиаком требует дополнительных мер безопасности и герметичности. По этой причине чаще всего пользуются не уменьшением коррозионной активности жидкости, а повышением соответствующей стойкости у труб. Это достигается за счет применения ингибиторов коррозии.

Добавка таких веществ, как ИКБ-4, ХОСП-10, КПИ-3 и Нефтехим, даже в малых концентрациях позволяет снизить скорость коррозии в несколько раз. Защитные свойства ХОСП-10 усиливаются при добавке в состав хлористого натрия или соляной кислоты. Существующие модификации ХОСП-ЮА, ХОСП-ЮВ и др. лишены некоторых недостатков и превосходят оригинал по степени защиты [10].

Ингибитор коррозии КПИ-3 хорошо растворяется в воде и защищает стали от сероводородной коррозии. Температурный интервал применимости ингибитора составляет 20-90°C, он малочувствителен к солям железа и предотвращает наводороживание. Максимальная степень защиты от серной кислоты составляет 99,2%,

РИС. 1. Применимость различных жидкостей глушения

Отсутствие нейтральности к H₂S							ктж		ZnBr <sub>2</sub>		
Невозможность использования при высоких температурах				АРНК	ПСЖГ		ктж				
Высокая коррозионная активность			Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	APHK		CaBr₂	ктж		ZnBr <sub>2</sub>		
Солеотложения	CaCl <sub>2</sub>		K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	APHK		CaBr₂					
Сложности приготовления	CaCl <sub>2</sub>	NaBr	K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		псжг	CaBr₂	ктж		ZnBr <sub>2</sub>		HC00Cs
Высокая вероятность несовместимости с ТЖ	CaCl <sub>2</sub>		Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	APHK		CaBr₂					
Негативное влияние на ПЗП	CaCl <sub>2</sub>	NaBr	_	APHK	псжг						
Плотность жидкости, г/см³ 1,3 1,4 1,5 1,6 1,7 1,8 1,9 2,0 2,1 2,2 2									,2 2,3		

от соляной и плавиковой 98 и 99,8% На сегодняшний день существует соответственно [11].

Основная особенность рассмотренных выше присадок в том, что при взаимодействии и совместном их использовании со смесью фурфурола происходит дополнительное увеличение защитных свойств, что является большим преимуществом при использовании данных присадок в агрессивных средах.

Также весьма эффективными и доступными на сегодняшний день являются ингибиторы под торговыми именами СНПХ-1004, СОЮЗ-2000, Азол С1-130, КорМастер-1035. Выбор ингибитора коррозии следует производить исходя из температурного режима, агрессивности среды, источника коррозии и совместимости с другими компонентами в составе жидкости глушения, а также с учетом свойств пластовых флюидов.

## Гидрофобизаторы

Использование гидрофобизаторов направлено на изменение типа смачиваемости призабойной зоны пласта. Этот технологический процесс уменьшает радиус измененной зоны, позволяет легче удалить кольматирующие остатки и предупреждает последующую гидратацию. Эффект от снижения поверхностного натяжения предотвращает образование стойких эмульсий, а также старение уже имеющихся, заметно уменьшается скорость набухания глин.

множество присадок данного типа, наиболее популярными из них можно считать ДОН-52, КТС-2, КТС-8, Синол-Кам, ИВВ-1, Нефтенол ГФ, РМД. Комплексный продукт ДОН-52 и его аналог ДОН-А 0934 представляют собой преимущественно углеводородорастворимые соли алифатических аминов с концентратом. Они смешиваются с водой в неограниченном количестве и сохраняют свои свойства вплоть до 95°C, рН раствора обычно не превышает 9, можно использовать при любой минерализации пластовой воды.

КТС-2 и КТС-8 представляют собой кремнийорганические добавки – подвижные жидкости с нейтральной реакцией среды. Продукты КТС характеризуются слабым гидролизом в водной среде с образованием мазеподобных гелей, легко растворяются в нефтях и не являются токсичными. Данная присадка также снижает водопроницаемость породы, исключает шелушение и пыление [12].

Синол-Кам – водный раствор смеси амфолитных и катионногенных поверхностноактивных компонентов. Обладает очень высоким показателем ингибирования гидратации глин. Помимо основного назначения выполняет функцию снижения температуры кристаллизации раствора [13].

Нефтенол ГФ представляет собой водный раствор четвертичных аммониевых солей. Образует водоотталкивающую пленку на породе, снижает фильтрацию через водонасыщенные каналы, дополнительно снижает коррозионную активность.

Выбор гидрофобизатора должен основываться на типе смачиваемости породы, минерализации пластовой воды, температуре и свойствах самой жидкости глушения.

## Ингибиторы солеотложения

Отложения солей в скважине и на органах насоса весьма заметно сказывается на производительности и эффективности работы в целом. Удаление солеотложнений часто бывает осложнено и затруднено, поэтому гораздо эффективнее предупредить их появление, чем бороться с последствиями. Для этих целей используются специальные присадки – ингибиторы солеотложений, наибольшее распространение из которых получили следующие композиции: СНПХ-5311, 526 ОЭДФ-МА, НТФ, Синол-ИС 001, Акватэк 511, Нарлекс, ПАФ 13, Серво-367, ХПС-005, Инсан.

СНПХ-5311 представляет собой многокомпонентную смесь продуктов, содержащую азот и фосфор. Борется с отложениями солей карбоната кальция. Проявляет высокую

[7] Neftegaz.RU ~ 45 44 ~ Neftegaz.RU [7]



противонакипную активность при высоких температурах и эффективно защищает органы насосов. Предотвращает отложения солей бария при концентрации до 30 мг/дм³. Хорошо растворяется в воде и частично ингибирует коррозию, малотоксичен и легок в применении. Не оказывает негативного влияния на пластовые флюиды [14].

Присадка ПАФ-13 и ее аналог ПАФ-13А представляют собой водный раствор полиаминометиленфосфонатов, предназначенных для предотвращения образования труднорастворимых солей, допускаются добавки формальдегида или кислых солей. Сохраняет свой эффект вплоть до 130°C. Принцип действия реагента состоит в блокировании центров кристаллизации солей. Эффективность блокирования солей карбонатов начинается от 65%.

Оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ) характеризуется высокой химической устойчивостью, тяжелой гидратацией и хорошей растворимостью в воде. Вступает в хелатные комплексы с ионами металлов. ОЭДФ плохо справляется с массивными отложениями свыше 10 кг/м². Дополнительным положительным эффектом служит повышение проницаемости проконтактировавших пород [15].

НТФ (нитрилотриметилфосфоновая кислота) хорошо ингибирует образование CaCO<sub>3</sub>, удовлетворительно справляется с сульфатными отложениями. Имеет большее число адсорбционных центров, чем ОЭДФ, гораздо более эффективна при большом количестве ионов солеобразующих элементов [16]. Дополнительным положительным эффектом служит повышение проницаемости проконтактировавших пород [15].

Синол-ИС 001 обладает свойством растворения карбонатных отложений и по эффективности сравним с 15%-ным раствором соляной кислоты, однако компонент обладает повышенной коррозионной активностью. Также ингибирует образование солей сульфатов. Не оказывает отрицательного влияния на разделение эмульсий и водоотделение. Дольше аналогов удерживается на контактирующих поверхностях, что непосредственно

увеличивает защитный период. Имеет хорошую совместимость с другими технологическими жидкостями. Не оказывает негативного влияния на процесс подготовки и переработки пластовых флюидов [17].

Выбор ингибитора солеотложений следует начинать с определения природы солей и количества тех или иных солеобразующих ионов. Так. в избытке – HCO<sub>3</sub>наиболее эффективными могут оказаться композиции Серво-367 и СНПХ-5314, однако при избытке Ca<sup>2+</sup> максимальную эффективность гарантируют присадки Нарлекс и СНПХ-5311. Возможно применение селективных ингибиторов специфических солей, например, смеси Инсан. Важными элементами при выборе примеси также являются термостабильность и совместимость с другими технологическими жидкостями и добавками.

### **Утяжелители**

На сегодняшний день применяются классические утяжелители – глинопорошки, барит, сидерит, гематит, кальцит и др.

Барит представляет собой тяжелый шпат, инертный к химическим реакциям. Обладает низкой абразивной характеристикой и не токсичен, однако высокое влияние на качество реагента оказывает его чистота. Не растворяется в воде, кислотах и нефти, что при нарушении технологии может привести к серьезной кольматации пзп

Сидеритовый утяжелитель лишен серьезного недостатка барита – данная композиция растворяется в кислоте. Коэффициент восстановления проницаемости 92—94% по сравнению с баритом 27—35%. Обладает хорошей совместимостью и может повлиять на реологические свойства жидкости. Абразивные свойства слабовыраженные.

Гематит имеет повышенную абразивность и способность намагничиваться к технологическому оборудованию, однако растворим в кислоте. Обладает седиментационной устойчивостью и не выпадает в осадок, является экологической добавкой. Обладает относительно высокими показателями активности, вступает в химические реакции.

## Эмульгаторы обратных эмульсий

Обратная эмульсия - это коллоидная система с внешней углеводородной фазой. Ее использование не понижает фазовую проницаемость по нефти или газу, так как не возникает капиллярный эффект. Данный тип ЖГ позволят достичь большой плотности за счет утяжелителей. Также в эмульсию можно включить кислоты или другие добавки для проведения операции комплексного глушения. Обратные эмульсии отличаются высокой термостабильностью и низкой коррозионной активностью [18].

На сегодняшний день применение нашли такие эмульгаторы, как Ялан-Э-1, Сонккор, Нефтенол НЗ и Нефтенол НЗБ, МР и др.

Ялан-Э-1 — это комплексный продукт, обладающий, помимо основной, функцией отмыва остаточной нефти и защиты от коррозии. Представляет собой раствор неионогенного поверхностно-активного вещества в углеводородном растворителе. Является нетоксичным и малоопасным веществом [19].

Комплексные добавки Нефтенол НЗ и Нефтенол НЗБ представляют собой углеводородные растворы сложных эфиров олеиновой, линолевой, а также смоляных кислот триэтаноламина. В модификацию НЗБ также входит дополнительная коллоидная система.

Описанные выше активные вещества и их аналоги необходимы в том случае, если выбрана технология с использованием обратной эмульсии, данные реагенты имеют стабилизирующие свойства, некоторые из них также обладают отмывающим действием.

## **Нейтрализаторы** сероводорода

Данные реагенты необходимо применять в скважинах, осложненных большим количеством сероводорода. Помимо опасного влияния на персонал и негативного влияния на оборудование, многие жидкости глушения несовместимы с сероводородом и выпадают при контакте с последним в нерастворимый осадок, что приводит к существенному

снижению эффективности глушения и коэффициента продуктивности скважины.

В настоящее время для данных целей используются следующие реагенты: МНБСК, 658 ПХБСК, производные ГМТА, ЖС-7, Фурфурол, Т66 и многочисленные комплексные химические соединения, например,  $n\text{-}ClC_6H_4SO_2Na$  и др.

Помимо комплексных соединений и товарных марок все реагенты-поглотители можно классифицировать следующим образом:

- 1. Регуляторы щелочности;
- 2. Соединения хлора;
- 3. Соединения железа;
- 4. Соединения марганца;
- 5. Соединения меди.

В основе действия любого из нейтрализаторов и поглотителей лежит следующая химическая реакция: реагенты необратимо образуют с сероводородом и меркаптанами новые соединения, которые уже не представляют такого вреда.

Реагент Т66 содержит в своем составе производные диоксана, связывающие  $H_2S$  в химическое соединение.

Компонент ЖС-7 представляет собой композицию на основе окислов железа [20].

Стоит отметить, что в присутствии кислорода поглощение сероводорода присадками усиливаются вплоть до 100%.

## Поверхностно-активные вещества

Добавка поверхностно-активных веществ (ПАВ) преследует множество целей: повышение нефтеотдачи, улучшение стабильности, очистка перфорационных отверстий, увеличение коэффициента восстановления проницаемости, снижение фильтрационной активности, регулирование физико-химических и реологических свойств жидкости глушения и т.д.

В современной нефтегазовой отрасли используется различные ПАВы для любой ситуации: ОП-10, Неонол, Дислован 411, Сульфунол, ДС-РАС, УФЭ, СНС, МЛ, ГКЖ-10, ЭС-2, Нефтенол К, Нефтенол ВВД,

полимерные реагенты ПС и КРС, ГЛИТАЛ, КРЭМ, Лакрис, Сульфацелл, ЭКР-М, Реабур, КМК, ПСБ и др. [21, 22].

Реагент под торговой маркой ОП-10 представляет собой неионогенное ПАВ, хорошо растворимое в воде и бензоле. Он обладает хорошими отмывающими и вспенивающими свойствами, может быть использован для очистки забоя скважины.

Неонол – нонилфениловый эфир нонаэтиленгликоля представляет собой белую пастообразную жидкость с щелочной реакцией среды, легко растворяется в воде. Имеет большой ряд модификаций и аналогов, в том числе и нефтерастовримых.

Сульфунол – хорошо растворим в воде, а также обладает вспенивающими свойствами, является эмульгатором первого рода. Проявляет хорошие смачивающие свойства. Модификация Сульфунол НП-1 растворима в спирте.

Полицелл-ЭКР(М) — легкий экструзивный крахмалосодержащий реагент, прекрасно проявляет себя в условиях рапопроявлений либо в условиях соленосного разреза, оказывает влияние на реологические свойства жидкости.

ПАВ Реабур используются для обработки растворов без твердой фазы на минерализованной основе, также содержит крахмал.

Ряд реагентов торговой марки КРЭМ применяются в особо жестких горно-геологических условиях, обладают высокой стабильностью независимо от давления и температуры.

Добавка Глитал – совокупность высших жирных кислот и полиалкиленгликолей. Регулирует смазочные свойства жидкостей глушения, придает им ингибирующие свойства, уменьшает фильтрацию и регулирует реологические параметры. Часто применяется при необходимости задавки той или иной технологической жидкости в пласт.

Комплексная добавка Нефтенол К представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ

разного химического строения. Благодаря этому состав снижает скорость коррозии, уменьшает межфазное и поверхностное натяжение, препятствует образованию вторичных осадков, замедляет скорость химических реакций, препятствует образованию стойких эмульсий при взаимодействии с пластовыми флюидами, обладает повышенной стойкостью к температуре и минерализации, сохраняет и увеличивает продуктивность пластов, а также непосредственно снижает коррозионную активность растворов.

Помимо описанных выше ПАВов, существует множество других присадок, отвечающих за регулирование тех или иных свойств. Использование реагентов данного типа позволяет регулировать множество параметров жидкости глушения, придавать им новые свойства и улучшать уже имеющиеся.

Зачастую комплексные реагенты, такие как Нефтенол К или ГЛИТАЛ оказывают наибольший эффект при прочих равных по сравнению с однокомпонентными присадками. Выбор поверхностно-активного вещества следует начинать с проверки на совместимость и термостабильность, после чего следует обратить внимание на отмывающие свойства и взаимодействие с пластом и насыщающими его флюидами. Основной алгоритм выбора вещества, относящегося к классу поверхностно-активных, следующий [23]:

- 1. Оценивается поверхностная активность и работа адсорбции с использованием уравнения Гиббса. При выборе реагента предпочтение следует отдавать тем из них, которые сильнее снижают поверхностное натяжение при меньших концентрациях;
- 2. Оценивается степень устойчивости системы время стабильного существования, площадь стабилизированной поверхности, диапазон устойчивых концентраций;
- 3. Производится гидрофильнолипофильный баланс системы;
- 4. После определения всех критериев изучается вопрос токсичности и разлагаемости агента.

## Регуляторы технологических и реологических свойств жидкости

Присадки, относящиеся к данному типу веществ, созданы для изменения основных реологических свойств жидкости – динамического и статического напряжения сдвига, тиксотропных свойств, принадлежность той или иной жидкости к неньютоновским.

Среди всего многообразия возможных присадок можно выделить следующие реагенты: крахмалы, карбоксиметилцелююлоза (КМЦ), различные биополимеры, карб оксиметилгидроксиэтилцеллю лоза (КМГЭЦ), кстантогеновая смола, гуар, полиакриламид (ПАА), полиокситилен (ПОЭ), КССБ (кондесировання сульфит-спиртовая барда), Полицелл КМЦ-М, Полицелл КМЦ-ТС, АКВАПАК, Хостадрилл 2825, Sepakoll 5158.

Данные добавки весьма эффективны и хорошо справляются с возложенными на них функциями. Среди прочих добавок выделяются Штокхаузен ГмбХ и его аналог Прастол 2530: данные реагенты обладают аномально высокими показателями статического и динамического напряжения сдвига, имеют свойства избирательной флокуляции, гелеобразования, регулирования реологических и физико-химических свойств жидкости глушения.

Применения гуара с каждым днем уменьшается, уступая место все более современным присадкам. Это связано с тем, что, несмотря на выполнение основных функций, данный реагент склонен к образованию нерастворимого осадка. Такие разработки, как Полицелл КМЦ-М, Полицелл КМЦ-ТС, АКВАПАК, 776 Хостадрилл 2825, Sepakoll 5158 обладают повышенной термостойкостью и способны выдерживать температуры до 180°C, прекрасно регулируют фильтрационные и 778 реологические свойства жидкостей независимо от минерализации.

Особенностью кстантогеновой смолы является повышенная эффективность в малокальциевых растворах. КМЦ и КМЭЦ прекрасно проявляют себя при большой минерализации и рН < 8, преимуществом КМЭЦ является ее

полная растворимость в соляной кислоте в отличие от КМЦ, что дает некоторое право на ошибку при задавке раствора в пласт. Выбор того или иного регулятора реологических свойств должен начинаться с установления совместимости компонента и определения термической стабильности.

### Заключение

- 1. В данной статье проанализированы основные технологические жидкости для операций глушения в ситуации аномально высокого пластового давления
- 2. Рассмотрены такие типы присадок, как: ингибиторы коррозии и солеотложения, гидрофобизаторы, утяжелители, эмульгаторы обратных эмульсий, ПАВы, а также регуляторы технологических свойств жидкости.
- 3. Наиболее эффективными составами глушения являются композиции на основе формиата цезия, однако их высокая стоимость не позволяет в промышленном масштабе использовать данные ЖГС. Оптимальную эффективность в условиях аномально высоких пластовых давлений демонстрируют составы на основе поташа (карбоната кальция).

### Литература

- 1. Двойников М.В. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин / М.В. Двойников, В.Н. Кучин, М.Ш. Минцаев // Записки Горного института. - 2021. - Т. 247. - С. 57-65.
- 2. Vakhrushev S.A. et al. Production wells killing on R. Trebs high-temperature cavernous-fractured carbonate deposits // Neftvanoe Khozvavstvo – Oil Industry. Neftyanoe Khozyaistvo. - 2017. - № 10. - P. 41 - 45.
- 3. Е.В. Бойков Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е.В. Бойков, И. Н. Евдокимов, А. Кильмаматов [и др.] // Бурение и нефть. - 2019. - № 2. - С. 20-27.
- 4. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. М.: 000 «Недра-Бизнесцентр», 2001, 543 с.
- 5. Kunakova A.M., Karpov A.A., Makarova A.M. Development of new formulations of heavy well killing fluids with density of up to 1600 kg/m3 for the conditions of the fields of Gaznrom Neft // Neftvanne khozvavstvo - Oil Industry, Oil Industry Corporation, -2021. - № 12. - P. 34-38.
- 6. Кошелев В.Н. Технологические особенности разработки жидкостей глушения для различных горно-геологических условий и пример разработки жидкости глушения с плотностью 2,07 г/см³ / В.Н. Кошелев, В.В. Маслов, Н.А. Ченикова // Булатовские чтения. - 2017. - T. 3. - C. 125-134.
- 7. Farwana A. "Managing Well Integrity using Reliability Based Models." (2014). Corpus ID: 114411314.

- 8. Исследования свойств водонефтяных обратных эмульсий применяемых для глушения скважин / Бонларенко В П Налиров К С. Голубев В Г и лр // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 1. - С. 58-60.
- 9. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю.В. Зейгман. В.Ш. Мухаметшин. С.Б. Харина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – Nº 1. - C. 66 - 69.
- 10. Иванов Е.С. Ингибиторы коррозии металлов в кислых средах / Е.С. Иванов. М.: Металлургия,
- 11. Патент № SU1543052 A1 CCCP, 5 E 21 B 37/06, С 09 К 3/00. С 23 F 11/08. Композиция для защиты стали от коррозии: № 4298497/23-03: заявл. 08 07 1987: опубл 15 02 1990 / Пялина П Б Исаев М.Г., Южанинов П.М., Черкасов А.Д., Pvheu C A 10 c
- 12. Минаков И.И. Гидрофобизация прискважинной зоны пласта составами на основе ПАВ с целью интенсификации добычи нефти: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Минаков Игорь Иванович, Москва, 2001,
- 13. Исследования кислотных составов ЗАО .. НПФ «Бурсинтез-М», предназначенных для интенсификации добычи нефти / А.В. Кореняко, А.Н. Игнатов, А А. Селезнев [и др.] // Нефтепромысловое дело. - 2014. - № 9. -C.24 - 30.
- 14. Салов С. А. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах мамонтовского нефтяного месторождения / С.А. Салов, Т.Б. Очередько // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. - 2017. - № 4. -
- 15. Макаренко П.П. Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона / П.П. Макаренко. – Москва: Издательство «Недра» 1996. 320 C.
- 16. Voloshin, Alexander & Gusakov, V.N. & Dokichev, V.A. & Fakhreeva, A.V. (2018). Scaling Prevention Inhibitors in Oil Production. Oilfield Engineering. P. 60-72. 10.30713/0207-2351-2018-11-60-72.
- 17. Тестирование ингибитора солеотложений «СИНОЛ ИС-001» и удалителя солеотложений «СИНОЛ КМК-БС» / А.А. Селезнев, А.В. Кореняко, А.Н. Игнатов [и др.] // Нефтепромысловое дело. –
- 18. Курбасов М.Г. Влияние жидкости глушения на основе обратной эмульсии на фильтрационноемкостные свойства пласта / М.Г. Курбасов. Г.С. Мозговой В.И. Никитин // Российские нефтегазовые технологии. – 2020. – № 7. –
- 19. Бачурина О.В. Исследование эмульгаторов для приготовления инвертных эмульсий, применяемых в качестве блок-пачек при глушении скважин / О.В. Бачурина, А.А. Карпов, С.А. Вахрушев // Вестник магистратуры. — 2015. —  $N_{2}$  4-1 (43). - C. 34-41.
- 20. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / А.Н. Ананьев. Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз. - 2000. - 16 с.
- 21. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы лля повышения пролуктивности нефтяных и газовых скважин / В И Токунов А.З. Caviliuн // М.: Нелпа 2004
- 22. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по программам магистерской подготовки 553607 «Разработка нефтяных месторождений», 553610 «Гидромеханика нефтегазоконленсатных месторождений и 550829 «Нефтепромысловая химия». В 5 томах / В.Н. Глушенко, М.А. Силин. -М.: Интерконтакт Наука, 2010. 703 с.
- 23. Зейгман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин / Ю.В. Зейгман. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 1996.

KEYWORDS: jamming, abnormally high reservoir pressure, well jamming fluid.

## КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## 14 августа

Международная научно-практическая конференция

Проблемы и перспективы международного трансфера инновационных технологий

г. Самара

## **АВГУСТ**

## 20 августа

Международная научно-практическая конференция

Интеграция науки, общества, производства и промышленности: проблемы и возможности

г. Иркутск

## 22 августа

Национальная (Всероссийская) научнопрактическая конференция с международным участием

Материалы и методы инновационных научнопрактических исследований и разработок

г. Таганрог

23-26 августа

28-я Московская международная выставка

Автокомплекс-2022 Tatoilexpo-2022

Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

31 августа – 2 сентября

Международная Выставка

МВЦ «Казань Экспо»

## R

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

## для глубоких, высокотемпературных наклонно-направленных скважин

## Орленкова Ева Витальевна

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), студент

## Соловьев Николай Владимирович

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), заведующий кафедрой современных технологий бурения скважин, д.т.н., профессор, научный руководитель

## **Щербакова Ксения Олеговна**

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин

## Овезов Батыр Аннамухаммедович

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), преподаватель кафедры современных технологий бурения скважин



ПРОЦЕДУРЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН В ОСНОВНОМ ТАКИЕ ЖЕ, КАК И ДЛЯ БОЛЕЕ МЕЛКИХ СКВАЖИН. ОДНАКО ИЗ-ЗА РЯДА УСЛОВИЙ И БОЛЕЕ СЛОЖНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ГЛУБОКИЕ СКВАЖИНЫ ОБЫЧНО СЧИТАЮТСЯ КРИТИЧЕСКИМИ. СЛЕДОВАТЕЛЬНО, ДИЗАЙН ЦЕМЕНТНОЙ СИСТЕМЫ ТАКЖЕ МОЖЕТ БЫТЬ СЛОЖНЫМ, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЛОЖНОГО НАБОРА ЗАМЕДЛИТЕЛЕЙ, ПОНИЗИТЕЛЕЙ ВОДООТДАЧИ, ПЛАСТИФИКАТОРОВ, КРЕМНЕЗЕМА. КАКОЙ ДОЛЖНА БЫТЬ ЦЕМЕНТНАЯ СИСТЕМА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ НАДЛЕЖАЩЕЕ РАЗМЕЩЕНИЕ И ПОДДЕРЖКУ ЗОНАЛЬНОГО ИЗОЛИРОВАНИЯ НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО СРОКА СЛУЖБЫ СКВАЖИНЫ?

THE CEMENTING PROCEDURES FOR DEEP WELLS ARE MOSTLY THE SAME ONES AS FOR LESS DEEP WELLS. HOWEVER, DUE TO A NUMBER OF CONDITIONS AND MORE COMPLEX ARCHITECTURE, DEEP WELLS ARE USUALLY CONSIDERED CRITICAL. THEREFORE, THE DESIGN OF THE CEMENTING SYSTEM MAY ALSO BE COMPLEX, USING A COMPLEX SET OF RETARDERS, FLUID LOSS REDUCERS, PLASTICIZERS, AND SILICON DIOXIDES. WHAT CEMENTING SYSTEM SHOULD BE IN PLACE TO ENSURE ADEQUATE ZONARY THROUGHOUT THE LIFE OF THE WELL?

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, цементирование, термостойкость, цементный раствор.

При проектировании цементных растворов для глубоких, высокотемпературных скважин очень важно использовать точную статическую и циркуляционную температуру. Такие данные могут быть получены от испытаний, логов, специальной записи температуры скважинными приборами или пробы раствора при циркуляции.

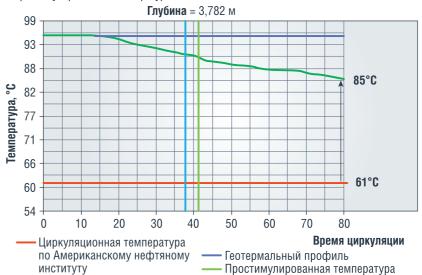
Компьютерные симуляторы также были разработаны для лучшего прогнозирования температуры скважины. Если раствор циркулирует в скважине в течение нескольких часов до цементирования, температура в скважине может значительно снижаться. В таких случаях необходимо быть осторожным, чтобы недооценить температуру циркуляции и увеличить время застывания цементного раствора [1].

Для всех типов цементных работ необходимо учитывать несколько свойств цементного раствора для успешного цементирования.

## Температура

Таблицы циркуляционных температур, созданные американским нефтяным институтом, были основаны на вертикальных скважинах, расположенных на земле, с температурным градиентом ниже 1.9°С/30 м. Эти таблицы не применяются для наклоннонаправленных, глубоководных морских скважин и скважин с аномально высокой температурой. Сегодня американский нефтяной институт рекомендует использовать температурные симуляторы при условиях, находящихся за пределами «диапазона АНИ». Температура АНИ всегда недооценивает, когда речь идет о горизонтальных скважинах. В длинных горизонтальных скважинах циркуляционная температура находится очень близко к статической температуре, поэтому не редкость использование статической температуры для испытания цемента в горизонтальных скважинах. Симулятор температуры,

РИС. 1. Разница температур между значением Американского нефтяного института и простимулированной температурой



основанный на математической и физической модели температурного обмена, точно вычисляет циркуляционную температуру в зависимости от геометрии скважины и формации, литологии, геологический градиент температуры, свойства жидкостей, скорость насоса и время циркуляции и т.д. На рисунке 1 показана циркуляционная температура согласно АНИ (61°C) по сравнению с имитированной температурой (85°C) и статическая температура (96°C) в типичной горизонтальной скважине (3,660 м с горизонтальной секцией 1070 м). Симулированная температура намного выше, чем АНИ [4].

### Реология

Основной критерий для цементного раствора заключается в том, чтобы реология соответствовала удалению бурового раствора. Реология может быть увеличена за счет использования загустителей, таких как бентонит, понизителя седиментации. Однако можно использовать раствор без добавок, если они имеют умеренную пластическую вязкость и напряжение сдвига, чтобы гарантировать, что правильная иерархия реологий бурового, буферного и цементного раствора была достигнута.

### Механические свойства

Важным свойством цементного раствора является его механические свойства. Но в последнее время все усилия научно-исследовательских работ в цементировании были сконцентрированы на цементе,

когда он находится в жидком состоянии. Сегодня же больше внимания уделяется свойствам цемента, когда он застывает, поскольку цементный камень должен выдерживать бурение, капитальный ремонт и условия эксплуатации скважины в течение всего срока службы скважины, а иногда и после ликвидации.

Сегодня индустрия также ищет и изучает другие свойства цементного камня, такие как модуль Юнга и прочность на растяжение. Модуль Юнга измеряет гибкость цемента, а прочность на растяжение обычно более важно, чем прочность на сжатие, поскольку цементный камень обычно разрушается при растяжении, а не при сжатии.

Поскольку в большинстве горизонтальных скважин, особенно тех, которые пробурены в газовых сланцах, при гидроразрыве пласта наблюдается повышенное давления в стволе скважины (до 41,1 Мпа, иногда до 82,7 МПа). Это давление будет оказывать значительное влияние на цементный камень и разрушать его, если цемент не обладает достаточно хорошими механическими свойствами.

Как правило, по мере увеличения температуры, чувствительность систем цемента к мельчайшим химическим и физическим различиям между раствором и добавками также увеличивается. Поэтому все лабораторные испытания должны выполняться с образцами воды, цемента и добавками, которые будут использоваться во время работы [2].

Контроль водоотдачи необходим для сохранения химических и физических характеристик цементного раствора и предотвращения образования фильтрационной корки, которая может вызвать забивание в кольцевом пространстве. Для большинства случаев цементирования хвостовиков скорость потери водоотдачи, согласно АНИ 50 мл/30 мин, как правило, считается адекватной.

Типичная композиция раствора для глубокой, высокотемпературной скважины состоит из цемента класса G, 35% диоксида кремния, пластификатора, понизителя водоотдачи, замедлителя, понизителя седиментации и водоотстоя. Как показывает практика, замедлители с высокой чувствительностью к концентрации могут привести к катастрофическим последствиям в виде преждевременного схватывания цемента или слишком долгого застывания.

Есть большие во всех этих свойствах проблемы регрессии прочности, которые могут быть предотвращены путем уменьшения массового соотношения оксида кальция (СаО) к диоксиду кремния  $(SiO_2)$  (отношение C/S) в цементе. Для этого в портландцемент добавляем кварц, обычно в виде мелкозернистого песка кремнезема или обыкновенного кремнезема. Фаза C-S-H имеет переменное отношение CaO/SiO<sub>2</sub>, составляющее в среднем соотношение около 1,5. Конверсию в  $\alpha$ -C<sub>2</sub>SH при 110 °C можно предотвратить добавлением от 35% диоксида кремния (по массе цемента), уменьшая CaO/SiO<sub>2</sub> соотношение до 1,0. На этом уровне образуется минерал, известный как тоберморит ( $C_5S_6H_7$ ), этот минерал сохраняет высокую прочность на сжатие и низкую проницаемость. Когда температура увеличивается до примерно 150°C, тоберморит обычно превращается в ксонотлит  $(C_6S_6H)$  и небольшое количество гиролита (C<sub>6</sub>S<sub>3</sub>H<sub>2</sub>) с минимальным ухудшением характеристик цемента.

При  $250\,^{\circ}$ С начинает образовываться траскоттит ( $C_7S_{12}H_3$ ). При увеличении температуры до  $400\,^{\circ}$ С как и ксонотлит, так и траскоттит находятся вблизи максимального предела их стабильности. При более высоких температурах ксонотлит и траскоттит обезвоживаются, что приводит к распаду цементного камня

## ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

РИС. 2. Набор прочности цемента без добавления диоксида кремния

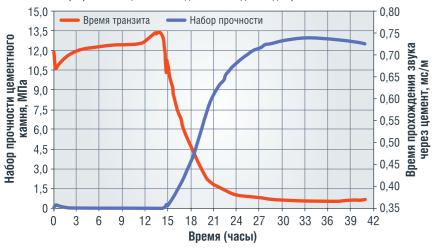
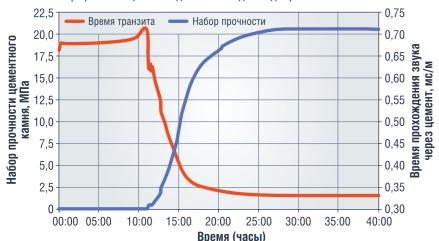


РИС. 3. Набор прочности цемента с добавлением диоксида кремния



Цементы, содержащие значительные количества трикоттита, обычно характеризуются низкой проницаемостью. Образование пектолита, гидрата силиката натрия сопровождается расширением цемента; к тому же пектолит, по-видимому, делает цементы более устойчивыми к коррозии высокосолеными рассолами. Скаутит показал, что повышают прочность на сжатие цемента, когда присутствует в небольших количествах. В общем цементы, которые состоят преимущественно из гидратов силиката кальция с соотношениями C/S, меньшими или равными до 1,0, как правило, имеют более высокую прочность на сжатие и более низкую водопроницаемость.

Вышесказанное показывает сложность гидротермального поведения гидратов силиката кальция. Производительность цемента зависит не только от температуры в скважине, но также и от наличия подземных флюидов и других минералов. В результате преобразования, полученные

при стандартных условиях, не всегда наблюдаются в скважине. Следовательно, установленный цемент должен рассматриваться как метастабильный, потому что его состав может развиваться по мере изменения условий скважины.

Если проанализировать реагирования цементности на высокие температуры, то результат на ультразвуковом цементном анализаторе без добавления кварца при температуре 125°C будет показан на рисунке 2. Как видно на графике, на тридцать третьем часе был пик набора прочности, после чего прочность начала падать. Связано это с тем, что при температурах выше 110°C фаза C-S-Н превращается в фазу, называемую альфа гидрат дикальций силиката ( $\alpha$ -C<sub>2</sub>SH).  $\alpha$ -C<sub>2</sub>SH является высоко кристаллическим и более плотным, чем C-S-H-фаза. В результате происходит усадка матрицы, которая негативно влияет на прочность цементного камня, что мы и видим на графике.

После добавления в сухой цемент 35% диоксида кремния в виде обыкновенного кремнезема результат станет лучше (рисунок 3). Как видно на графике, цементный камень набрал прочность на сжатие на двадцать шестой час и продолжал сохранять ее на том же уровне в течение последующих часов. В результате по графикам можно сделать вывод, что в краткосрочной перспективе цементная система с добавлением диоксида кремния лучше набирает и сохраняет прочность на сжатие.

В ходе исследования двух графиков получаем следующие данные. Цементная система без добавления диоксида кремния после 33 часов имела прочность цементного камня 13 МПа, после чего она начала постепенно падать. Однако при добавлении диоксида кремния с концентрацией в 35% наблюдаем лишь совсем незначительную потерю прочности при тех же самых условиях.

В результате проведенного анализа обнаружили, что добавление диоксида кремния в цементную систему в виде кремнезема может предотвратить снижение прочности цементного камня в долгосрочной перспективе.

По данным результатам установлено, что добавление диоксида кремния в концентрации 35% от веса сухого цемента, стабилизирует прочность и непроницаемость цементного камня при температурах более 110°C. Без добавления диоксида кремния цементный камень в затрубном пространстве при высокой температуре будет иметь тенденцию к постоянному снижению прочности. Включение в раствор специальных добавок увеличит прочность со стабильным сохранением.

### Литепатупа

- 1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра 1997. – 648 с.
- 2. Д.Л. Бакиров [и др.] / Тампонажный материал для температурного диапазона 160—300°С — M.: Socienty of Petroleum Enginners, 2016. — 16 с.
- Веагdеп, W.G.: «Влияние температуры и давления на физические свойства цемента», «Практика цементирования нефтяных скважин» в США, Вашингтоне, США, Американский нефтяной институт (1959) 49–59.
- 4. Erik B. Nelson and Dominique Guillot: «Цементирование скважин» // Elsevier – 3-е издание. 2012.

KEYWORDS: directional well, horizontal well, cementing, heat resistance, cement mortar.



## Siyam World – остров возможностей, меняющий традиционное представление об отдыхе на Мальдивах

- Siyam Water World самый большой плавучий надувной аквапарк в Индийском океане
- Единственный остров на Мальдивах с собственной конюшней-ранчо размером более чем 15 000 м<sup>2</sup>
  - Более дюжины баров и ресторанов, среди которых каждый гурман найдет свой любимый
    - Отель работает на плане питания WOW!All Inclusive!
- В пакет входят 4 ресторана и 4 бара, неограниченный ассортимент безалкогольных и алкогольных напитков и, помимо питания, большой список активностей: от аквааэробики до вечеринки у бассейна
  - Детский клуб Kidz World на острове это отдельный мир детского рая и веселья!
- 19 категорий для проживания: 8 видов вилл на воде, 10 на земле, включая абсолютно невероятные 7 категорий резиденций из коллекции Beach House
  - Коллекция Beach House это потрясающие резиденции, которые имеют собственные привилегии: завтрак на вилле, эксклюзивный доступ в японский ресторан, бар и многое другое.
     Это островной отдых по системе «все включено», который предлагает множество вариантов, начиная от ресторанов, развлечений и спа

Siyam World — природный остров площадью 54 гектара, один из крупнейших курортов на Мальдивах, созданный самой природой и сохранивший 6-километровый домашний риф и его обитателей нетронутыми







## I

## КОЛЛОИДНО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

## при разработке кислотных составов

## Силин Михаил Александрович

заведующий кафедрой,

главный научный сотрудник, PГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», д.х.н., профессор

## Магадова Любовь Абдулаевна

ведущий научный сотрудник, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», д.т.н., профессор

## Давлетшина Люция Фаритовна

ведущий научный сотрудник, PГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», д.т.н., доцент

## Давлетов Заур Растямович

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н., доцент В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСА КОЛЛОИДНОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЭФФЕКТИВНЫХ КИСЛОТНЫХ
СОСТАВОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ. В ХОДЕ ПРОВЕДЕННОЙ РАБОТЫ
НА ПРИМЕРЕ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗУЧЕНЫ ОСОБЕННОСТИ
И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С ПЛАСТОВЫМИ
ФЛЮИДАМИ, ПОРОДОЙ И КОЛЬМАТАНТАМИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
ПЛАСТА. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗУЧЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕНЫ СОСТАВЫ НА ОСНОВЕ
СУЛЬФАМИНОВОЙ КИСЛОТЫ И МНОГОЭТАПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНЫХ
ОБРАБОТОК СКВАЖИН С ВЫНОСОМ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ. НА ОСНОВАНИИ
СОВОКУПНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗРАБОТАН КОМПЛЕКСНЫЙ КОЛЛОИДНО-ХИМИЧЕСКИЙ
ПОДХОД, КОТОРЫЙ УЧИТЫВАЕТ РАЗЛИЧНЫЕ АСПЕКТЫ ВОЗМОЖНЫХ
ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ И НАПРАВЛЕН НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА
КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

THE RESULTS OF THE COLLOID-CHEMICAL RESEARCH COMPLEX IN THE DEVELOPMENT OF EFFECTIVE ACID COMPOSITIONS AND TECHNOLOGIES FOR THEIR APPLICATION ARE PRESENTED IN THE PAPER. IN THE COURSE OF THE INVESTIGATION CARRIED OUT, ON THE EXAMPLE OF THE ROMASHKINSKOE FIELD, FEATURES AND PATTERNS OF INTERACTION OF ACID COMPOSITIONS WITH RESERVOIR FLUIDS, ROCK AND DAMAGING AGENTS OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE WERE INVESTIGATED. BASED ON THE RESULTS OF THE RESEARCH, COMPOSITIONS CONTAINING SULFAMIC ACID AND MULTI-STAGE TECHNOLOGIES FOR ACID TREATMENT OF WELLS WITH THE REMOVAL OF REACTION PRODUCTS WERE SUGGESTED. BASED ON THE COMBINATION OF LABORATORY AND FIELD STUDIES, THE COMPLEX COLLOID-CHEMICAL APPROACH HAS BEEN DEVELOPED THAT TAKES INTO ACCOUNT VARIOUS ASPECTS OF POSSIBLE INTERACTIONS AND IS AIMED AT INCREASING THE EFFICIENCY OF THE ACID TREATMENT METHOD

Ключевые слова: кислотные обработки, кислотные составы, соляная кислота, грязевая кислота, глинокислота, сульфаминовая кислота, фторид аммония, бифторид аммония, поверхностно-активное вещество, нефтекислотная эмульсия, межфазное натяжение, реология.



В настоящее время в нефтяной отрасли России большая часть действующих нефтяных месторождений находится на стадии истощения. Повышение выработки таких месторождений решается применением различных методов интенсификации. Одной из самых распространенных технологий, наряду с гидроразрывом пласта, является кислотная обработка скважин (КО).

Технологию кислотной обработки скважин можно назвать самой изученной и старой, ее история началась с первого патента 1896 года компании Стандарт Ойл. Она отличается относительной простотой и дешевизной. Традиционно в карбонатных пластах применяют соляную кислоту, в терригенных – грязевую (глинокислоту), смесь плавиковой и соляной кислот. По статистике в России более 180 тыс. скважин, которые постоянно подвергаются кислотной обработке.

Однако эффективность от КО считается довольно низкой и не превышает и 50-60%, как на новых, так и на старых месторождениях. Это связано с высокой скоростью реакции кислот и быстрой их нейтрализацией в призабойной зоне пласта (ПЗП); блокированием порового пространства породы продуктами реакций с породой, пластовыми флюидами; вторичным осадкообразованием, кольматирующим поровое пространство; сложностью выноса продуктов реакций после КО и освоения скважины.

По нашему мнению, именно отсутствие научнометодологического подхода к подбору кислотного состава (КС), который должен включать параметры, характеризующие уникальность месторождений, а также их техногенные изменения в процессе разработки, является следствием низких значений эффективности кислотных обработок. Геолого-физические характеристики месторождений включают в себя общее описание составов пород-коллекторов и насыщающих флюидов. Изучению таких особенностей, как минералогический состав кернов, коллоидно-химический состав нефти и их изменений в процессе эксплуатации, уделяется мало внимания, несмотря на всю актуальность этих исследований.

Необходимо более детально изучать процессы, происходящие при кислотных обработках, учитывать все физико-химические явления на границах различных сред: порода - пластовые флюиды (нефть, пластовая вода, газ), нефть – вода (пластовая или закачиваемая), пластовые флюиды – технологические жидкости (химические реагенты, закачиваемые в пласт в процессе строительства и ремонта скважин), порода – технологические жидкости. Их взаимное влияние может приносить немало проблем, снижающих эффективность проводимых мероприятий в пласте.

Коллоидная химия изучает дисперсные системы и поверхностные явления, возникающие на границе раздела фаз. Нефтенасыщенный пласт является объектом для исследований, который состоит из нескольких фаз, отличающихся по составу и свойствам, в процессе нефтедобычи пласт пополняется дополнительными фазами. Все они постоянно изменяются и взаимодействуют друг с другом. Использование методов коллоидной химии позволяет более глубоко исследовать данные процессы и дает возможность продвинуться дальше в решениях по совершенствованию технологии КО и разработке новых кислотных составов.

Известен целый ряд методик, которые применяют при разработке кислотных составов и технологий [1]. Эти методики можно классифицировать на общие и специальные. К общим относятся стандартные методики, по которым определяются: цвет, плотность, вязкость, содержание основного вещества, скорость коррозии, межфазное натяжение. Специальные методики включают: исследование взаимодействий КС с породой пласта (растворимость кернов или индивидуальных минералов, например: кварца, глины в частности; набухание глинистых минералов); взаимодействие с пластовыми флюидами (совместимость с нефтью и пластовой водой, оценка межфазного натяжения на границе с нефтью), фильтрационные исследования (на насыпных моделях и на образцах керна). На сегодня каждая добывающая или сервисная компания, а также научные группы проводят различные виды исследований, но нет единого методологического подхода к оценке кислотных систем.

В соответствии с этим в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина на примере Ромашкинского месторождения был проведен комплекс коллоидно-химических исследований, учитывающий различные аспекты возможных взаимодействий при разработке кислотных составов и технологий их применения. Ромашкинское месторождение находится в Волго-Уральской провинции, было открыто в 1948 году. Пласты девонских отложений относятся к терригенным пластам, начальная пластовая температура составляла 40°C. В работе [2] было показано, что плотность нефти на период 1958-1962 гг. составляла 868,0  $\kappa \Gamma / M^3$ , а вязкость — 17,5  $MM^2/C$ , на период 1975-1979 гг. плотность -870,0 кг/м<sup>3</sup>, а вязкость — 21,2 мм<sup>2</sup>/с, а в 1995-2001 гг. плотность - $871,0 \text{ кг/м}^3$ , вязкость —  $22,5 \text{ мм}^2/\text{с}$ . Состав нефти пашийского горизонта более чем за 50 лет изменился в сторону увеличения плотности и вязкости, а также повышения содержания асфальтенов и уменьшения содержания смол.

В работе [3] исследовался состав нефти Ромашкинского месторождения и сделан вывод, что остаточная нефть в терригенном пласте сформирована в результате адсорбции на породе наиболее активной части нефти и ее окисления закачиваемой водой. На примере девонских пластов Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения было показано [4], что значение плотности нефти, отобранной из пласта Д1 в 1961 году, составляло 862,0 кг/м<sup>3</sup>, а в 1991 году – 879,6 кг/м<sup>3</sup>. Значение вязкости нефти этого пласта за 30 лет также возросло со значения 2,9 мм<sup>2</sup>/с до 9,5 мм<sup>2</sup>/с. В компонентном составе нефти наблюдалось снижение содержания бензиновой фракции (н.к. – 200°C) и увеличение содержания масел; отмечено также общее увеличение смолисто-асфальтеновых компонентов и твердых парафинов. Анализ структурно-группового состава нефти показал, что увеличилось содержание конденсированных ароматических структур с повышенной долей боковых заместителей. Содержание парафиновых структур заметно снизилось, а окисленность значительно повысилась



ТАБЛИЦА 1. Результаты исследований взаимодействия кислотных составов на основе химически чистых реагентов с нефтью (Д1) и АСПО, выделенного из нефти

Состав	Степень разделения, Р, %	Фильтруемость, F, %	Отмыв АСПО, Z, %	
15 % HCI	0	92	2,72	
5 % HCI	0	97	12,51	
12% HCI + 3% HF	0	95	1,84	
15 % NH <sub>2</sub> SO <sub>3</sub> H	0	100	68,45	
5 % NH <sub>2</sub> SO <sub>3</sub> H	0	100	26,21	

Наши исследования пяти проб нефти (Д1) из скважин, также расположенных на Абдрахмановской площади, показали, что, несмотря на то, что они находились на одном участке, характеристики образцов нефти из этих скважин значительно отличаются. Анализ асфальтенов этих образцов нефти также показал отличие по содержанию гетероатомов, которые придают активность асфальтенам за счет зарядов на их поверхности. Соотношение содержания смол и асфальтенов намного больше, чем критическое 1,5, что говорит об относительной стабильности асфальтенов, которое поддерживается смолами.

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены исследования по совместимости нефти с растворами кислот, приготовленными на основе химически чистых реагентов: соляная, грязевая, сульфаминовая (таблица 1). В лабораторных условиях работы проведены в свободном объеме по методу «ботл-тест» путем перемешивания и анализа образующихся эмульсий на устойчивость по степени разделения и фильтруемости через сито. Считается, что если при анализе взаимодействия нефти и КС в свободном объеме образуется эмульсия или осадок на сите, то такой КС не может применяться для обработок скважин, так как это вызовет осложнения в пласте при закачке кислоты.

В условиях применения химически чистых кислот с нефтью Ромашкинского месторождения были получены устойчивые эмульсии, не расслаивающиеся во времени, но фильтруемые через сито. Оценка отмывающей способности кислотных составов по отношению к асфальтено-смолопарафиновым отложениям (АСПО),

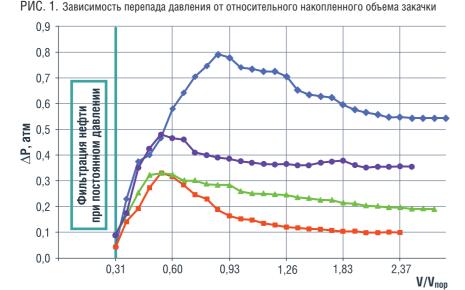
которая также рекомендуется для анализа, показала хорошие результаты только для 15% сульфаминовой кислоты.

Также была оценена совместимость кислотных составов на основе соляной кислоты и поверхностно-активных веществ (ПАВ), регламентированных для применения на Ромашкинском месторождении. В результате были получены отрицательные результаты, все составы образовывали нефтекислотные эмульсии, устойчивые к разделению и не фильтрующиеся через сито.

Реологические исследования полученных эмульсий показали, что наиболее структурированные эмульсии получаются на основе соляной кислоты, вязкость нефтекислотных эмульсий увеличивается как при повышении концентрации раствора кислоты, так и во времени, при этом одновременно происходит увеличение дисперсности эмульсий.

По-видимому, соляная кислота, являясь наиболее сильной, активно воздействует на асфальтены нефти и, протонируя их, выводит из равновесия. В результате чего они могут стабилизировать образующиеся кислотные эмульсии. В случае появления в системе ионов железа эмульсии еще более стабилизировались и структурировались. Сульфаминовая кислота, которая также применяется при кислотных обработках, даже при образовании не расслаивающихся эмульсий не давала осадков, при этом нефтекислотные смеси хорошо фильтровалась через сито.

Исследования показали сопоставимость получаемых результатов в свободном и поровом объеме. Соляная кислота образовывала устойчивую кислотную эмульсию с нефтью в свободном объеме, вязкость которой была наибольшей при сравнении с кислотной эмульсией на основе сульфаминовой кислоты и водонефтяной эмульсией. При фильтрации через нефтенасыщенное поровое пространство соляная кислота создавала высокие фильтрационные сопротивления, на рисунке 1 наблюдается наибольший скачок по перепаду давления. В случае добавления ПАВ в соляную кислоту, которое приводило к расслоению эмульсии в анализе «ботл-тест», при фильтрации через поровое пространство ПАВ-кислотного состава происходило снижение



**──** H<sub>2</sub>O

**---** 15% NH₂SO₃H

— 15% HCI + ПАВ

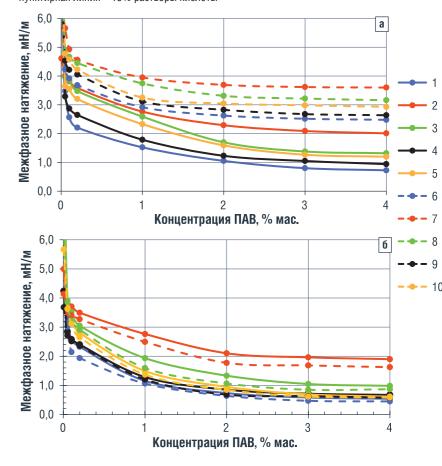
перепада давления, но не достигало значения, которое создавали вода или сульфаминовая кислота в нефтенасыщенном поровом пространстве.

Не только наличие асфальтенов и их количество влияет на совместимость кислот с нефтями. Необходимо проведение полного анализа нефти. В нашем случае объяснение наблюдаемого поведения кислотных эмульсий согласуется с различиями показателя индекса коллоидной неустойчивости (ИКН) анализируемых нефтей. Он определяется как отношение суммы асфальтенов и насыщенных углеводородов к сумме ароматических углеводородов и смол. Так, при исследовании образцов нефти Ромашкинского месторождения двух горизонтов: пашийского и бобриковского, которые имели близкие значения параметра соотношения содержания в нефти смол и асфальтенов, исследования на совместимость с кислотами давали разные результаты. В отличие от нефти пашийского горизонта, нефть бобриковского горизонта образовывала эмульсии только с кислотными составами, содержащими соляную кислоту. Согласно полученным данным ИКН, асфальтены в нефти пашийского горизонта являются менее устойчивыми, что и объясняет образование устойчивых эмульсий. Асфальтены в нефти бобриковского горизонта являются более устойчивыми, несмотря на их большее содержание в бобриковских нефтях.

Чаще всего решением проблем, связанных с негативным влиянием КС на стабильность углеводородных систем, является добавление ПАВ. В наших исследованиях были взяты промышленно выпускаемые ПАВ, применяемые в нефтепромысловой практике: анионное ПАВ – Нежеголь, катионное ПАВ – Неонол АФ 9-12; а также смеси ПАВ: анионного и неионогенного ПАВ – Нефтенол ВВД, смесь анионного и катионного ПАВ – Нефтенол К.

В качестве углеводородов, на границе с которыми измерялось межфазное натяжение, были взяты н-октан как индивидуальный углеводород, керосин как фракция нефти и сама нефть. Для изучения влияния среды на свойства ПАВ

РИС. 2. Изменение межфазного натяжения на границе н-октана и растворов HCI (2a),  $NH_2SO_3H$  (26), содержащих ПАВ: Нежеголь (1, 6), Нефтенол ВВД (2, 7), Нефтенол ГФ (3, 8), Нефтенол К (4, 9), Неонол-АФ-9-12 (5, 10). Сплошная линия – 5% растворы кислоты, пунктирная линия – 15% растворы кислоты



для начала были исследованы водные растворы ПАВ. Межфазное натяжение водных растворов ПАВ снижается на границе с углеводородными системами в ряду: н-октан – керосин – нефть, что согласуется с правилом Ребиндера.

Закономерности изменения активности растворов ПАВ описываются практически аналогичным образом. Значения межфазного натяжения растворов ПАВ увеличиваются в ряду: Неонол АФ 9-12 (НПАВ) – Нефтенол ГФ (КПАВ) – Нефтенол ВВД (АПАВ + НПАВ) – Нефтенол К (АПАВ + КПАВ) – Нежеголь (АПАВ).

Исследование межфазного натяжения (рис. 2а) ПАВ-КС на границе с н-октаном показало, что увеличение концентрации соляной кислоты от 5 % (сплошные линии на графиках) до 15 % мас. (пунктирные линии на графиках) негативно влияет на активность синтетических ПАВ. Это характерно как в случае с менее полярным и инертным н-октаном, так и с нефтью, что объясняется конкурирующими процессами адсорбции ионов

гидроксония и синтетических ПАВ на границе раздела фаз. Также было подтверждено ранее представленное мнение, что соляная кислота активизирует асфальтены, выводя их из равновесия.

Наличие в водном растворе сульфаминовой кислоты, помимо ионов гидроксония и цвиттер-ионов, позволяет объяснить меньшую активизацию асфальтенов на межфазной границе кислотного раствора с нефтью. Кроме того, увеличение концентрации сульфаминовой кислоты до 15% мас. в растворах ПАВ (пунктирные кривые) ведет к некоторому снижению межфазного натяжения, то есть, в отличие от соляной кислоты, повышение концентрации сульфаминовой кислоты положительно влияет на свойства ПАВ-кислотных составов (рис. 2б).

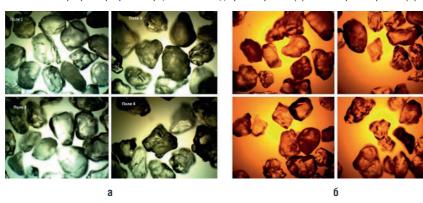
При изучении взаимодействия кислотных составов с породой также проводят большой набор исследований, которые можно разделить на динамические и статические. По динамическим



исследованиям на фильтрационной установке оценивают остаточный фактор сопротивления как отношение проницаемости модели до и после кислотного воздействия, обратная величина которого является коэффициентом восстановления проницаемости. Чаще всего фильтрационные исследования являются итоговыми при подборе ПАВ-кислотных составов, однако при таком анализе процесса КО для конкретного месторождения нужно иметь в виду, что существуют субъективные особенности: представительность кернов с одинаковыми значениями проницаемости, пористости и структурой порового пространства, наличие трещин. При этом сравниваются различные кислотные составы между собой и оценивается их эффективность. В таких жестких рамках трудно достигать сопоставимости результатов исследований и находить общие закономерности.

Для анализа кинетики взаимодействия кислоты и породы лучше подходят исследования в статических условиях на моделях. В случае терригенных пластов объектами исследования могут являться кварцевое стекло или кварцевый песок. Согласно полученным исследованиям, активность фторсодержащих составов уменьшается в следующем ряду: бифторид аммония плавиковая кислота - фторид аммония, при этом плавиковая

РИС. 3. Микрофотографии кварцевого песка до растворения (а) и после растворения (б)

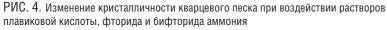


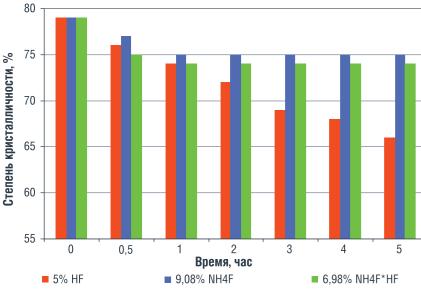
кислота негативно влияет на структуру породы, которую определяют по микрофотографиям (рис. 3), и снижает степень кристалличности породы с 79 до 66% (рис. 4). При сравнении результатов исследований на песке с результатами на стекле был сделан вывод об их сопоставимости по характеру протекающего взаимодействия.

На практике фторсодержащие составы применяют в смеси с соляной кислотой. В наших исследованиях при замене соляной кислоты на сульфаминовую было обнаружено, что сухокислотный состав на основе сульфаминовой кислоты и фторида аммония при 20 и 40°C более активен по сравнению традиционной грязевой кислотой (3% HF + 12% HCI) (puc. 5).

На этапе закачки кислотного состава в скважину основное воздействие оказывается на кольматанты, которые осаждаются в ПЗП в период разработки. В ходе исследований были получены пробы из ПЗП нагнетательных скважин при промывках колтюбингом и при свабировании. Образцы были разделены на три группы: первая - жидкости, вторая суспензии, третья - твердые пробы. Также был проведен анализ проб из системы ППД. Каждая группа была проанализирована отдельно. В результате был сделан вывод, что в скважине и ПЗП сосредоточен конгломерат загрязнений, состоящий из песка, глины, солей, соединений железа и углеводородов.

По итогам изучения особенностей коллоидно-химических процессов, происходящих в пласте при разработке нефтяных месторождений, подтверждено, что состав нефти со временем изменяется. Кислотные составы на основе соляной кислоты, которые успешно применялись несколько десятков лет назад, приводят к образованию осадков и эмульсий, что может стать одной из причин снижения эффективности кислотных обработок на старых месторождениях. Были разработаны составы на основе сульфаминовой кислоты и обоснована необходимость проведения многоэтапных технологий кислотных обработок скважин с выносом продуктов реакции.

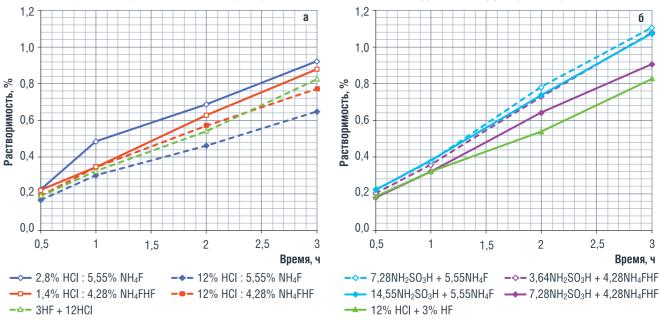




## Заключение

На основании совокупности проведенных лабораторных и промысловых исследований был разработан комплексный коллоидно-химический подход, который учитывает различные аспекты возможных взаимодействий для создания эффективных кислотных составов





и технологий их применения и включает следующие разделы (рис. 6) [5]:

- определение группового состава пластовой нефти, определение соотношения смол и асфальтенов и индекса коллоидной неустойчивости;
- исследование кольматантов, полученных свабированием из ПЗП скважины (элементный анализ, растворимость в воде, кислотах, органических растворителях);
- изучение физико-химических характеристик технологических жидкостей;

- определение совместимости пластовых флюидов с технологическими жидкостями;
- исследование реологических характеристик эмульсий, полученных при взаимодействии кислотных составов с нефтью;
- исследование осадков, полученных при взаимодействии кислотных составов с нефтью;
- изучение межфазного натяжения на границе кислотный состав/нефть;
- исследование отмывающей способности технологических жидкостей по отношению к АСПО:

науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 г. в рамках программы развития НЦМУ.

### Литература

1. Силин М.А. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие для студентов вузов / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.А. Цыганков, М.М. Мухин, Л.Ф. Давлетшина. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.

• исследование растворения

составах (кинетика,

породы коллектора в кислотных

кристалличность, дисперсность);

• проведение фильтрационных

Работа поддержана Министерством

и нефтенасыщенных моделях

исследований на водо-

пласта.

- 2. Ибрагимов Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов. В.П. Тронов И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хозяйство. 2010. –
- 3. Романов Г.В. Фундаментальные исследования в химии и геохимии остаточных нефтей и природных битумов: их значение для нефтяной отрасли / Г.В. Романов. Р.Х. Муслимов. Л.М. Петрова [и др.] / Георесурсы. – 2011. – № 3 (39) – C. 32-36.
- 4. Юсупова Т.Н. Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах / Т.Н. Юсупова, Ю.М. Ганеева, Г.В. Романов E.Е. Барская. – M.: Наука, 2015. – 407 с.
- 5. Давлетшина Л.Ф. Создание комплексного коллоидно-химического подхода к разработке составов и технологий для кислотных обработок скважин с использованием колтюбинговых установок: дис. ... д-ра техн. наук: 02.00.11, 25.00.17. – М., 2021. – 364 с.

KEYWORDS: acidizing, acid compositions, hydrochloric acid, mud acid, sulfamic acid, ammonium fluoride, ammonium bifluoride, surfactant, oil-acid emulsion, interfacial tension, rheology.

## кислотных составов и технологий их применения Коллоидно-химические

РИС. 6. Коллоидно-химический комплекс исследований для разработки эффективных

### исследования взаимодействия КС с: <u>9</u> НЕФТЬЮ ПОРОДОЙ КОЛЬМА-ТАНТАМИ 1. Устойчивость . Скорость Разработка технологии растворения породы кислотных эмульсий 1. Эффективность отмыва АСПО 2. Образование 2. Дисперсность осадка «шлама» породы 2. Агрегативная устойчивость 3. Дисперсность 3. Коэффициент c Fe<sup>3+</sup> кислотных эмульсий восстановления проницаемости 4. Вязкость 4. Кристалличность кислотных эмульсий 5. Межфазное 5. Минералогический МЕТАЛЛОМ натяжение состав породы киспотного состава 1. Скорость на границе коррозии с углеводородом

[7] Neftegaz.RU ~ 59 58 ~ Neftegaz.RU [7]



## на основе морской воды

### Кучин Вячеслав Николаевич

ведущий инженер лаборатории сооружения скважин НЦ «Арктика», K.T.H.

## Лосева Анастасия Владиславовна

аспирант кафедры РНГМ Санкт-Петербургского горного университета

## Полянский Евгений Вадимович

студент кафедры БС Санкт-Петербургского горного университета

## Петраков Дмитрий Геннадьевич

проректор по образовательной деятельности, доцент кафедры РНГМ Санкт-Петербургского горного университета, K.T.H.

## Полищученко Василий Павлович

главный технолог. 000 «Сервисный Центр СБМ» K.X.H.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА НА МОРСКОЙ ВОДЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СЕРЬЕЗНУЮ ПРОБЛЕМУ ВСЛЕДСТВИЕ НАЛИЧИЯ В НЕЙ НАРЯДУ С ХЛОРИД ИОНАМИ, ДВУХВАЛЕНТНЫХ КАТИОНОВ, ИОНОВ КАЛИЯ. ДЛЯ ШЕЛЬФОВЫХ И АВТОНОМНЫХ ПРОЕКТОВ, ГДЕ ОБОРОТ ПРЕСНОЙ ВОДЫ ОГРАНИЧЕН, КРАЙНЕ ВАЖНО ПОЛУЧИТЬ ВЯЗКИЙ ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР НА МОРСКОЙ ВОДЕ. В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН РЯД ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ МОРСКОЙ ВОДЫ ЗА ОСНОВУ РАСТВОРА БЫЛА ВЗЯТА МОДЕЛЬ МОРСКОЙ ВОДЫ, БЕНТОПОРОШОК МОДЕЛЕЙ: API REFERENCE BENTONITE, API НЕМОДИФИЦИРОВАННЫЙ БЕНТОНИТ, STANDARD EVALUATION BASE CLAY И ИСПОЛЬЗОВАН МИНЕРАЛЬНЫЙ КОНЦЕНТРАТ ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

PREPARATION OF SEAWATER MUD SOLUTIONS IS A SERIOUS PROBLEM DUE TO THE POTASSIUM IONS ALONG WITH CHLORIDE IONS. DIVALENT CATIONS AND POTASSIUM IONS. FOR OFFSHORE AND AUTONOMOUS PROJECTS WHERE FRESHWATER RESOURCE IS LIMITED, IT IS ESSENTIAL TO OBTAIN A VISCOUS SEAWATER MUD SOLUTION. THE ARTICLE PRESENTS A NUMBER OF EXPERIMENTS ON THE STUDY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF MUD SOLUTION BASED ON THE MODEL OF SEAWATER. THE SOLUTION WAS BASED ON A MODEL OF SEAWATER, BENTONITE POWDER MODELS: API REFERENCE BENTONITE, API UNMODIFIED BENTONITE, STANDARD EVALUATION BASE CLAY, AND A MINERAL CONCENTRATE FOR DRILLING MUD TREATMENT

Ключевые слова: глинистый раствор, минеральный концентрат, водоотдача, бентопоршок, морская вода.

Очевидно, что Россия обладает огромным нефтяным потенциалом: по данным British Petroleum, на конец 2020-го года запасы составляли 10,8 тыс. млн барр. (6,2 % от мировых запасов, 6 место). Пандемия сильно ударила по рынку, породив исторически низкое падение спроса (уменьшение на 20 миллионов баррелей в сутки).

Разногласия в ОПЕК, ценовая война – все это привело к огромному накоплению нефти и крупнейшему в послевоенной истории снижению темпов добычи (-6,6 Mb/d). После такого удара рынок постепенно стабилизируется, что отражается в наращивании объемов добычи. Наряду с уже используемыми месторождениями

особое внимание уделяется менее изученным областям. Бурение на шельфе часто остается без внимания в связи с нерентабельностью этого способа (тяжелые условия труда, высокие издержки), но на деле Россия имеет 153 млрд т н.э. в своих акваториях. Данный факт указывает на огромный потенциал в наращивании объемов добычи, но при этом становится очевидной нехватка знаний и технологий в шельфовом бурении. Одной из главных проблем данной области является ограниченность количества пресной воды, используемой для приготовления глинистого бурового раствора. В данном аспекте затворение глин морской водой выглядит более рентабельным, но дело в том, что морская вода богата не только хлорид ионами, но и двухвалентными катионами и ионами калия, которые ингибируют диспергирование глины и вызывают ухудшение свойств глинистого раствора. В данной статье мы проведем анализ трех вариантов решения данного вопроса и предоставим собственный.

Если говорить об основных элементах, влияющих на приготовление раствора, то условно выделяют катионы металлов и анионы кислот. Так, присутствие в морской воде Na, K, Mg, Ca обусловлено выветриванием горных пород. Содержание CI, SO<sub>4</sub>, Br обусловлено дегазацией мантии и выносом их в океан через атмосферу или по дну океана [7]. Дело в том, что при добавлении данных веществ в нужных концентрациях мы можем рассчитывать на получение качественного бурового раствора с необходимыми свойствами, но содержание катионов и анионов в морской воде очень трудно привести к заданному, а зачастую это просто нерентабельно [12]. Мы стремимся к получению недорогого раствора, который будет отвечать всем требованиям месторождения, поэтому рассмотрим некоторые варианты его получения.

Первый вариант - опреснение морской воды на месторождении [14, 15]. В данный момент существует огромное количество методов очистки воды от солей: дистилляция, ионный обмен, обратный осмос и другие [11]. В России рынок опреснительных систем неразвит (последняя

установка на 10 тыс. тонн в час -1988 год), а закупка и установка данных сооружений повлечет огромные затраты (сама установка стоит в районе 10 тыс. долларов при производительности 5000 литров в час). Учитывая тот факт, что количество нефтяных залежей ограничено, а после заканчивания скважин установку нужно будет переоборудовать, мы можем сделать вывод о нецелесообразности данного способа решения проблемы.

ТАБЛИЦА 1. Основные компоненты морской воды в форме солей (на 1000 г воды при t = 20 °C)

Название солей	Количество, г		
NaCl	28,014		
$MgCl_2$	3,812		
$MgSO_4$	1,752		
CaSO <sub>4</sub>	1,283		
K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0,816		
CaCO <sub>3</sub>	0,122		
KBr	0,101		
SrSO <sub>4</sub>	0,028		
H <sub>2</sub> BO <sub>3</sub>	0,028		

Источник: составлено авторами

Еще одним решением может стать использование специфической глины, которая при затворении с морской водой обладает необходимыми для бурения свойствами [13]. Таковыми являются аттапульгитовые и сепиолитовые буровые растворы, которые

в основном применяются для солевых образований [4]. Данный способ, аналогично первому, заставит вкладывать большие деньги, так как производство этих глин происходит в небольших объемах, что показывает его нерентабельность. Для повышения рентабельности и доступности данного метода предлагаются к применению бентонитовые порошки марки АРІ. Данный бентонит является экономически выгодным продуктом для улучшения промывки скважины, контроля потери циркуляции и загущения самого бурового раствора. Его воздействие на окружающую среду минимально, также он может применяться для бурения скважин на воду [3].

Для проведения исследований буровых растворов для морского бурения были приготовлены минерализованный водный раствор с добавлением глин разного производства.

В таблице 2 приведены результаты реологического исследования на ротационном вискозиметре Fann 35 SA без добавления минерального концентрата и после добавления (рис. 1, рис. 2).

По результатам, представленным в таблице 2, можно сделать вывод, что после добавления минерального концентрата увеличивается значение динамического напряжения сдвига и статического напряжения сдвига. Пластическая вязкость и ДНС характеризуют выносную способность бурового раствора [8]. По данным таблицы можно увидеть низкие значения пластической вязкости, что свидетельствует об отсутствии структуры самого

ТАБЛИЦА 2. Результаты реологических исследований

	API reference bentonite		Standard evaluation base clay		АРІ немодифицированный	
	Чистый	+1,6 кг/м³	Чистый	+1,6 кг/м <sup>3</sup>	Чистый	+1,6 кг/м³
РV, мПа·с	3	3	3	2	3	4
ҮР, дПа	12	31	3	7	13	33
YP <sub>LSYP</sub> , дПа	7	19	1	1	9	20
GEL 10sec, дПа	6	13	2	3	7	3
GEL 10min, дПа	7	15	3	4	8	5

Источник: составлено авторами

[7] Neftegaz.RU ~ 61 60 ~ Neftegaz.RU [7]

РИС. 1. Значение углов закручивания при 6 скоростях сдвига (чистый бентопорошок)

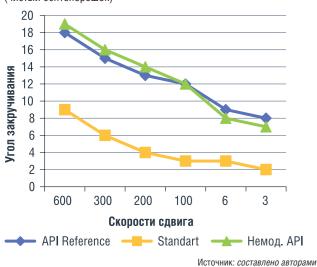
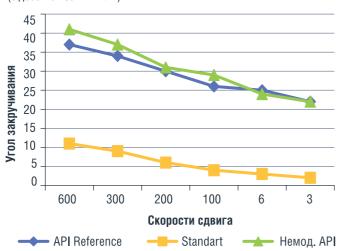


РИС. 2. Значение углов закручивания при 6 скоростях сдвига (с добавкой СУПЕРГЕЛЬ)



раствора. Значение динамического напряжения сдвига бентопорошка Standard evaluation base clay низкое относительно значений других марок бентопорошка, что приведет к зашламованности ствола скважин. Величина статистического напряжения сдвига определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции бурового раствора.

После добавления «СУПЕРГЕЛЬ» статистическое напряжение пропорционально увеличивается относительно значения без добавки. Полученные значения нельзя считать низкими – при низких значениях возможна забивка системы КНБК шламом, а также не считаются высокими – при высоком значении СНС раствор без циркуляции начинает гелироваться, что может дать осложнение при обновлении

циркуляции и впоследствии можно получить поглощение. После проведения исследований на вискозиметре была проведена фотофиксация трех модельных растворов. Полученные растворы объемом 400 мл были оставлены в режиме покоя на 30 минут и после чего была произведена фотофиксация.

По результатам фотофиксации можно сделать вывод, что растворы подвергаются расслоению ввиду минерализации воды после добавления минерального концентрата в буровые растворы на основе API reference bentonite и Standard evaluation base clay, даже после добавления минеральной добавки изменения не наблюдаются. В буровом растворе на основе немодифицированного бентонита АРІ после добавления «СУПЕРГЕЛЬ» седиментационная способность увеличивается -

расслоение уменьшилось более чем в два раза. Растворы Standard evaluation base clay и на основе немодифицированного бентонита API без добавления минерального концентрата имеют высокое водоотделение, что приведет к образованию на стенках скважины толстой и рыхлой корки [2].

Источник: составлено авторами

Самым оптимальным в применении к бурению на морской воде можно считать раствор на основе АРІ немодифицированной глины с добавлением 1,6 грамма минерального концентрата для обработки бурового раствора «СУПЕРГЕЛЬ» ТУ 2164-018-41219638-2015. После добавления концентрата уменьшилась водоотдача промывочной жидкости, следовательно, меньшее количество воды переходит из глинистого раствора в пласт, и тем самым на стенке скважины образуется более тонкая и прочная корка.

РИС. 3. Замер фотофиксации



reference

bentonite +

1.6 г

API reference bentonite



Standard eval. base clay Standard eval. base clay + 1,6 r



API немодифицированный АРІ немодифицированный + 1,6 г

Источник: составлено авторами

Учитывая то, что данные растворы имеют высокую седиментационную способность, третьим вариантом является использование ингибирующего бурового раствора, который в своем составе содержит ингибирующие компоненты (наиболее значимые для нас хлористый кальций CaCl₂ и хлористый калий KCI). Главные достоинства таких жидкостей регулируемая коагуляция, модификация (замещение натрия на кальций) и снижение гидрофильности глин. Механизм взаимодействия ингибитора и глины заключается в адсорбции катионов, которые позже участвуют в замещении и активируют глины [10]. Это приводит к ослаблению анизотропии и появлению экспонированных участков [5]. С одной стороны хлоркальциевый раствор способен упрочнять увлажненную глину, но при больших концентрациях повышается водоотдача, ускоряется коагуляция и снижается выше упомянутая устойчивая структура.

Очевидным является тот факт, что любой раствор на морской воде будет обладать ингибирующими свойствами, которые необходимо регулировать с помощью добавок, к которым можно отнести:

- КССБ (конденсированная сульфит-спиртовая барда) продукт конденсации отходов целлюлозно-бумажного производства (ССБ, КБЖ) [1]. Его применение направлено на снижение водоотдачи растворов (<10% NaCl), повышение устойчивости к электролитам, высоким температурам (до 200 °C) и давлению (до 800 атм). Известны 4 марки КССБ (-1, -2, -3, -4), которые отличаются термостойкостью полученного раствора. Главным их недостатком является высокая поверхностная активность, приводящая к образованию пены (устранение данной проблемы возможно при использовании пеногасителей).
- КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) продукт взаимодействия щелочной целлюлозы и монохлорацетата натрия. Его добавление оказывает влияние на водоотдачу минерализованных растворов, снижает вязкость и предельное СНС (скорее отрицательный эффект). При температурах около

130°С структура данной добавки подвержена разрушению. Для обработки буровых растворов применяют несколько марок КМЦ, различающихся в основном степенью полимеризации (КМЦ-250, КМЦ-350 и другие) [6].

• При высокой минерализации глинистых растворов для снижения водоотдачи используют модифицированные крахмалы, набухающие в холодной воде. Они снижают показатели фильтрации раствора при наличии в нем хлоридов натрия, магния, кальция. В нефтяной промышленности СНГ и за рубежом для стабилизации глинистых растворов широко используют картофельный, кукурузный, пшеничный и рисовый крахмал, что определяется его доступностью и сравнительно невысокой ценой в сочетании с важными физико-химическими свойствами [9]. Данный реагент способен растворяться во всех солевых растворах, в том числе CaCl<sub>2</sub> и MgCl<sub>2</sub> высокой концентрации. Оптимальные концентрации при обработке высокоминерализованных буровых растворов 1,5...3,0% (на сухое вещество) [10].

## Выводы

В связи с большим содержанием солей в морской воде. ингибирующие свойства раствора увеличиваются. Главным преимуществом применения морской воды как основы для бурового раствора является ее «легкая» транспортировка на буровую установку, тем самым потребность в судах снабжения сводится к минимуму, нет необходимости в опреснительных установках для морской воды, так как морская вода полностью заменяет техническую воду. Но при использовании минерализованной воды необходимо использовать кальциевые глины и палыгорскитовые глины. Если же основным глинистым компонентом выступает натриевая глина, то ее использование будет затруднять процесс бурения из-за коауглирующих свойств морской воды. В свою очередь, помимо состава раствора, параметры технологических жидкостей играют важную роль при бурении скважин. Поддержание этих параметров

необходимо для сохранения устойчивости ствола скважины. Попадание пластовых флюидов, а также солей, входящих в состав раствора, может привести к ухудшению реологических и фильтрационных свойств бурового раствора. Очень важно следить за этими параметрами и понимать возможные последствия. •

### Литература

- Колодяжная Ю.Е., Флик Е.А. Технологический прогресс в разработках буровых растворов // Актуальные проблемы науки и техники. 2020. – 2020. – С. 1845–1847.
- Лосева А.В., Петраков Д.Г. Технологии обработки призабойных зон скважин на месторождениях Западной Сибири // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2021. – Т. 21. – № 4. – С. 176–181.
- 3. Малышкин М.М. Экологизация технологии бурении скважин // Записки Горного института. – 2013. – Т. 203. – С. 63–66
- Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170 – 176.
- 5. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. М., Недра. 1979 г. С. 45.
- 6. Н.Г. Коваленко, Н.Х. Зиннатуллин, Л.В. Макаров. Нефтяное хозяйство, 5, 56–58 (1987).
- Нальгиев А.А. Применение морской воды для приготовления ингибирующей буровой промывочной жидкости. Вестник науки и образования. – 2019. – № 9 (63). Ч. 1. – С. 36 – 38
- 8. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Разработка составов промывочных жидкостей для повышения эффективности бурения твердых горных пород // Записки Горного института. 2016. Т. 219. С. 412—420.
- 9. Паскару К.Г., Литвяк В.В., Москва В.В., Андреев Н.Р., Костенко В.Г., Оспанкулова Г.Х. Модифицированные крахмалосодержащие продукты для бурения. Достижения науки и техники АПК. — 2013. — № 12 — С. 82.
- 10. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Издательство «Летопись»,
- Смирнова Е.Е. Методы опреснения морской воды. Вестник науки. – 2020. – № 1 (22) Т. 2. – С. 249 – 252.
- 12. Стешин Б.М. и др. Буровые растворы на основе морской воды для бурения скважин на шельфе Вьетнама // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2006. № 11. С. 25–28.
- Хуснутдинов В.Д. и др. Способ приготовления бентонитовых глинопорошков. – 2009.
- Li H. et al. A novel method to improve mud pulse telemetry performance during gaseated underbalanced drilling // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – T. 213. – C. 110400.
- 15. Li W., Gao D., Yang J. Study of mud weight window of horizontal wells drilled into offshore natural gas hydrate sediments // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. T. 83. –

KEYWORDS: clay solution, mineral concentrate, water release, bento piston, sea water.

 $62 \sim \text{Neftegaz.RU}$  [7] Neftegaz.RU  $\sim 63$ 

## строительства направленных скважин в России

В СТАТЬЕ ДАН КРАТКИЙ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОБУРЕНИЯ «ПОКОЛЕНИЯ 70-X», РАССМОТРЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА НОВОГО ЭЛЕКТРОБУРОВОГО КОМПЛЕКСА (ЭБК) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАБОЙНОГО ВЕНТИЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА (ЗВЭД) И СВЕРХВЫСОКОСКОРОСТНОГО КАБЕЛЬНОГО КАНАЛА ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ. АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ РАССМОТРЕТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ ВОЗВРАЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОБУРЕНИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА СОВРЕМЕННЫЙ РЫНОК НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

SHORT COMPARATIVE ANALYSIS OF "70S GENERATION" ELECTRODRILLING IS PROVIDED AND ADVANTAGES OF NEW ELECTRODRILLING COMPLEX (ELDC) IS DISCUSSED. ELDC CORRESPONDS TO THE CONSTRUCTION OF HIGH-TECH WELLS DEMANDS, DUE TO APPLICATION OF PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS ELECTRICAL MOTOR AND ULTRA-HIGH SPEED TELEMETRY CHANNEL FOR DATA TRANSMISSION. AUTHORS OFFERS CONSIDERATION OF NEW GENERATION ELECTRODRILLING REVIVAL AT MODERN DIRECTIONAL DRILLING MARKET

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: высокотехнологичные скважины; электробурение, забойный электродвигатель, наклонно-направленное бурение, телеметрия, высоко-скоростной канал связи, автоматизация, электробуровой комплекс.

## Гельфгат Михаил Яковлевич

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, профессор, к.т.н.

## Гераськин Александр Сергеевич

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, аспирант

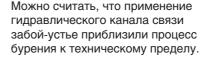
## Перельман Олег Михайлович

генеральный директор, 000 «Новобур»

## Фадейкин Александр Сергеевич

технический директор, 000 «Новобур» Повышение технико-экономических показателей строительства высокотехнологичных скважин со сложными профилями и с большими отходами от вертикали, является актуальной задачей, а внедрение электрического забойного двигателя может способствовать ее успешному решению. Предлагаемая технология объединяет преимущества бурильной колонны с проводным каналом связи и идеального вентильного забойного привода с широким диапазоном частот вращения при постоянном моменте на долоте и независящего от типа промывочного агента. Электробурение основано на идее использования удобного для передачи на расстояние вида энергии – электричества, легко преобразуемого в механическую энергию и обеспечивающего возможность двусторонней связи между наземным и забойным оборудованием в режиме реального времени.

Несмотря на стремительное развитие телесистем, работающих на гидравлическом канале связи, и методов компрессионной передачи данных, существуют ограничения: зависимость от параметров и типа промывочного агента и от работы насосов, определенный диапазон расхода. Дополнительные недостатки – это скрытое непроизводительное время, включающее замеры, отправки команд и выставление отклонителя, задержка по времени получения актуальной информации о забойных параметрах, отсутствие возможности получения и записи данных без циркуляции, пределы концентрации кольматанта в растворе при ликвидации поглощений. Данные ограничения зачастую не считаются лимитирующими факторами, что тормозит поиск передовых технико-технологических решений по совершенствованию процесса строительства скважины.



Дальнейший прогресс в повышении скоростей бурения, качества проводки скважины, а также снижении рисков при их строительстве связывается с передачей данных в режиме реального времени по проводному каналу связи. Например, последнее поколение труб с проводным каналом связи – Wired Drill Pipes (NOV Intelliserv) обеспечивает существенное, вплоть до двукратного повышение скорости проходки. Однако, существующие конструкции бурильных труб с проводом не свободны от недостатков: необходимы переводники по длине колонны, усиливающие сигнал, ограниченный емкостью аккумуляторов (NOV), или подводимой мощностью через канал связи (500 Bt - Reelwell, 300 Bт – TDE Group); есть трудности в проведении канала связи через забойный двигатель, в том числе при его использовании совместно с роторной управляемой системой (РУС).

Технология электробурения обладает сущетвенными преимуществами по сравнению с бурением гидравлическими забойными двигателями и роторным способом бурения:

- Энергия, подводимая к двигателю, не зависит от расхода бурового раствора и его плотности. Обеспечивается контроль частоты вращения вала независимо от нагрузки на долото, расхода промывочной жидкости и момента на долоте в определенном диапазоне.
- Кабельный канал связи обеспечивает практически неограниченный объем сверхвысокоскоростной двухсторонней передачи информации о параметрах режима и направлении бурения, характеристиках горных пород, распределении давлении и температуры по стволу скважины; это оказывается возможным из-за передачи необходимого количества электрической энергии к двигателю, элементам компоновки низа бурильной колонны (КНБК), а также датчикам, расположенным по длине колонны.
- Практически отсутствует перепад давления на двигателе

(не более чем в секции УБТ), что расширяет возможности оптимизации гидравлической программы при соответствующем диаметре бурильных труб с расположенными внутри кабельными секциями.

- Постоянная характеристика двигателя, независимая от количества часов циркуляции, вследствие того, что конструкция двигателя не имеет деталей, ресурс которых зависим от параметров промывки эластомера в статоре винтового забойного двигателя (ВЗД) или лопаток турбин в турбобуре.
- Возможность перенести вычислительные мощности с забойного оборудования на поверхность и контролировать оборудование с поверхности. Уменьшение количества высокотехнологичной электроники в забойном оборудовании позволит упростить применяемые схемы в РУС и приборах навигации и каротажа, снизить риски неполадок при работе в условиях высоких забойных давлений, температур и динамических нагрузок.

Энергия, идущая на разрушение горной породы, незамедлительно отражается на значении потребляемого тока, что дает возможность:

- Контролировать нагрузку на долото через амперметр;
- Определить производительность долота на различных режимах и подобрать оптимальные параметры для конкретной литологии и конструкции долота;
- Предотвратить чрезмерный износ долота;
- Осуществить детальное геологическое и литологическое расчленение разреза;
- Определять причины и интерпретировать механизмы забойных динамических процессов: вибраций и ударов.
- Более точные входные параметры (частота вращения долота, момент, нагрузка) для мониторинга показателей эффективности бурения (удельная механическая энергия, глубина внедрения резца и другие) в режиме реального времени;
- Возможность автоматизации процесса подбора оптимальных параметров бурения для максимизации МСП, минимизации

удельной энергии разрушения породы, приближения фактического профиля скважины к плановому и его корректировка.

БУРЕНИЕ

Имеющаяся гамма типоразмеров ЗВЭД, широко применяемых в современных насосных установках, соответствует размерам КНБК для бурения, в том числе на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ), что позволит эффективно использовать проверенное и надежное оборудование.

## Опыт электробурения в СССР

Первый эффективно работающий электробур был изобретен и испытан в 1940г и использован для бурения скважины глубиной 1500м. Эта разработка появилась почти одновременно с разработкой многосекционного турбобура в конце 30х годов. Подтвержденная промысловыми испытаниями эффективность электробурения способствовала дальнейшему совершенствованию технологии и решению зафиксированных технических проблем, связанных с надежностью редукторного узла, повышенным давлением вследствие большого перекрытия части проходного сечения бурильной трубы кабельной секцией, обеспечением бесперебойного контакта кабельных секций по всей длине бурильной колонны. Было показано, что электробур способен работать в агрессивной среде в условиях больших давления и динамических нагрузок. Существенное повышение подводимой к долоту мощности положительно сказалось на скорости проходки по сравнению с роторным бурением.

Первые электробуры представляли собой 3-х фазные, 4-х полюсные забойные двигатели мощностью 70 кВт, с планетарным редуктором, позволяющим снижать частоту вращения с 1450 до 363 об/мин, и шпиндельной секцией. Диаметр и длина составляли 324 мм и 8,5 м соответственно.

Корпус двигателя заполнялся маслом для защиты всех механизмов от влияния агрессивной среды. Уровень масла поддерживался компенсатором давления. Питание электробура осуществлялось по секционированной кабельной линии (токоподводу), каждая секция состояла из отрезка двухжильного

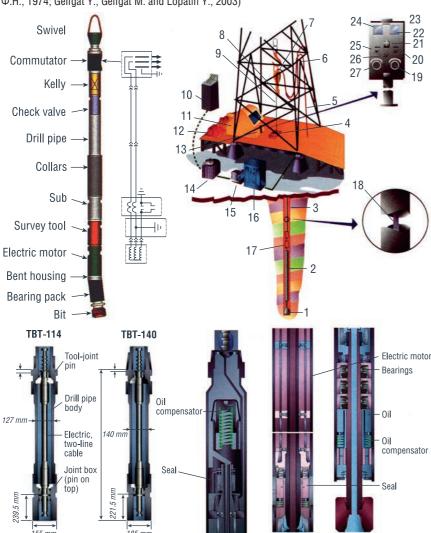
64 ~ Neftegaz.RU [7] Neftegaz.RU ~ 65

кабеля, контактной муфты и стержня. Секции токоподвода смонтированы в бурильных трубах, используемых в качестве третьего провода.

Вторая Мировой война отложила процесс совершенствования конструкции электробура и кабельных секций на 6 лет. С 1948 по 1963 г. была разработана серия электробуров, которые коммерчески применялись на месторождениях Азербайджана, Туркменистана, Башкирии и Украины. В среднем эффективность бурения была на 15-20% выше по сравнению с турбобуром, однако закономерность наблюдалась не во всех скважинах. Отсутствие устойчивой положительной тенденции в показателях бурения объяснялась нехваткой и удаленностью цехов по сервисному обслуживанию двигателей, необходимостью дополнительного обучения персонала. Также отмечалась низкая надежность соединений кабельных секций, значительные потери давления из-за малого зазора между кабелем и внутреннем диаметром соединений бурильных труб. Отсутствие возможности спускать инклинометры на кабеле в бурильную колонну для ориентирования КНБК ограничивали применение электробуров только вертикальными скважинами. (Фоменко Ф.Н., 1974; Gelfgat Y., Gelfgat M. and Lopatin Y., 2003).

Тем не менее, потенциальные преимущества электробурения были понятны руководителям отрасли, поэтому НИОКР и ОПР по созданию нового поколения электробуровой техники продолжались. С 1963 по 1970 годы Всесоюзный научноисследовательский институт буровой техники (ВНИИБТ), г. Москва совместно со Специальным Конструкторско-Технологическим бюро (СКТБ), г. Харьков разработали ряд конструкций редукторных электробуров, а также дополнительное оборудование для коммерческого применения системы электробурения, включающей ЭБ с отклонителем, модуль телеметрии, БТ с кабельными секциями, регулятор подачи долота, станцию контроля и управления, трансформатор для подачи электроэнергии забойному двигателю (рис. 1). Был разработан стандарт, включающий спецификации электробуров с диаметрами от 127 мм до 240 мм.

РИС. 1. ЭБК 70х; Бурильные трубы для электробурения и схема электробура (Фоменко Ф.Н., 1974; Gelfgat Y., Gelfgat M. and Lopatin Y., 2003)



1 — долото; 2 — электробур; 3 — бурильная колонна с кабелем внутри; 4 — ротор; 5 — стояк с кабелем снаружи; 6 — буровой шланг с кабелем снаружи; 7 — вертлюг; 8 — токоприемник; 9 — квадрат с кабелем внутри; 10 — распределительное устройство высокого напряжения; 11 — буровая лебедка; 12 — автоматический регулятор подачи долота; 13 — панель управления электробуром; 14 — трансформатор; 15 — высоковольтный рубильник; 16 — станция управления электробуром; 17 — буровой замок; 18 — изолированный кабель; 19 — блок управления подачей долота; 20 — Кнопка управления электробуром; 21 — кнопка ступенчатого переключения регулятора подачи долота; 22 — амперметр; 23 — ваттметр; 24 — вольтметр; 25 — кнопка дифференциального переключения регулятора подачи долота; 26 — кнопка управления шламовым насосом; 27 — блок управления нагрузкой электробура

Проводившийся в 70-е годы технико-экономический анализ электробурения показал, что по сравнению с роторным и турбинным бурением шарошечными долотами наклонно-направленных и горизонтальных скважин в сопоставимых горно-геологических условиях применение электробуров позволяло снизить стоимость 1 метра проходки в среднем на 10—25%, повысить проходку на долото и механическую скорость бурения в среднем на 16—18%.

Телеметрическая система была самым важным элементом ЭБК,

так как обеспечивала новые возможности по контролю и управлению забойным оборудованием благодаря 2-х сторонней передачи информации в режиме реального времени. Энергия подводилась через кабель, размещенный в бурильных трубах, а на поверхности — через скользящие контакты коллектора, что позволяло вращать бурильную колонну.

В 90-е и последующие годы развитие этого способа бурения остановилось, объемы его применения и без того небольшие –

от 1,5 до 2% от всей проходки по стране, упали почти до нуля. Производство оборудования для электробуров было прекращено вследствие распада Советского Союза, с последовавшим общим снижением буровой активности. Однако Уфимское УБР продолжало применение электробурения вплоть до 2013 года. За время промышленного использования электрических забойных двигателей этим способом было пробурено более 2500 скважин с проходкой около 7,5 млн м в Башкортостане, а всего 12,5 млн м во всех странах бывшего СССР.

Благодаря своим преимуществам этот способ был особенно востребован при бурении скважин глубиной от 3000 до 5500 м в осложненных геологических условиях. Со временем межремонтные периоды работы электробура и кабельных секций повышались путем непрерывного процесса совершенствования элементов системы.

Несмотря на очевидные преимущества электробурения по сравнению с существующими технологиями бурения, электробур не стал преобладающим видом забойного двигателя по ряду объективных и субъективных причин. (Байбаков Н.К., Абызбаев Б.И. 1996). Надежность и ресурс электробуровой техники, разработанной еще в 60-е годы прошлого столетия, уже не отвечали возрастающим требованиям буровых компаний. Наиболее слабым звеном являлись соединения БКС. Асинхронные электродвигатели электробуров имели максимальные значения пусковых токов в 6-7 раз превышающие величину рабочего тока питания электробура, что резко повышало вероятность электрического пробоя в соединениях кабельных секций даже при незначительном снижении их герметичности, особенно при бурении на больших глубинах в условиях высокого гидростатического давления.

В конце 80-х и 90-х годах горизонтальное бурение становится все более актуальным, и дискуссии о применении электробурения возобновились. Недостатки метода были проанализированы совместно с выполненными буровыми работами в различных регионах страны и сделаны выводы о потенциальных

его перспективах при использовании новых технологий (вентильный привод, постоянный ток, плавное регулирование частоты).

На совместном заседании Секции

науки и технического прогресса и Секции разработки, добычи и бурения Экспертного совета нефтяной промышленности Минтопэнерго РФ 26 июня 1997 г. с участием представителей предприятий и институтов в очередной раз была рассмотрена проблема развития электробурения в РФ. Обсудив доклады и выступления ведущих специалистов научно-исследовательских и проектных организаций и руководителей производственных предприятий нефтедобывающей и электротехнической отраслей промышленности, участники единодушно пришли к выводу, что бурение с использованием регулируемых электробуров является одним из наиболее перспективных способов строительства скважин, сочетает в себе преимущества роторного бурения – возможность регулирования частоты вращения долота вне зависимости от параметров и вида агента для выноса выбуренной породы и создаваемой нагрузки, а также бурения забойными двигателями не вращающаяся колонна бурильных труб. (Абызбаев Б.И., Байдюк Б.В. 1996 и 1997).

Зарубежные публикации, посвященные обсуждению перспектив применения электробурения, практически отсутствовали поскольку в те годы за рубежом использовалось преимущественно роторное бурение и интерес к технологии бурения забойными двигателями был ограниченным. Однако, к середине 90-х годов ряд зарубежных компаний стали проявлять заинтересованность в сотрудничестве по развитию техники и технологии электробурения, поскольку рассматривали этот способ как одну из реальных возможностей усовершенствования технологии строительства и реконструкции горизонтальных и многоствольных скважин и повышения их техникоэкономических показателей. Большой интерес проявлялся к опыту работы с электрическим каналом связи забой – устье скважины.

## Идея электробурения на колтюбинге (ГНКТ)

Интерес к электробурению за рубежом возник в середине 90-х годов прошлого века в связи с развитием технологии колтюбинга.

Идеи изобретателей колтюбинга как замены традиционной дискретной колонны НКТ или бурильной колонны во многом дополняли идеи изобретателей погружного электрического привода для долота и насоса. Насосная установка с кабелем, заключенным в гибкую стальную трубу, была предложена в России в 50-х годах прошлого века Н.А. Богдановым. В 1947-1954 гг. А.А. Минин, Н.К. Архангельский, К.А. Чефранов и А. А. Погарский работали над созданием электробура, опускаемого в скважину на кабеле-канате.

Объединение идей колтюбинга и кабельного электробура в итоге случилось через 50 лет. Связанные с этим известные нам события перечислены ниже:

1995 – «Электрические буровые двигатели для бурения на колтюбинге», Фаза 1, отчет Института исследования газа (GRI), содержал краткую историю электробурения и концепцию электробура Ø4,75" (120,65 мм).

1996 — исследование для Лос-Аламосской лаборатории (LANL) в рамках проекта микробурения; создание электробуров малого диаметра для бурения на колтюбинге признано технически возможным. Вентильные электробуры (ВЭБ) наружным диаметром от 35 до 105 мм — аналогично размерному ряду ВЗД — могут быть разработаны с показателями мощности и крутящего момента на валу ЭБ в 1,2—1,4 раза больше, чем у ВЗД.

1997—1998— знакомство зарубежных специалистов с опытом электробурения в СССР при презентации статей на ежегодной итоговой конференции Общества инженеров-нефтяников (Abyzbayev, B. I., et.al. 1997) и в журнале (Oil & Gas Journal, Feb. 9, 1998, pp. 46—52) существенно увеличили аудиторию специалистов за рубежом. В заключении этих статей указывалось на перспективность электробурения на ГНКТ.

1999 год – презентация статьи на конференции SPE/IADC о проекте создания «электро-КНБК»

БУРЕНИЕ

для направленного бурения на колтюбинге скважин диаметром 3,75" (95 мм), диаметр КНБК 3-1/8" (79,3 мм). (Turner et al., 1999).

Преимущества системы формулировались так:

- мощность привода не зависит от расхода жидкости,
- высокая толерантность к параметрам бурового раствора,
- идеально для бурения на депрессии,
- идеально для применения при подводных операциях,
- работа при высокой температуре,
- гибкое управление электроэнергией с мгновенной обратной связью для бурения с замкнутой системой циркуляции и оптимизации эффективности бурения,
- работа двигателя масштабируема; этот же привод может служить для вспомогательных операций, например, ориентация, активное перемещение КНБК вдоль скважины, испытания пластов,
- передача данных на поверхность в реальном времени,
- увеличенный срок службы двигателя,
- уменьшенные вибрации (влияет на место установки гироскопа, надежность другого оборудования, например, магниты ЯМР),
- реверсное вращение двигателя (пассивные или активные тяговые возможности).

Активность разработок 1995-2005 гг. сменилась паузой, бурение на колтюбинге эволюционировало как традиционная технология бурения с гидравлическими забойными двигателями (ГЗД). Возможной причиной был тот факт, что выбранные типы электродвигателей и доступные кабельные продукты не позволяли создать эффективный привод долота в ограниченных диаметральных габаритах для приемлемого веса и прочности гибкой трубы для работы на глубинах более 3-4 км.

Бурение на колтюбинге становится методом бурения боковых стволов на депрессии в неустойчивых породах. Быстрая мобилизация оборудования и меньшее время на СПО делают ГНКТ экономически выгодным и приводит к лучшим показателям добычи по сравнению с обычной технологией бурения на репрессии.

Для управления КНБК с ВЗД при бурении на ГНКТ применяются ориентаторы различного типа — гидравлические и электрические, то есть по кабельному каналу связи, проложенному внутри ГНКТ. Таким образом, ГНКТ с кабелем — это известная система, и предлагаемая технология касается в основном КНБК.

## Сравнение способов бурения забойными двигателями

«Наличие на вооружении буровых предприятий нашей страны трех способов бурения (роторный, гидравлическими и электрическими забойными двигателями) несомненно является огромным преимуществом. Задача заключается лишь в том, чтобы правильно применять их и всемерно развивать, максимально используя потенциальные возможности каждого способа» (Гельфгат Я.А. и др. 1974).

К концу 70х годов наметилась тенденция развития технологии роторного бурения в связи с появлением шарошечных долот с герметизированной опорой и твердосплавным вооружением. Режимы бурения стали меняться в направлении низких оборотов (60-70) и повышенных осевых нагрузок. Большой объем сравнительных испытаний бурения ротором и турбобурами с новыми типами долот, в том числе импортными, был проведен в Поволжье и Западной Сибири. Продолжалось электробурение в сложных условиях четырех нефтяных районов. Характерные примеры скв. 32 Комсомольская глубиной 5250 м с коммерческой скоростью 492 м/ст.-мес в объединении Туркменнефть. На Узыбашевской площади объединения Башнефть скорость бурения наклонных скважин 2000-2200 м на электробуре была в 1,5-1,6 раза выше, чем на турбобуре. Успешно продолжалось направленное бурение на площади Заглы-Зейва в Азнефть и в Надворнянском УБР Укрнефти. Электробурение на пене и воздухе, применение телесистемы, редукторов в нижних интервалах скважин обеспечили в Долинском и Бориславском УБР Укрнефти существенное повышение ТЭП по сравнению с турбобурами. Анализ результатов показал, что сделанные

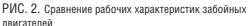
ранее выводы о целесообразности

применения различных способов бурения при различной глубине и типе скважины сохраняет свою значимость. Критерий максимальной МСП предусматривает оптимизацию бурения в широком диапазоне частот вращения долота, то есть забойными двигателями (Гельфгат Я.А. 1981).

Современная (примерно с 2008 года), тенденция развития технологии бурения характеризуется применением долот PDC, которые успешно совершенствуются в сторону бурения твердых и перемежающихся пород повсеместно вытесняя шарошечные долота. Эта тенденция привела к преимущественному применению ВЗД или роторного бурения. Последний стал еще более актуален с развитием применения РУС для направленного бурения. Таким образом современное массовое бурение остается низкооборотным (80-120 об/мин). В то же время, закон повышения МСП с увеличением частоты вращения никто не отменял и применение забойных высокомоментных двигателей должно оставаться актуальным. Все большее применение находит «моторизованная» РУС с ВЗД, что позволяет увеличит частоту вращения долота до 200-300 об/мин. Однако известные конструктивные особенности ВЗД ограничивают этот вариант.

Качественное сравнение характеристик винтового забойного двигателя, турбобура, редукторного турбобура и вентильного электробура представлено на рис. 4. Несмотря на совершенствование материалов и конструкций ГЗД, они по-прежнему не свободны от недостатков, сдерживающих достижение технического предела при бурении скважин.

Частота вращения вала турбобура (400 до 1200 об/мин) обратно пропорциональна крутящему моменту. Она значительно изменяется в зависимости от прилагаемой осевой нагрузки и в рабочем режиме может снижаться в два раза по сравнению с холостым режимом. Перепад давления практически не зависит от режима работы турбобура, если используются турбины нормального типа. В процессе работы энергетические параметры турбобура изменяются незначительно, при условии отсутствия аварийного износа



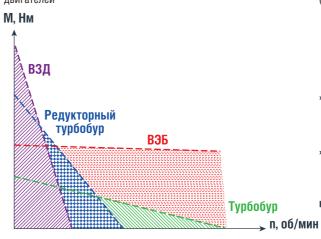


РИС. 3. Изменение энергетических характеристик (тормозного момента) ЗД



турбин и опор вследствие неправильной эксплуатации. Турбобуры используются для бурения нефтяных и газовых скважин с долотами всех типов при плотности бурового раствора до 2,0 г/см<sup>2</sup> и выше, в том числе при температурах до 250 °C. Современные ниши для бурения турбобуром – верхние интервалы скважин для достижения максимальных МСП при минимальной стоимости метра проходки и крепкие породы в нижних интервалах глубоких скважин с применением импрегнированных алмазных долот.

ВЗД – это низкооборотный высокомоментный двигатель с рабочей частотой вращения от 90 до 300 об/ мин. Частота вращения вала слабо зависит от прилагаемой осевой нагрузки и в рабочем режиме может незначительно (на 5-15%) снижаться по сравнению с холостым режимом работы. Перепад давления зависит от режима работы, существенно возрастая при увеличении осевой нагрузки. В процессе работы энергетические параметры существенно снижаются из-за постоянного изнашивания винтовой рабочей пары (Simonyants, Sergey L, 2016).

Действительные значения частоты вращения выходного вала ВЗД и крутящего момента могут значительно отличаться от расчетных. Отношения между максимальными и минимальными значениями момента могут достигать фактора 2, а скорости вращения фактора 3. Также, колебания значений наблюдаются при постоянном дифференциальном давлении на двигателе. (Hutchinson et. al., 2019).

Энергетическая характеристика винтового двигателя, которая обычно представляется в каталогах может быть использована только в течение короткого промежутка времени, так как частота вращения и момент будут изменяться со временем из-за износа эластомера и утечек бурового раствора через зазоры (рис. 5).

Указанная тенденция непосредственно влияет на расчеты и анализ удельной механической энергии разрушения горной породы и нахождение оптимальных, эффективных параметров режима бурения.

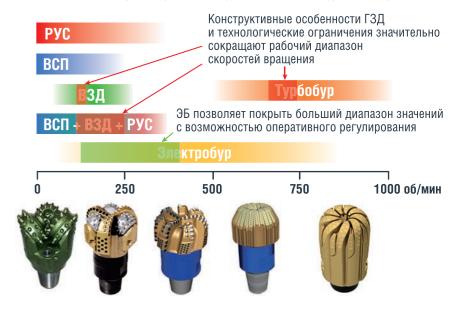
Несмотря на то, что гидравлические забойные двигатели покрывают большой диапазон частот вращения, каждая конкретная конструкция работает устойчиво и эффективно лишь в узкой части этого диапазона для конкретной модели двигателя,

причем изменение частоты вращения доступно за счет изменения расхода промывочной жидкости и изменении нагрузки на долото, что значительно затрудняет определение и контроль скорости вращения, а также нахождение оптимальных параметров (рис. 6).

Увеличенная рабочая частота вращения выходного вала ВЭБ и ее плавное регулирование в комбинации с проводным каналом связи, обеспечивающим контроль за процессом и оперативное регулирование параметров режима бурения, позволяют расширить область допустимых параметров для оптимизации и, соответственно, достичь более высоких ключевых показателей эффективности.

Оценить реальные характеристики ВЭБ можно на примере экспериментального образца,

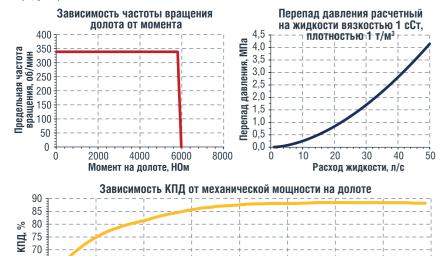
РИС. 4. Диапазоны скоростей вращения для различных способов бурения и оборудования



65

10

РИС. 5. Гидравлические, механические и энергетические характеристики забойного вентильного электродвигателя диаметром 127 мм номинальной мощностью 140 кВт с редуктором



90

Мошность, кВт

произведенного компанией Новобур – рис. 8. В основу двигателя легла конструкция современного привода УЭЦН компании Новомет, которые зарекомендовали себя как надежные и эффективные машины.

В таблице 1 приведено сравнение различных конкурирующих типов забойных двигателей с их основными преимуществами и недостатками.

#### Работы по созданию ЭБК

130

150

Начиная с 2017 года ООО «Новобур» (г. Пермь) начала полномасштабные НИОКР по созданию ЭБК на базе ЗВЭД с ротором на постоянных магнитах. Двигатели такого типа успешно внедрены в насосных установках группы компаний «Новомет» для добычи нефти в диаметральном габарите от 80 до 240 мм. Совместно с партнерами создаются специальные бурильные трубы с концентрическим расположением БКС внутри них, также ведутся работы по созданию КНБК для электробурения на ГНКТ.

Основная область применения нового комплекса – бурение высокотехнологичных скважин на бурильной колонне с БКС. Изготовлены экспериментальные образцы ВЭБ-178 и ВЭБ-127, в том числе образец редуктора. Имеются образцы укороченных БТ с БКС диаметром 102 и 127 мм. Разработаны варианты электроуправляемых отклонителей устанавливаемых на валу ЭБ, имеется концепция забойной телесистемы. Проведены различные НИР, спланированы все необходимые испытания -**УЗЛОВЫЕ И КОМПЛЕКСНЫЕ** (Перельман О.М. и др., 2021). Сегодняшний уровень готовности технологии электробурения соответствует УГТ 3: Критические функции и/или характеристики подтверждены аналитическим и экспериментальным путем (FOCT P 58048-2017).

Для узловых испытаний возможно использовать существующие стенды группы «Новомет», а для комплексных испытаний разработан буровой горизонтальный стенд БГС (рис. 9). Это ключевой объект

ТАБЛИЦА 1. Сравнение забойных двигателей

Параметр / ГЗД	Редукторный турбобур	Турбобур	взд	Редукторный электробур
Принцип действия	Гидродинамический		Гидро-статический	Электрический
Тип энергетической характеристики	↑ Момент ↓ Обороты	↓ Момент ↑ Обороты	↑ Момент ↓ Обороты	↓ — ↑ Момент ↓ — ↑ Обороты
Тип вращения	соосное	соосное	планетарное	соосное
Уровень вибрации	$\downarrow$	$\downarrow$	1	$\downarrow$
Сложность конструкции	1	$\downarrow$	$\downarrow$	<b>↑</b> ↑
Реактивный момент	<b>↑</b> ↑	1	<b>↑</b> ↑↑	-
Промывочный агент	Буровой раствор. Любой – при использовании токопроводящих БТ			любой
Резиновые детали	Неподвижные уплотнительные кольца	Отсутствуют при термостойком исполнении	Статор	Неподвижные уплотнительные элементы
Прямое управление	ННД Расход ПЖ	ННД Расход ПЖ	ННД Расход ПЖ	ННД Частота вращения Расход ПЖ
параметрами режима бурения	Частота вращения з ограничени	Частота регулируется плавно в широком диапазоне		
Возможность передачи данных в режиме реального времени	Только при применении технологии Wired Drill Pipes или Power Drill String			БТ с кабельной секцией Кабель при бурении на ГНКТ
Возможность автоматизации ННБ	1	↓ ↓		<b>†</b> †

РИС. 6. Компоновка бурового горизонтального стенда



необходимый для натурных испытаний КНБК для направленного бурения в блоке искусственной породы длиной до 50 м, после успешного проведения которого следует этап ОПР.

БГС позволит вывести на российский рынок уникальную услугу по комплексным испытаниям систем для наклонно-направленного бурения. Испытания станут полноценным этапом проверки соответствия продукции и технологий уровню готовности УГТ 5: Компонент и/или макет испытаны в окружении, близком к реальному или УГТ 6: Модель системы/подсистемы или прототип продемонстрированы в окружении, близком к реальному. Этими технологиями могут быть как разрабатываемый ООО «Новобур» ЭБК, так и любые другие новые РУС, ГЗД, телесистемы и т.п. То есть БГС должен стать стендом совместного использования для отрасли.

КНБК для электробурения на ГНКТ находится в разработке на основе ВЭБ-89 для бурения долотами диаметром 108-120 мм на ГНКТ 60 или 73 мм. КНБК включает стандартный набор элементов аналогично применяемым для бурения на ВЗД. ОПР планируется проводить при бурении боковых стволов из старого фонда скважин.

#### Выводы

Электробурение должно рассматриваться как коммерческий метод бурения аналогично использующимся во всем мире роторным способом и способом бурения ГЗД. Это подтверждается 50-летним опытом создания

и коммерческого применения серийных электробуровых комплексов при бурении 12,5 миллионов метров различных типов глубоких скважин вертикальных и направленных скважин.

Электробурение на базе ЗВЭД сочетает преимущества как роторного бурения, так и метода бурения ГЗД. Обеспечивается широкий диапазон частоты вращения при оптимальном моменте на долоте; независимость от энергии, передаваемой на забой потоком жидкости; возможность использования различных промывочных агентов; управление бурением в режиме онлайн; эффективное применение бурения с управлением давлением.

Система электробурения эффективна в сложных геологических условиях, при бурении через трещины и разломы, истощенные горизонты (с полным поглощением, использовании аэрированных буровых растворов), в условиях высоких давлений и температур.

Электробуры перспективны для применения на ГНКТ с предустановленным электрическим кабелем для бурения направленных, горизонтальных и многоствольных скважин (боковых стволов) малого диаметра. Реализация электробурения на ГНКТ не требует строительства БГС и создания бурильной колонны с БКС, что позволяет рассчитывать на вывод этой технологии на рынок раньше ЭБК с бурильной колонной.

Возвращение электробурения на рынок буровых работ может

создать необходимую конкуренцию современным импортным, частично локализованным вариантам направленного бурения высокотехнологичных скважин на месторождениях России, что в целом повысит эффективность бурения.

ООО Новобур выполнило базовые НИР, достаточные для разработки бизнес-планов по трем проектам компании: ЭБК с бурильной колонной оснащенной БКС; Буровой горизонтальный стенд (БГС); Электробурение на ГНКТ.

#### Литература

- ГОСТ Р 58048-2017. Трансфер технологий.
   Методические указания по оценке уровня зрелости технологий.
- Абызбаев Б.И., Байдюк Б.В. Электробурение обеспечивает получение достаточной забойной информации для управления процессом бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 10-11, 1996, М. ВНИИОЭНГ.
- Абызбаев Б.И., Байдюк Б.В. Электробур позволяет по-новому решать проблемы современного электробурения // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 5.
- Байбаков Н.К., Абызбаев Б.И. Проблемы электробурения и возможные пути их решения // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 5. – С. 26–32.
- Гельфгат Я.А., Орлов А.В., Фоменко Ф.Н. О выборе областей эффективного применения различных способов бурения // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 11.
- Гельфгат Я.А. Еще раз выборе областей эффективного применения различных способов бурения // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 12.
- Перельман О.М., Фадейкин А.С., Гельфгат М.Я., Гераськин А.С., Эмиров З.А. (2021) Перспективы электробурения для развития технологий строительства скважин. – Доклад, SPE-206463-RU представленный на Российской нефтегазовой технической конференции SPE 12 – 15 октябля 2021
- 8. Фоменко Ф.Н. Бурение скважин электробуром. М., «Недра», 1974, 272 с.
- Abyzbayev, B.I., Baibakov, N.K., Baidyuk, B.V., Gelfgat, Y.A., & Gelfgat, M.Y. (1997). Electrodrilling: Past Experience and Present Opportunities. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/38624-ms.
- Abyzbayev, B. I., Baibakov, N. K., Baidyuk, B. V., Gelfgat, Y. A., & Gelfgat, M. Y. Electro drill provides alternative drilling system, Oil & Gas Journal, Feb. 9 1998, pp. 46–52.
- Gelfgat Y., Gelfgat M. and Lopatin Y., Advanced drilling solution, Lessons from the FSU, vol, 2, M, Patterson, Ed., Tulsa, Oklahoma: PennWell, 2003.
- Hutchinson, M., Mahjoub, M., Nguyen, K., Menand, S., Putcha, V., and Lesso W. (2019). Simulation Validation, Calibration and Fidelity of a Dynamic Downhole Drilling Phenomenon. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September. doi: https://doi org/10.2118/195992-MS.
- Simonyants, Sergey L. (2016) Turbodrill and Screw Motor: Development Dialectics. – Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2016. doi: https://doi.org/10.2118/182147-MS.
- Turner, D.R., Harris, T.W.R., Slater, M., Yuratich, M.A., and P.F. Head. (1999). Electric Coiled Tubing Drilling: A Smarter CT Drilling System." Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands. doi: https://doi.org/10.2118/52791-MS.

KEYWORDS: high-tech wells; electrodrilling, downhole electrical motor, directional drilling, telemetry, high-speed communication channel, automation; electrodrilling complex.

 $70 \sim \text{Neftegaz.RU}$  [7] Neftegaz.RU  $\sim 71$ 

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

с применением долот PDC

#### Алимова Муниса Музаффаровна

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), студент-магистр

#### Соловьев Николай Владимирович

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), зав кафедрой СТБС, д.т.н., профессор, научный руководитель

#### Щербакова Ксения Олеговна

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), преподаватель кафедры СТБС

#### Овезов Батыр Аннамухаммедович

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), старший преподаватель кафедры СТБС

В ПОСЛЕДНИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ШИРОКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛУЧИЛИ ДОЛОТА С ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИМИ АЛМАЗНЫМИ РЕЗЦАМИ ТИПА PDC. ПОСЛЕ ОТРАБОТКИ ТАКИЕ ДОЛОТА ИЗНАШИВАЮТСЯ КРАЙНЕ НЕРАВНОМЕРНО. ОДНА ИЗ ПРИЧИН ЭТОГО – НЕОПТИМАЛЬНАЯ СИЛОВАЯ НАГРУЗКА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ РАБОЧЕЙ ПОВЕРХНОСТИ, А ТАКЖЕ ВОЗНИКАЮЩИЕ РАЗРУШИТЕЛЬНЫЕ ВИБРАЦИИ. В СВЯЗИ С ЭТИМ НЕОБХОДИМ ДРУГОЙ ПОДХОД ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ PDC ДОЛОТ, ОТЛИЧАЮЩИЙСЯ ОТ КЛАССИЧЕСКОГО. НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ АВТОРЫ ПРИХОДЯТ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ О ТОМ, ЧТО НАНОАЛМАЗЫ, НЕСМОТРЯ НА СВОИ МАЛЫЕ РАЗМЕРЫ, ПРИ РАСПЫЛЕНИИ ИХ НА РАБОЧУЮ ПОВЕРХНОСТЬ ДОЛОТ PDC НЕ УСТУПАЮТ АЛМАЗАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ

IN RECENT DECADES, WHEN DRILLING WELLS, BITS WITH POLYCRYSTALLINE DIAMOND CUTTERS OF THE PDC TYPE CAME INTO COMMON USE. SUCH USED BITS WEAR OUT EXTREMELY IRREGULARLY. ONE OF THE REASONS FOR THIS IS THE NON-OPTIMAL POWER LOAD OF SEVERAL SECTIONS OF THE WORKING SURFACE, AS WELL AS THE ARISING DESTRUCTIVE VIBRATIONS. IN THIS REGARD, IT IS NECESSARY TO MAKE A DIFFERENT APPROACH TO DESIGNING PDC BITS, WHICH DIFFERS FROM THE CLASSICAL ONE. BASED ON THE STUDY, THE AUTHORS COME TO THE CONCLUSION THAT NANODIAMONDS, DESPITE THEIR SMALL SIZE, WHEN SPRAYED ONTO THE WORKING SURFACE OF PDC BITS, ARE ON A PAR WITH DIAMONDS USED IN THE LAST DECADE

Ключевые слова: долота, наноалмазы, бурение скважин, оборудование, породоразрушающий инструмент.

При бурении мягких и средних пород, представленных в геологическом разрезе большинства меторождений России, долота PDC являяются основным инструментом. Средняя проходка на долота PDC в Западной Сибири составляет 10000—15000 м, механическая скорость проходки при бурении под кондуктор достигает более 100 м/ч, а под эксплуатационную колонну 50—75 м/ч.

В то же время в части горно-геологических разрезов (Приволжский район, Восточная Сибирь и др.), представленные породами средней твердости среднеабразивными горными породами, основным типом породоразрушающего инструмента остаются долота шарошечного типа, т.к. при работе долотами PDC в данных условиях происходит износ периферийного вооружения (LT – Lost Teeth, потеря зубков; ER – Erosion, эрозионный износ; рис. 1 и 2). Основной причиной износа алмазно-тведосплавных резцов являются вибрации, недостаточная промывка забоя при бурении в абразивных породах, а также некачественная очистка бурового раствора и, как следствие, гидроабразивный износ [6].

Одним из источников продольных, поперечных и крутильных колебаний PDC являются возмущающие силы, обусловленные работой долота PDC в перемежающихся по твердости горных породах

Перемежаемость по твердости горных пород означает чередование средних слабоабразивных и твердых среднеабразивных горных пород (далее – средние по твердости и твердые горные породы).

Описывая механизм возникновения продольных колебаний, отметим, что в условиях разбуривания горных пород резцы РDС на периферийной части лопастей долота (на заплечнике и калибрующей части) при переходе из пропластка средней твердости в твердый пропласток испытывают повышенную нагрузку. При внедрении долота в твердую горную породу плечевые резцы первыми вступают в контакт, испытывая повышенную нагрузку по сравнению с резцами, которые все еще находятся в средних по твердости горных породах (рис. 3).

Сколы резцов происходят за счет первоначального контакта с твердыми пропластками и за счет

## факты 10000-15000

составляет средняя проходка на долота PDC в Западной Сибири вибрации, возникающей во время выхода из твердой горной породы. В этот момент имеет место перемещение лопасти вверх (отскок), что сопровождается увеличением потенциальной энергии в КНБК. При выходе из твердого пропластка повышенную нагрузку испытывают резцы, расположенные на заплечнике и калибрующей части долота. Перемещение лопасти вниз сопровождается переходом потенциальной энергии в кинетическую. Таким образом, возникают низкочастотные колебания.

Импульсная перегрузка оказывает разрушительное воздействие на периферийные резцы, так как они

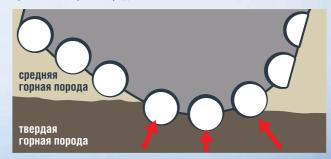
РИС. 1. Эрозионный износ

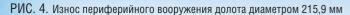


РИС. 2. Потеря зубков



РИС. 3. Переход лопасти долота PDC из средних в твердые пропластки горной породы

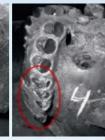












имеют больший радиус, чем центральные, что увеличивает инерцию ударной нагрузки [5]. Механизм поперечных перемещений долота как источник колебаний представлен на примере двухлопастного долота.

Состояние изношенных резцов, потеря диаметра долота PDC часто недооценивается, что приводит к дальнейшему увеличению затрат на восстановление калибрующей части долота. В центральной же части долота имеет место вдавливание вооружения лопасти и износ обычно происходит под гидроабразивным воздействием струи промывочной жидкости и шлама (рис. 4.) [4, 6].

Исходя из вышеописанного, можно увидеть слабые места долот PDC, а также направление, в котором нужно двигаться для их устранения.

Решением описанных проблем может прослужить использование наноалмазов в долотах PDC, что поможет максимализировать их прочность и сделать возможным их использование в любых горногеологических условиях [2, 4].

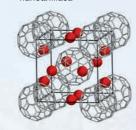
#### Преимущества:

- средний размер наноалмазов на долоте будет составлять 4,2 нм, что меньше в 8 раз по сравнению с алмазами используемыми в настоящее время;
- удельная поверхность составляет 200–450 м²·г¹, что значительно превышает износоустойчивость инструмента;
- простая технология покрытия наноамазами позволяет повысить стойкость долота, не повышая себестоимости;
- позитивный эффект достигается при введении в материал добавки наноалмазов в пределах от 0,1 до 1,0 мас. %.

Введение наноалмазов в покрытия породоразрушающего инструмента позволит повысить микротвердость, износостойкость, а также антикоррозионную устойчивость. Минимальные размеры наноалмазов при их низком содержании (0,1%) позволяют выполнить плотное и равномерное распределение по покрытию породоразрушающего инструмента [1, 3].

Обобщая вышеизложенное отметим, что геологический разрез большинства месторождений России и удобство применения долот PDC указывают на актуальность исследуемой проблемы. Исследования последних лет показывают, что износ оборудования характеризуется истиранием, сколами и дроблением, которые являются основными недостатками PDC долот.

РИС. 5. Структура наноалмаза



ФАКТЫ

100 M

составляет механическая скорость проходки при бурении под кондуктор и 50 – 75 м/ч – под эксплуатационную колонну

### Наноалмазы

в покрытии породоразрушающего инструмента повышают микротвердость, износостойкость и антикоррозионную устойчивость Данные исследований отработанных долот показывают, что основными свойствами износа породоразрушающего инструмента являются: износ зубцов — 17%, поломка зубцов — 30%, скалывание зубцов — 31%, выпадение зубцов — 3%, отсутствие износа — 19%.

РDС долота после отработки изнашиваются крайне неравномерно: больше всего изнашиваются резцы по периферийной части из-за наибольших удельных мощностей трения, а меньше всего — центральные. Исходя из опыта отработок, износ в центральной части лопасти чаще всего отсутствует.

Одной из причин износа является неоптимальная силовая нагрузка отдельно взятых участков рабочей поверхности, а также возникающие разрушительные вибрации. В связи с этим необходим другой подход по проектированию PDC долот, отличающийся от классического.

На основании проведенного исследования, можно сделать вывод, что наноалмазы, несмотря на свои малые размеры, при распылении их на рабочую поверхность долот PDC не уступают алмазам, используемым в последнее десятилетие; а также способны не только значительно повысить износостойкость инструмента, но и скорость бурения, а также срок службы оборудования.

#### Литерату

- 1. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. В 5 т. Т. 1/под общ. ред. В.П. Овчинникова. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 496 с.
- 2. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов / Под общей ред. А.И. Спивака М.: 000 2003. (Дата использования 20.02.2022).
- Ратов Б.Т. Разработка и совершенствование конструктивных параметров долот с резцами PDC/ Б.Т. Ратов, Б.В. Федоров, Э.Ж. Омирзакова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 11. – С. 73–80.
- Сечин Д.Ю. Применение нанотехнологий в нефтегазовом бурении // Устойчивое развитие науки и образования. 2019. № 3. URL: https://www.elibrary. ru/item.asp?id=37337552 (Дата использования 19.02.2022).
- Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н. Бурение разведочных скважин: учебник для студентов вузов. – М.: Высш. шк., 2007. – 904.
- Чулкова В.В. Разработка методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением // 000 «Газпром ВНИИГАЗ». – 2017.
- 7. Шамилов В.М. Перспективы применения углеродных наноматериалов в нефтедобыче // SOCAR. 2020. № 3. URL: https://www.elibrary.ru/item. asp?id=44715620. (Дата обращения 20.01.2022).

KEYWORDS: chisels, nanodiamonds, well drilling, equipment, rock-breaking tools.

# O ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

#### EC должен отказаться от газа и угля

Евросоюз должен отказаться от газа и угля. Об этом заявил в июле 2012 г. автор системы «зеленые тарифы» депутат парламента Германии Г.Й. Фел. «Цены на традиционные виды топлива постоянно растут. И чем дальше, тем они больше отягощают экономику», — сказал он. По его словам, страны ЕС терпят ущерб из-за глобального потепления. Новые виды энергии будут дешевле, так как это зависит от развития технологий.



#### • Kommenmapuŭ Neftegaz.RU

Европейский энергетический кризис, вызванный отказом от российских энергоносителей, привел к росту цен на углеводородное топливо и его нехватке для европейских потребителей. Чтобы обеспечить энергоснабжение в нужном объеме европейские страны временно запускают угольные станции, которые согласно плану должны были быть выведены из схемы энергообеспечения до конца следующего года. Станции будут работать вхолостую, что не скажется на экологии, но в любой момент будут готовы начать поставлять энергию.

#### НОВАТЭК начал строительство морского порта Сабетта

20 июля 2012 г. состоялась церемония начала строительства морского порта Сабетта, который



транспортной инфраструктуры проекта «Ямал СПГ», предусматривающего создание завода по сжижению природного газа на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения НОВАТЭКа. Развитие портовой и технологической инфраструктуры позволит экспортировать СПГ, увеличит судозаходы.

#### • Kommenmapuŭ Neftegaz.RU

Первые грузовые суда порт принял в 2013 г. В 2015 г. для порта был выделен дополнительный участок под причал, предназначенный для приема строительных грузов и грузов снабжения, необходимых для НГКМ Утреннее. Объем импортных грузов в морском порту Сабетта в третьем квартале прошлого года вырос в одиннадцать раз за счет поставки оборудования для строительства СПГ-завода НОВАТЭКа «Арктик СПГ-2».

#### Транснефть начала строительство нефтепровода Куюмба – Тайшет в Восточной Сибири

В июле 2012 г. Транснефть приступила к прокладке просеки под строительство нефтепровода Куюмба—Тайшет. Под трассу уже вырублено 66 км. Общая длина трубопровода составит

700 км и позволит подключить к магистрали месторождения Юрубчено-Тохомской зоны ВСТО, помимо Куюмбы и Юрубчены.

#### • Kommenmapuŭ Neftegaz. RU

В марте 2017 г. Славнефть-Красноярскнефтегаз начала опережающие поставки нефти с Куюмбинского месторождения на объекты перекачки системы МНП Куюмба—Тайшет. Подача сырья в систему МНП стала возможна благодаря завершению строительства объектов первой очереди обустройства Куюмбинского месторождения, а также переводу на механизированную добычу 15 скважин и запуску мобильной УПН.



Строительство МНП Куюмба — Тайшет проходило в два этапа. По завершении первого построено 700 км МНП и два НПС, пропускная мощность составила 8,6 млн т нефти в год. Второй этап предполагает строительство еще двух НПС до конца 2023 г, что позволит увеличить пропускную способность до 15 млн т нефти год. ●



## приоритет капремонту и модернизации технологических установок газоподготовки



Крамской Александр Александрович

генеральный директор 000 «СервисЭНЕРГАЗ» (Группа ЭНЕРГАЗ) ВСТРЕЧА С АЛЕКСАНДРОМ КРАМСКИМ, ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ КОМПАНИИ СЕРВИСЭНЕРГАЗ (ГРУППА ЭНЕРГАЗ), СОСТОЯЛАСЬ В МАЕ, КОГДА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В СТРАНЕ ИЗМЕНИЛИСЬ УЖЕ КАРДИНАЛЬНО. АКТУАЛЬНОСТЬ ЭТОЙ БЕСЕДЫ — В СТРЕМЛЕНИИ ОСМЫСЛИТЬ ВОЗНИКШИЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ В СЕГМЕНТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОПОДГОТОВКИ

MEETING WITH ALEXANDER KRAMSKOY, CEO OF SERVICENERGAS (ENERGAS GROUP) TOOK PLACE IN MAY, WHEN ECONOMIC CONDITIONS IN THE COUNTRY HAD ALREADY CHANGED DRASTICALLY. THE RELEVANCE OF THIS CONVERSATION IS IN AN EFFORT TO COMPREHEND THE EMERGING FEATURES OF WORK IN THE SEGMENT OF PROCESS EQUIPMENT FOR GAS TREATMENT

Ключевые слова: газоподготовка, технологическое оборудование, капитальный ремонт, компрессорная установка, техническое обслуживание.

#### Александр Александрович, насколько ваш коллектив готов сегодня к работе в «санкционных» условиях?

– Для нас эта ситуация в определенном смысле стала неожиданной «внеплановой» проверкой нашей работоспособности. Безусловно, какое-то время ушло на то, чтобы понять происходящее и наметить свои конкретные действия – с учетом того, что макроэкономические решения «сыпались» от правительств «недружественных» России стран в режиме нон-стоп.

На первое место мы поставили своевременное исполнение действующих контрактов. Справились с этим достаточно быстро. У нас создан резерв запасных частей и расходных материалов для выполнения всего комплекса ремонтных и регламентных работ

для ранее поставленного оборудования – дожимных компрессорных установок и пунктов подготовки газа.

621

Помог и тот фактор, что сотрудничество с базовыми партнерами, в том числе зарубежными, носит долговременный характер и имеет солидный запас прочности. Для них всех, кстати говоря, ситуация тоже оказалась неординарной.

Один из примеров – наше взаимодействие с производителями технологических жидкостей. Мы обслуживаем газодожимные установки на основе винтовых компрессоров, и в маслосистеме таких установок должно использоваться только высококачественное масло, а его периодическая замена – это обязательный и важнейший компонент технического обслуживания компрессорных агрегатов. И сегодня, когда ряд производителей компрессорных



В СервисЭНЕРГАЗе создан значительный резерв запасных частей и расходных материалов

масел ушел с российского рынка, наша компания в ежедневном режиме помогает всем потребителям в их обеспечении смазочными и другими расходными материалами.

Мы применяем сложноэфирное синтетическое масло нового поколения ESTSYN, которое прошло разносторонние испытания и рекомендовано заводами-изготовителями компрессорного оборудования, в том числе Enerproject и VPT Kompressoren. Это масло доказало свою эффективность в самых жестких условиях эксплуатации, в разных климатических зонах России, в том числе при работе со сложным составом газа

Эксплуатационный опыт убеждает — ESTSYN успешно заменяет масла производителей, покинувших российский рынок. И это помогает нам в строго установленные сроки проводить плановое и оперативное ТО технологических установок, задействованных в компримировании различных типов газа

 Вы сказали про зарубежные компоненты оборудования. Насколько это осложняет ремонт и обслуживание оборудования сейчас?



Компания имеет 4 филиала со складами ЗИП – в Москве, Белгороде, Ухте и Сургуте

- Если говорить о статическом оборудовании - то есть пунктах и блоках подготовки газа, которые производит и поставляет компания ЭНЕРГАЗ, то они, по сути, свои – российские. Мы несколько лет вели работу по локализации и замене в новых проектах импортных комплектующих на отечественные. Удалось сделать многое. Сложности остаются в части контрольно-измерительных приборов и автоматики. Сейчас, заботясь о надежности наших установок, выбираем среди поставщиков КИПиА только тех, чьи изделия соответствуют самым высоким требованиям по качеству.

Блоки, пункты и системы подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» — это многофункциональные установки, которые в зависимости от технологических задач осуществляют фильтрацию газа от механических примесей и удаление жидких фракций, подогрев и редуцирование, осушку и одоризацию газа, технологический и коммерческий учет, контроль качества газа, определение компонентного состава, измерение и анализ различных параметров газа (влажность, температура, давление, калорийность, плотность, точка росы)



Технический аудит предваряет капитальный ремонт и модернизацию установок



Демонтаж неисправного оборудования

ГАЗОПОДГОТОВКА

В отношении динамического оборудования скажу, что здесь работы еще много. Ключевые элементы в его составе – это винтовые маслозаполненные компрессоры, а они импортного производства. Поэтому в текущих условиях растут значение и потребность в качественном ремонте, глубокой модернизации и правильном регламентном обслуживании такой техники.

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» функционируют в широком диапазоне производительности (250...60000 м³/ч) и сжимают различные типы газа для транспортировки или подачи в турбины генерирующих объектов. Уникальный опыт наработан в сфере компримирования низконапорного ПНГ — здесь задействовано 126 установок, перекачивающих попутный газ с входным давлением от -0,2 МПа (изб.)



Локальный ремонт газодожимной установки непосредственно на объекте

#### – Есть ли конкретный план, как выйти из этой ситуации?

– Прежде всего подчеркну, что мы готовы вместе с нашими давними партнерами и потенциальными заказчиками – в позитивном деловом ключе решать все вопросы, связанные с возникающими особенностями. И не только по работе нашего энергазовского оборудования, но и, подчеркиваю, по действующим установкам газоподготовки любого зарубежного или отечественного производителя.

Нами подготовлена и эффективно применяется современная ремонтно-производственная база. Это особенно актуально для компрессорного оборудования, чей эксплуатационный ресурс требует проведения капитального ремонта. Созданы склады запасных частей и расходных материалов в нескольких регионах. Сервисные инженеры проходят обязательное периодическое обучение, а также аттестацию, где подтверждают свою квалификацию. Так что наша компетентность имеет необходимую профессиональную и материальную основу.

В нашем коллективе сегодня сосредоточен значительный организационный опыт полноценного инжиниринга. Ведь всякий раз, когда беремся за новый проект, мы реализуем комплекс требований заказчика, вытекающих из функционального назначения оборудования газоподготовки и условий его эксплуатации. И таких индивидуальных, по своей сути, проектов мы исполнили свыше 170.

Начиная с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил 315 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике установки «ЭНЕРГАЗ» обеспечивают топливом 220 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью свыше 6,7 ГВт. В нефтегазовой отрасли оборудование «ЭНЕРГАЗ» осуществляет подготовку природного и попутного нефтяного газа в составе 62 различных объектов на 47 месторождениях

#### Александр Александрович, какие еще трудности остаются?

 На сегодняшний день нами найдены решения практически всех вопросов, которые еще весной действительно вызывали проблемы. Однако не исключаем, что могут возникнуть сложности с логистикой. Например, сроки доставки некоторых компонентов могут увеличиться. Мы видим эти риски и стараемся предусмотреть их.

Могу сегодня с полной уверенностью сказать: коллектив СервисЭНЕРГАЗа дорожит своей многолетней репутацией и реально борется в эти непростые времена за неукоснительное и качественное исполнение обязательств перед партнерами и заказчиками. Главный вывод для себя мы уже сделали: сложности любого порядка только мобилизуют нашу волю к достижению успешного результата, концентрируют силы и профессиональную ответственность.



После ремонта или модернизации технологическое оборудование проходит повторную пусконаладку

#### - Хотелось бы получить конкретные примеры.

Сегодня наш сервисно-технический дивизион сосредоточен на плановых и оперативных работах, которые ведутся своевременно и качественно
 под строгим организационным и техническим контролем. С начала текущего года наши специалисты осуществили уже порядка 100 сервисных командировок.

Так, например, на Усинском месторождении ЛУКОЙЛ-Коми мы выполнили плановый капитальный ремонт двух дожимных компрессорных станций (ДКС) попутного газа, снабжающих топливом турбины местного энергоцентра. Ремонт основных элементов станций – винтовых маслозаполненных компрессоров – был проведен на площадке нашего ремонтно-учебного центра в Белгороде. Параллельно провели комплексное техобслуживание ДКС с заменой запчастей и расходных материалов, в том числе масла, масляных фильтров и газовых фильтров всех 3-х ступеней очистки.

На период капремонта действующую станцию мы вывели на максимальную производительность, что обеспечило необходимый расход газового топлива для безостановочной работы энергоцентра.



Капремонт газового компрессора на площадке ремонтно-учебного центра Группы ЭНЕРГАЗ

Примечателен также проект по восстановлению работоспособности ДКС топливного газа, функционирующей в составе газотурбинного энергоблока Томской ТЭЦ-1. Проведенная нами диагностика оборудования выявила необходимость модернизации системы электропитания. На компрессорную станцию установили усовершенствованное устройство плавного пуска главного электродвигателя, которое имеет больше защит, отличается гибкостью настроек и обладает улучшенными пусковыми характеристиками. Комплекс сервисно-технических мероприятий включал также локальный ремонт, повторную наладку и испытания ДКС.

Отмечу, что работоспособность этой станции мы восстановили без особых изменений в конструкции и проектной документации, без перенастройки программного обеспечения и конфигураций технологической установки.

Вернусь еще раз к актуальной на сегодня теме смазочных материалов для динамического оборудования. Недавно наши инженеры выполнили техобслуживание дожимной компрессорной станции, действующей в составе комплекса для испытаний газотурбинных установок «Невского завода». Эта ДКС снабжает тестируемые турбины газом с заданными параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу.

Периодичность техобслуживания ДКС зависит здесь от количества пусков. Комплексное ТО проводилось по достижению 200 пусков, осуществленных при испытаниях турбин. Мы усовершенствовали эту станцию. В ее маслосистеме теперь используется масло ESTSYN, которое специально создано для установок на базе винтовых компрессоров. Масло марки ESTSYN CE100 обеспечивает эффективность установок при такой интенсивной эксплуатации, увеличивает их надежность и срок службы.

#### - Помогает ли вам опыт работы в пандемию?

- Конечно, помогает. Даже вижу здесь некоторые параллели, если говорить о способности компании к мобилизации. В то время, когда в некоторых регионах страны были ограничены на въезд месторождения и предприятия заказчиков, мы, строго соблюдая санитарные требования и выдерживая карантины, неукоснительно обеспечивали работу наших сервисных инженеров, своевременно доставляли оборудование и ЗИП (запасные части, инструменты и принадлежности – прим. редакции). Коллеги из других компаний даже просили поделиться опытом организации такой работы. Секрета никакого нет: изучали нормативные документы, отрабатывали необходимые письма и внутренние регламенты, а главное – тщательно готовили людей к таким поездкам, обязательно закладывая сроки на карантин.



Пункт подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» для Прегольской ТЭС в Калининграде

#### В каких регионах действует СервисЭНЕРГАЗ?

– География нашего инженерного труда обширна. Есть проекты, выполненные в Белоруссии, Казахстане, Узбекистане. В России вы встретите энергазовское оборудование буквально повсюду – на различных газоиспользующих промышленных и энергетических объектах от Сахалина до Калининградской области, включая, безусловно, традиционные нефтегазодобывающие регионы – Тюменскую область, Республику Саха-Якутия, Крайний Север. Все и не перечислить.

В сегменте технологического оборудования мы полностью готовы профессионально осваивать новые горизонты и с надлежащим качеством выполнять проекты комплексной газоподготовки любой сложности. •

Материалы беседы предоставлены пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ

KEYWORDS: gas treatment, technological equipment, major repairs, compressor unit, maintenance.



105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1 Тел.: +7 (495) 589-36-61 • Факс: +7 (495) 589-36-60 info@energas.ru • www.energas.ru

#### ЭКОНОМИКА (

## МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ УДЕЛЬНЫХ НОРМ ЗАТРАТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ

## и расчет себестоимости в нефтегазовых проектах

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ УДЕЛЬНЫХ НОРМ ЗАТРАТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТАХ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЗАТРАТ, А ТАКЖЕ ПРИВЕДЕН ПРИМЕР РАСЧЕТА СЕБЕСТОИМОСТИ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ОЦЕНКИ ОСВОЕНИЯ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА. РАЗРАБОТАННАЯ МЕТОДИКА ПОЗВОЛЯЕТ ОПРЕДЕЛИТЬ СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И НА ЭТОЙ ОСНОВЕ ОЦЕНИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОЕКТА, ЧТО ПОКАЗАНО НА ПРИМЕРЕ ОЦЕНКИ ОСВОЕНИЯ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО ОКРУГА

THE ARTICLE STUDIES THE METHODS OF FORMATION OF SPECIFIC STANDARDS FOR OIL PRODUCTION COSTS IN OIL AND GAS INVESTMENT PROJECTS. THE ARTICLE SHOWS THE MAIN ITEMS OF COSTS, AS WELL AS THE EXAMPLE OF OIL COST ACCOUNTING AS EXEMPLIFIED BY ASSESSMENT OF DEVELOPMENT OF ONE OF THE FIELDS OF TIMAN-PECHORA BASIN. THE DEVELOPED METHODOLOGY ALLOWS DETERMINING THE COST OF HYDROCARBON EXTRACTION AND, THEREFORE, ASSESSING THE EFFICIENCY OF THE OIL AND GAS PROJECT, WHICH IS SHOWN BY THE EXAMPLE OF EVALUATION OF DEVELOPMENT OF ONE OF THE FIELDS OF TIMAN-PECHORA BASIN

Ключевые слова: удельные нормы затрат, себестоимость добычи нефти, экономическая методика, эффективность нефтегазового проекта.

#### Богаткина Юлия Геннадьевна

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН), В.н.с., К.т.н

Экономически обоснованный расчет затрат по добыче нефти должен опираться на систему технико-экономических норм и нормативов материальных, трудовых и денежных затрат, отвечающих требованиям научно-технических решений при освоении нефтяных месторождений.

Группировка нормативов затрат по элементам предназначена для выявления всех планируемых, проектируемых и фактических расходов на производство продукции по видам. Указанная группировка базируется на выделении условно-постоянных затрат в расчете на действующий



фонд скважин и условнопеременных затрат в расчете
на единицу добычи нефти [1-9].
Отметим, что при изменении добычи
углеводородов величина условнопостоянных расходов существенно
не изменяется, а величина условнопеременных расходов возрастает
или уменьшается в соответствии
с изменениями каждого вида
продукции, работ и услуг (сырье,
вспомогательные материалы,
топливо, энергия), потребляемые
на технологические нужды.

Ниже представим разработанный агрегированный подход к формированию норм затрат по добыче нефти (эксплуатационных расходов) в нефтегазовых проектах.

Рассмотрим основные показатели эксплуатационных расходов.

#### Условно-постоянные эксплуатационные расходы

- Затраты в ремонтный фонд;
- Фонд оплаты труда;
- Прочие расходы.

#### Условно-переменные эксплуатационные расходы

- Топливо;
- Энергия;
- Плата для поддержания пластового давления;
- Сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа;
- Амортизация основных фондов;
- Налоги и отчисления в составе себестоимости (НДПИ, социальный налог, прочие).

Состав затрат, относимых к каждому из элементов изложен ниже.

#### Норма затрат в ремонтный

фонд – стоимость покупных материалов, используемых для обеспечения нормального технологического процесса (реагенты и материалы, расходуемые при ремонте скважин, обессоливании, обезвоживании и стабилизации нефти), или расходуемых на другие производственные и хозяйственные нужды (содержание, ремонт и эксплуатация оборудования, зданий, сооружений, нефте- и газопроводов и других основных фондов), стоимость глубинных штанговых насосов, запасных частей для ремонта оборудования, износ инструментов, приспособлений,

спецодежды и других малоценных и быстроизнашивающихся предметов, стоимость покупной воды, потребляемой при подготовке нефти и ремонте скважин, выработке пара и расходуемой на другие производственные и хозяйственные нужды.

В этот элемент затрат включается стоимость нефти, потребляемой на собственные технологические нужды (например, при промывке скважин при их ремонте) и списываемой в виде потерь при ее подготовке, хранении, транспортировке (перекачке).

Фонд оплаты труда – основная и дополнительная заработная плата промышленно-производственного персонала предприятия, включая премии рабочим и служащим за производственные результаты, стимулирующие и компенсирующие выплаты, в том числе компенсации по оплате труда в связи с повышением цен индексацией доходов в пределах норм, предусмотренных законодательством. В том случае, когда производственные рабочие, инженеры и техники-технологи обслуживают только газовые скважины, их основная заработная плата относится на себестоимость газа природного по прямому признаку. «Дополнительная заработная плата производственных рабочих» включает выплаты, предусмотренные законодательством о труде, за непроработанное на производстве (неявочное) время: оплата очередных и дополнительных отпусков (резерв на оплату отпусков), компенсация за неиспользованный отпуск, оплата льготных часов подростков, оплата перерывов в работе кормящих матерей, выплаты вознаграждений за выслугу лет, оплата за время проезда до места использования отпуска и обратно работником, работающим в отдаленных местностях и др.

Топливо включает стоимость всех видов топлива, включая нефть и газ собственной добычи, расходуемого на технологические цели (для кузнечных, термических и других целей), для выработки всех видов энергии (электрической, тепловой, сжатого воздуха, кислорода и т.п.), на отопление зданий, а также потребляемого агрегатами и транспортными средствами

(тракторами-подъемниками, заливочными агрегатами, тракторами и автомашинами всех видов), принадлежащих нефтегазодобывающему предприятию.

Знергия включает стоимость всех видов покупной энергии (электрической, тепловой, сжатого воздуха и др.), расходуемой на технологические, двигательные, осветительные и другие промышленно-производственные и хозяйственные нужды.

В этот же элемент расходов включается стоимость покупной воды, закачиваемой в пласт с целью искусственного поддержания пластового давления, а также стоимость газа собственной добычи, потребляемого при компрессорном и бескомпрессорном газлифтном способе извлечения (добычи) нефти и для поддержания пластового давления. Расходы на производство электроэнергии, пара, воды, сжатого воздуха и других видов энергии, вырабатываемых самим нефтегазодобывающим предприятием, а также на трансформацию и передачу покупной энергии до места ее потребления в стоимость покупной энергии не включаются, а отражаются по соответствующим элементам затрат.

Стоимость электроэнергии, получаемой со стороны и принимаемой станцией нефтегазодобывающего предприятия на общий распределитель для отпуска в производство, непромышленным цехам и другим организациям, включается в затраты на производство. На основании удельных норм расхода и утвержденных тарифов на электроэнергию (со стороны) проводится расчет энергетических затрат по технологическим процессам (механизированная добыча, закачка воды, газа, подготовка, транспортировка, ремонт и др.) с использованием утвержденных тарифов.

#### Плата для поддержания пластового давления включает

стоимость закачиваемого в пласт агента с целью искусственного поддержания пластового давления, а также стоимость газа собственной добычи, потребляемого при компрессорном и бескомпрессорном газлифтном

ЭКОНОМИКА

способе извлечения (добычи) нефти также для поддержания пластового давления.

Расходы по сбору и внутрипромысловый транспорт нефти и газа связаны с транспортировкой продукции от товарного парка до магистрального нефтегазопровода.

Амортизация скважин включает амортизационные отчисления на полное восстановление. производимые по действующим нормам, дифференцированным по видам основных фондов и от стоимости нефтяных, газовых, оценочных, наблюдательных и контрольных скважин. Амортизационные отчисления от стоимости нагнетательных и поглощающих скважин включаются в статью «Расходы по искусственному воздействию на пласт». Амортизационные отчисления от стоимости скважин производятся в соответствии с действующим положением и порядке начисления и использования амортизационных отчислений по основным фондам и о порядке временной консервации и ликвидации нефтяных, нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение.

При этом необходимо иметь ввиду основные особенности амортизационных отчислений. Начисление амортизации на полное восстановление производится по установленным нормам по нефтяным скважинам в течение 15 лет, по газовым скважинам — 12 лет, независимо от фактического срока их службы.

Не производятся амортизационные отчисления по нефтяным и газовым скважинам, временно законсервированным в установленном порядке, в течение всего времени консервации до ввода этих скважин в эксплуатацию.

По ликвидированным скважинам амортизационные отчисления на полное восстановление производятся до полного погашения их первоначальной (балансовой) стоимости, то есть до истечения установленного 15- и 12-летнего начисления амортизации соответственно для нефтяных и газовых скважин.

Разведочные скважины, давшие нефть или газ и вводимые в промышленную эксплуатацию,

а также для использования в качестве контрольных, нагнетательных и поглощающих, зачисляются в основные фонды по сметной стоимости текущего года строительства (бурения) эксплуатационных скважин.

Прочие расходы – все затраты, которые не могут быть отнесены ни к одному из перечисленных выше элементов. К ним относятся: командировочные расходы, подъемные, арендная плата, стоимость услуг, оказываемых сторонними транспортными, геофизическими организациями, затраты на научноисследовательские и опытные работы, а также конторские и почтово-телеграфные расходы.

#### Налоги и платежи

НДПИ является налогом на добычу нефти, конденсата и природного газа. Налог введен с 1 января 2002 года вместо отчислений на геологоразведочные работы (6%), налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы (8%) и акциза на нефть (2,5%). В соответствии с этим законом НДПИ должен взиматься по установленному нормативу, применяемому к объемным показателям добычи нефти.

Отчисления на социальные нужды включают отчисления

в фонды: пенсионный, занятости, медицинского и социального страхования по установленным нормам от суммы основной и дополнительной заработной платы. Заработная плата основная и дополнительная с отчислениями определяется исходя из размера среднегодовой заработной платы промышленно-производственного персонала и величины удельного расхода рабочей силы на скважину.

Прочие налоги и платежи могут рассчитываться в процентах от выручки.

В связи с необходимостью определения себестоимости добычи нефти приведем расчет этого показателя на примере определения эксплуатационных затрат по добыче нефти одного из месторождений Тимано-Печорского округа (таблицы 1, 2). Месторождение по величине начальных извлекаемых запасов относится к категории «средних» со сложным геологическим строением.

Необходимо отметить, что средний уровень цены на нефть на экспортном рынке был принят на основе анализа цен экспортных рынков на первое число месяца по данным за период сентябрь 2016 – август 2017 года. Соответствующий обменный курс российского рубля принят по данным ЦБ РФ.

ТАБЛИЦА 1. Удельные нормы затрат для расчета эксплуатационных расходов

1	Норма затрат в ремонтный фонд, тыс. руб./скв.	677,21
2	Норма оплаты труда ППП основная и дополнительная, тыс. руб./скв.	292,40
3	Норма расхода по прочим эксплуат. затратам, тыс. руб./скв.	667,19
4	Норма расхода на топливо, руб./м <sup>3</sup> жидкости	91,86
5	Норма затрат на электроэнергию для подготовки и общепромысловые нужды, руб./т нефти	62,41
6	Норма затрат на закачку в пласт воды, руб./т	329,50
7	Сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа, руб./м <sup>3</sup> жидкости	276,44
8	Отчисления на социальные нужды, д.ед.	0,34
9	НДПИ, руб./т	7330
10	Прочие налоги и платежи (%)	10
11	Внутренняя цена на нефть	14 679
12	Мировая цена на нефть	21 663
13	Доля реализации нефти на внешнем рынке	0,5

ТАБЛИЦА 2. Затраты для расчета себестоимости добычи нефти

1	Фонд добывающих скважин (шт.)	94
2	Фонд нагнетательных скважин (шт.)	31
3	Добыча нефти (тыс. т)	2844
4	Эксплуатационные расходы (млн руб.)	36 013
В тог	и числе:	
5	Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн руб.)	4342
6	Заработная плата (млн руб.)	918,3
7	Ремонтный фонд (млн руб.)	1582,64
8	Прочие расходы (млн руб.)	1785,73
9	Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн руб.)	5355
10	Затраты на топливо (млн руб.)	594
11	Затраты на электроэнергию (млн руб.)	192
12	Затраты на закачку в пласт воды (млн руб.)	2782
13	Сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа (млн руб.)	1787
14	Амортизационные отчисления (млн руб.)	2608
15	Налоги в составе себестоимости (млн руб.)	23 708
16	Себестоимость среднегодовая (руб./т)	12 661

ТАБЛИЦА 3. Удельные нормы затрат для расчета эксплуатационных расходов

Периоды	Эксплуатационные расходы, тыс. руб.	Добыча нефти, тыс. т	Себестоимость нефти, руб.
	накопленные	накопленная	среднегодовая
1	2	3	4
за 5 лет	9 911 208	371,1	26 714
за 10 лет	17 067 285	1055,7	16 162
за 15 лет	24 927 619	1727,4	14 434
за расчетный срок			
разработки	36 013 373	2844,4	12 661

Средний уровень цены на нефть на экспортном рынке составил 49,46 долл./баррель, значение обменного курса российского рубля — 60 рублей/доллар, таким образом экспортная цена на нефть составила 21 663 руб./т. Внутренняя цена на нефть на первый расчетный 2017 год составляет 14 679,88 руб./т нефти. При этом 50% продукции идет на внешний рынок, а 50% — на внутренний.

В таблице 1 представлены удельные нормы затрат для расчета эксплуатационных расходов.

В таблице 2 представлена смета затрат для расчета себестоимости добычи нефти, а в таблице 3 основные технико-экономические показатели по периодам разработки месторождения.

Среднегодовая себестоимость продукции рассчитывается путем отношения величины накопленных эксплуатационных затрат (включая амортизацию) к накопленному объему добываемой продукции. Поскольку добыча нефти реализуется равными долями на внутреннем и мировом рынках,

необходимо рассчитать среднюю цену реализации продукции, которая составила 18 171 руб./т.

Расчеты среднегодовой себестоимости нефти показали, что этот показатель практически всегда ниже средней цены на нефть за исключением пятилетнего периода с начала разработки месторождения. За полный срок разработки средняя цена выше среднегодовой себестоимости, что говорит об эффективности проекта за весь срок эксплуатации месторождения.

Таким образом, разработанная методика позволяет определить себестоимость добычи углеводородов и на этой основе оценить эффективность нефтегазового проекта, что показано на примере оценки освоения одного из месторождений Тимано-Печорского округа.

#### Литература

- Гужновский Л.П., Казаков С.Е. Планирование добычи нефти и подготовки запасов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.
- 2. Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Пономарева И.А. Методы прогнозирования развития нефтегазового комплекса. — М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1991. — 230 с.
- Пономарева И.А. Основные принципы и правила экономической оценки вариантов разработки месторождений в инвестиционных проектах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 1996. – № 9. – С. 2.
- Пономарева И.А. Экономические исследования по обоснованию удельных затрат для оценки вариантов разработки месторождения в условиях рынка // Экономика и управление нефтегазовой промышленности. – 1998. – № 3 – 4. – С. 13.
- Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д., Иваник В.В., Иванов А.В., Кудинов Ю.С., Пономарев В.А., Саркисов А.С. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности – М.: – Недра, 1997. – 341 с.
- Бинатов Ю.Г., Пельменёва А.А., Ушвицкий Л.И. Экономика нефтяного комплекса: ретроспективы, современность, прогнозы. – Ставрополь: – СевКавГТУ, 2005 – 193 с.
- 7. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. — М.: — Наука, 2006 — 134 стр.
- Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г.
  Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 1. –
- 9. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. М.: Макс-Пресс, 2020. 248 с.

KEYWORDS: specific cost rates, cost of oil production, economic methodology, efficiency of the oil and gas project.

# СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

## на арктическом шельфе

АВТОРЫ СТАТЬИ РАССКАЗЫВАЮТ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ. ОБРАЗЕЦ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ЛИНИЙ СВЯЗИ, КОТОРЫЙ МОЖЕТ ЭКСПЛУАТИРОВАТЬСЯ КАК НА СУДНЕ-КАБЕЛЕУКЛАДЧИКЕ, ТАК И В СТАЦИОНАРНЫХ УСЛОВИЯХ, УСПЕШНО ПРОШЕЛ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ И ГОСУДАРСТВЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ. В ЧИСЛЕ ЗАДАЧ, КОТОРЫЕ РЕШАЕТ ОПИСЫВАЕМАЯ РАЗРАБОТКА, ОТНОСИТСЯ ВЕДЕНИЕ КАРТОТЕКИ ЭЛЕМЕНТОВ ПОДВОДНЫХ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ЛИНИЙ СВЯЗИ С ПРИВЯЗКОЙ К ГЕОГРАФИЧЕСКИМ КООРДИНАТАМ, УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ИЗМЕРЕНИЯ (ЗАПУСК, ОСТАНОВКА, ПОЛУЧЕНИЕ И СОХРАНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ), А ТАКЖЕ ИЗМЕРЕНИЕ ОПТИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОДВОДНЫХ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ЛИНИЙ СВЯЗИ

TASKS TO BE SOLVED USING THE PROPOSED DEVELOPMENT (TECHNOLOGY): MAINTENANCE OF A FILE CABINET OF ELEMENTS OF UNDERWATER FIBER-OPTIC COMMUNICATION LINES WITH REFERENCE TO GEOGRAPHICAL COORDINATES; CONTROL OF THE MEASUREMENT PROCESS (START STOP, RECEIVE AND SAVE MEASUREMENT RESULTS); MEASUREMENT OF OPTICAL AND ELECTRICAL PARAMETERS OF SUBMARINE FIBER-OPTIC COMMUNICATION LINES. EQUIPMENT RELATED TO THE SCIENTIFIC AREAS "TECHNOLOGICAL EQUIPMENT", "INSTRUMENTATION AND AUTOMATION" HAS BEEN DEVELOPED. THERE IS A SAMPLE OF A MEASURING COMPLEX FOR LAYING SUBMARINE FIBER-OPTIC COMMUNICATION LINES THAT HAS SUCCESSFULLY PASSED PRELIMINARY AND STATE TESTS, WHICH CAN BE OPERATED BOTH ON A CABLE-LAYING VESSEL AND IN STATIONARY CONDITIONS

Ключевые слова: Арктический регион, волоконно-оптические линии связи, системы управления базами данных, измерительный комплекс, автоматизированное рабочее место.

#### Митько Арсений Валерьевич

вице-президент Арктической общественной академии наук, главный специалист ВНИИМ имени Д.И. Менделеева, к.т.н., доцент

#### Сидоров Владимир Константинович

научный сотрудник, Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России Большое количество параметров, которые необходимо контролировать в процессе сборки и прокладки подводной волоконно-оптической линии связи (далее ПВОЛС), обуславливает необходимость применения нескольких типов средств измерений. Эффективность процесса измерений может быть обеспечена за счет интеграции всего оборудования в единый измерительный комплекс, обеспечивающий комплексную автоматизацию измерений [1].

Для реализации сквозной автоматизации измерений целесообразно выбирать средства измерений, которые не только могут подключаться к средствам вычислительной техники, но и поддерживают открытые протоколы управления, а также открытые форматы данных.

Создание единого измерительного комплекса целесообразно ввиду наличия большой номенклатуры контролируемых параметров ПВОЛС [2]: единый комплекс позволяет унифицировать интерфейсы передачи, адаптировать формат выводимых

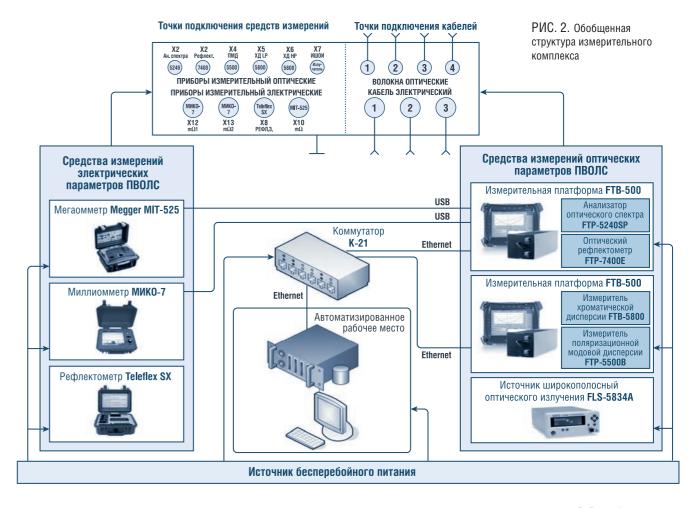


параметров, произвести все требуемые манипуляции. Обобщенная структура комплекса приведена на рисунке 1.

От качества работ, выполненных при сборке ПВОЛС, напрямую зависит ее надежность и продолжительность эксплуатации. Измерение электрических и оптических параметров ПВОЛС является неотьемлемой частью работ при строительстве линии.

От того, насколько точно и своевременно будут обнаружены отклонения измеряемых параметров от заданных норм, зависит успех прокладки линии.

Одним из подходов, позволяющим снизить процент ручного труда, повысить точность измерений и оперативность обнаружения неисправностей, является создание автоматизированного измерительного комплекса [3].



Технические средства визуализации АРМ(консоль) Автоматизированное рабочее место Модуль администрирования Файловое Модуль Модуль Модуль Модуль хранилищ данных Модуль предобработки аналитики ядра паспортизации визуализации первичных данных и статистики ЛИНТЕР ВС данных MCBC 5.0 Измерительная платформа FTB-500 Измерительная платформа FTB-500 Анапизатор Оптический Измеритель Измеритель Модули Рефлектометр оптического рефлектометр сопряжения Teleflex SX спектра FTB-5800 FTB-5800 FTB-7400E FTB-5240SP WINDOWS 8 WINDOWS 8 Мегаомметр MIT525 Миллиомметр МИКО-7

В процессе эксплуатации ПВОЛС также можно использовать измерительные приборы, однако по всей длине проложенной трассы можно измерить не все параметры. В частности, можно контролировать поляризационную модовую и хроматическую дисперсию оптического сигнала, анализировать спектр оптического сигнала [4].

Исходя из номенклатуры контролируемых параметров линейного тракта ПВОЛС и с учетом необходимых функциональных возможностей, разработан автоматизированный измерительный комплекс, включающий следующие взаимоувязанные элементы:

- 1) средства измерений;
- 2) средство автоматизации;
- 3) средство коммутации;
- 4) источник бесперебойного питания:
- 5) программное обеспечение.

Обобщенная структура комплекса представлена на рисунке 2.

Исходя из требований технического задания на разработку комплекса, а также необходимости включения средств измерений в контур управления, были выбраны следующие средства измерений [5]:

- 1) для электрических параметров:
- рефлектометр Teleflex SX;

- мегаомметр МІТ525;
- миллиомметр МИКО-7;

2) для оптических параметров и характеристик:

- анализатор оптического спектра FTB-5240SP;
- оптический рефлектометр FTB-7400E;
- измеритель хроматической дисперсии FTB-5800;
- измеритель поляризационной модовой дисперсии FTP-5500B;
- вспомогательное оборудование: источник широкополосный оптического излучения FLS-5834A;

Средства измерений для оптических параметров и характеристик устанавливаются в измерительные платформы FTB-500 в количестве двух штук.

Выбор средств измерений был обусловлен наличием возможности их подключения к средству автоматизации, которое представляет собой автоматизированное работе место (далее APM), реализованное на базе серверной платформы и консоли [6].

Средства коммутации представляют собой стандартный коммутатор Ethernet и обеспечивают объединение элементов измерительного комплекса в единую систему.

Следует отметить, что мегаомметр МІТ525 и миллиомметр МИКО-7 были подключены к измерительной платформе в связи с некоторыми ограничениями, накладываемыми операционной системой АРМ.

В связи с важностью решаемой задачи в состав комплекса включен источник бесперебойного питания (далее ИБП), который позволяет обеспечить работоспособность комплекса при кратковременном пропадании питания или обеспечить выполнение необходимых действий, необходимых для сохранения информации и корректного завершения работы в случае продолжительного отсутствия внешнего питания. Использование ИБП позволяет повысить надежность комплекса в целом.

В состав программного обеспечения были включены:

- 1) общее программное обеспечение (операционная система и система управления базами данных, далее СУБД);
- 2) специальное программное обеспечение (разработанные модули, реализующие целевую функциональность комплекса).

Выбор состава общего программного обеспечения был обусловлен требованиями конечного заказчика, что в свою очередь определило структуру комплекса, а именно способы

подключения средств измерений к АРМ и протоколы взаимодействия.

В качестве операционной системы была выбрана Мобильная система Вооруженных Сил (далее МСВС) версии 5.0, представляющая собой защищенную операционную систему общего назначения. В качестве СУБД была выбрана ЛИНТЕР ВС для МСВС.

Специальное программное обеспечение комплекса имеет модульное построение, что позволяет легко его масштабировать и при необходимости разносить по различным техническим средствам.

В состав специального программного обеспечения входят:

- модули сопряжения, предназначенные для получения и предварительной конвертации данных со средств измерений (данные модули могут устанавливаться как на APM, так и непосредственно на средства измерений);
- модуль предобработки данных, предназначенный для преобразования данных во внутренний формат, сохранения исходных данных в хранилище первичных данных и в базе данных комплекса;
- модуль ядра, обеспечивающий интеграцию модулей специального программного обеспечения;
- модуль паспортизации, предназначенный для учета элементов ПВОЛС;
- модуль аналитики и статистики, предназначенный для итоговой обработки результатов измерений, сравнения полученных данных с заданными нормами, формирования уведомлений для персонала;
- модуль администрирования, предназначенный для конфигурирования модулей специального программного обеспечения, управления пользователями, выполнения задач по резервному копированию и архивированию информации;
- модуль визуализации, предназначенный для отображения на консоли APM результатов измерений в табличной и графической формах.

Обобщенная структура программного обеспечения

измерительного комплекса приведена на рисунке 3.

Модули специального программного обеспечения (кроме модулей сопряжения) разработаны на языке программирования С++ с использованием кроссплатформенного инструментария разработки Qt, что позволяет использовать для компиляции исходный код без изменений на различных технологических платформах.

Модули сопряжения реализованы на языке программирования С++ и ориентированы на установку на измерительных платформах FTB-500, которые функционируют под управлением операционной системы Windows. Установка модулей сопряжения на измерительной платформе была связана с необходимостью подключения к ней милиомметра и мегаомметра.

По результатам выполненных работ имеются разрешающие документы: конструкторская документация (литера O1).

Созданный измерительный комплекс обладает улучшенными по сравнению с аналогами потребительскими свойствами за счет:

 объединения разнородных средств измерений в единый комплекс, выполненный в виде стойки в защищенном исполнении, и, как следствие, минимизации занимаемого пространства;

РИС. 4. Внешний вид измерительного комплекса



- обеспечения унифицированного пользовательского интерфейса для проведения всех видов измерений;
- 3) автоматизации процесса измерений и исключения необходимости непосредственной работы со средствами измерений;
- 4) ведения единой базы по измерениям;
- визуализации текущих и сохраненных результатов измерений.

Экологическая безопасность измерительного комплекса соответствует ГОСТ РВ 51638.0.2-2000.

По требованиям стойкости к внешним воздействующим факторам аппаратура соответствует группе исполнения 2.1.1 согласно ГОСТ РВ 20.39.304-98 (рис. 4). ●

#### Литература

- «Основные технологические решения формирования информационного каркаса Арктического бассейна», с. 439—446. Сборник материалов VI Международной научнопрактической конференции «Комплексные проблемы техносферной безопасности». Воронежский государственный технический университет, г. Воронеж, 21—22 декабря 2020 г. https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47485119&pff=1 Просмотр 15.03.2022 г.
- 2. Ивакин Я.А. Методы интеллектуализации промышленных геоинформационных систем для диспетчеризации пространственных процессов. СПб: СПИИРАН, 2008. 248 с.
- 3. Пешехонов В.Г., Брага Ю.А., Машошин А.И. Сетецентрический подход к решению проблемы освещения подводной обстановки в Арктике. Известия ЮФУ № 3. 2012 с. 219—227
- 4. Бабкин Ю.А. Современный взгляд на построение телекоммуникационной инфраструктуры Арктической зоны России в новых геополитических условиях. Труды международного семинара «Арктика в условиях глобальных вызовов XXI века». СПБ.: ЦОПИ, 2016
- 5. Бабкин Ю.А., Фёдоров А.В. Автоматизация процессов измерений и контроля линейного тракта подводных волоконно-оптических линий связи. Центральный научно-исследовательский институт связи. Санкт-Петербургский филиал. Сборник научных трудов. 2016. Том 2. С. 153—157.
- 6. Научная статья: «Перспективы развития цифровых технологий в Арктическом регионе», с. 111—120. Сборник материалов Всероссийской научнопрактической конференции с международным участием «Развитие Северо-Арктического региона: история и традиции народов Арктики в меняющихся климатических условиях». Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск, 29—30 апреля 2021 г. https://www.elibrary.ru/item. asp?id=47422508 Просмотр 15.03.2022 г.

KEYWORDS: Arctic region, fiber-optic communication lines, database management systems, measuring complex, workstation.

## ЗАБОЙНЫЙ АВТОМАТИЧЕСКИЙ ЛАЗЕРНЫЙ МАКРОАНАЛИЗАТОР

## **УВ** запасов

■» ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬК

Ямалова Алина Ураловна магистрант

Фролова Мария Сагитовна

и.о. проректора по учебной работе, к.т.н.

**Щербакова Ксения Олеговна** 

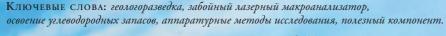
преподаватель кафедры СТБС

Овезов Батыр Аннамухаммедович преподаватель кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

РОССИЯ ЗАНИМАЕТ ОДНО ИЗ ВЕДУЩИХ МЕСТ В МИРЕ ПО ДОБЫЧЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ПОЛНОСТЬЮ ОБЕСПЕЧИВАЯ ПОТРЕБНОСТИ ВСЕХ ОТРАСЛЕЙ СТРАНЫ СОБСТВЕННЫМ МИНЕРАЛЬНЫМ СЫРЬЕМ. ОТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ ВО МНОГОМ ЗАВИСИТ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ. ГРР НА ЛЮБОЙ СТАДИИ ПРОВОДЯТСЯ В КОМПЛЕКСЕ И ЗАКАНЧИВАЮТСЯ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО, ОПРЕДЕЛЕНИЕМ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА ЗАКЛЮЧЕННОГО В МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОЛЕЗНОГО КОМПОНЕНТА, ЕГО ФОРМЫ И РАЗМЕРОВ. В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ПРОГРЕСС ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ИДЕТ ПО ЛИНИИ СОЗДАНИЯ И ВНЕДРЕНИЯ АППАРАТУРНЫХ МЕТОДОВ, СПОСОБНЫХ В КОРОТКИЙ СРОК И С РАСЧЕТНОЙ ДОСТОВЕРНОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ ОПРЕДЕЛЯТЬ СОДЕРЖАНИЕ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ. ЗА ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ ОТЕЧЕСТВЕННАЯ АНАЛИТИКА НАКОПИЛА БОГАТЫЙ ОПЫТ ПО АНАЛИЗУ МИНЕРАЛОВ, РУД И ПРОДУКТОВ, СОДЕРЖАЩИХ ПОЛЕЗНЫЕ КОМПОНЕНТЫ В ПРОБАХ РАЗЛИЧНОГО И ЧАСТО ВЕСЬМА СЛОЖНОГО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА

RUSSIA IS ONE OF THE WORLD LEADERS IN THE EXTRACTION OF NATURAL RESOURSES, PROVIDING THE NEEDS OF ALL SECTORS OF THE COUNTRY IN FULL WITH ITS OWN MINERAL RAW MATERIALS. THE STATE OF THE OIL AND GAS AND THE RELATED INDUSTRIES DEPENDS CONSIDERABLY ON THE EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT OF RESERVES. THE EXPLORATION IS CARRIED OUT IN AN INTEGRATED MANNER AT ANY STAGE AND ENDS, FIRST OF ALL, WHEN THE QUANTITY AND QUALITY OF THE USEFUL COMPONENT, CONTAINED IN THE DEPOSIT, IS DEFINED, AS WELL AS ITS SHAPE AND SIZE. THE PROGRESS OF LABORATORY RESEARCH HAS BEEN MOVING TOWARDS CREATING AND IMPLEMENTING HARDWARE METHODS WHICH CAN FACILITATE DETERMINING THE CONTENT OF USEFUL COMPONENTS IN A SHORT TIME, WITH A RELIABLE ESTIMATED PROBABILITY. OVER THE PAST DECADE RUSSIAN ANALYTICS HAS ACCUMULATED A WEALTH OF EXPERIENCE IN ANALYZING MINERALS, ORES AND PRODUCTS CONTAINING USEFUL COMPONENTS IN SAMPLES OF VARIOUS AND OFTEN VERY COMPLEX PHYSICO-CHEMICAL COMPOSITION





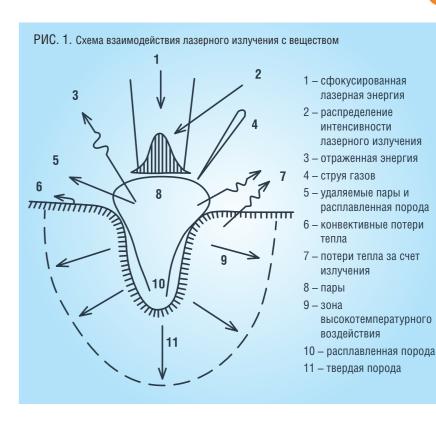
За последние годы неоднократно делались попытки разработки экспрессных методов анализа минерального сырья без отбора и подготовки проб, в естественном залегании. Эти приборы особенно необходимы при скоростной проходке подземных горных выработок и механизированной проходке в сложных горнотехнических условиях.

Создание оптического квантового генератора (ОКГ) – источника мощного оптического излучения открыло широкие перспективы использования энергии светового пучка в задачах анализа минерального сырья. Попытки использования лазеров в качестве источника возбуждения спектра предпринимались практически во всех областях применения спектрального анализа. Иногда возбуждение спектра достигается за счет энергии излучения самого лазера [1], но чаще для этого используют искровой разряд, проходящий сквозь струю газов лазерного факела. Методы эмиссионного спектрального анализа с применением лазеров обеспечивают хорошую воспроизводимость (Sr = 0,10) при содержаниях определенных элементов до 1×10-3% [2].

В области взаимодействия лазерного излучения с веществом за последние годы накоплен богатый теоретический и практический опыт. В широком диапазоне плотностей световых потоков взаимодействие лазерного излучения с сильно поглощающими средами можно описать с помощью тепловой модели, согласно которой весь процесс можно условно разбить на несколько стадий:

- Поглощение света и передачи энергии тепловым колебанием решетки твердого тепла;
- Нагревание материала до стадии разрушения;
- Разрушение материала, разлет расплавленного и испаренного вещества;
- Остывание после воздействия лазерного излучения.

Лазерное излучение, взаимодействуя на вещество, частично отражается и частично поглощается, вызывая интенсивный нагрев объекта, на который оно сфокусировано.



В месте взаимодействия излучения происходит бурный процесс кипения и испарения вещества, по характеру напоминающий термический микровзрыв в фокальной плоскости объектива. Происходит мгновенный выброс расплавленного вещества и паров. Сильный разогрев выброшенных из кратера паров приводит к возбуждению и ионизации атомов исследуемого вещества. Характер процессов, происходящих в момент воздействия лазерного излучения на вещество, определяет характер спектра светящегося пламенного облачка, который по цвету и форме характерен для каждого химического элемента, из которого состоит вещество. В основном на этом принципе построен лазерный микроспектральный анализ. Поступление вещества при сфокусированном лазерном излучении носит взрывообразный характер, поэтому испарение легко- и труднолетучих элементов происходит одновременно без фракционного разделения. Механизм взаимодействия мощного лазерного излучения на вещество иллюстрируется на рис. 1.

При взаимодействии лазерного излучения с веществом электромагнитное излучение частично отражается и частично поглощается в зависимости от коэффициента отражения

вещества. Поглощенные веществом электромагнитные излучения почти мгновенно превращаются в тепловую энергию. Для этого случая изменение плотности светового потока по глубине подчиняется закону Бугера:

$$g(X) = g_0 A_{exp}(-\alpha X), \qquad (1)$$

где  $g_{\scriptscriptstyle 0}$  – плотность падающего светового потока на поверхность;

A — поглощающая способность этого материала;

 $\alpha$  — линейный коэффициент поглощения;

X – координата, отсчитывающая от поверхности в глубь материала.

Эта формула применима к различным материалам в широком диапазоне длин волн. Известно, что в металлах и сплавах кванты света в основном поглощаются электронами проводимости, которые рассеивают поглощенную энергию на тепловых колебаниях решетки за время релаксации (10-11 – 10-10 сек) [3].

Но так как время релаксации значительно меньше длительности лазерного импульса, можно считать, что нагрев веществ происходит почти мгновенно, после воздействия

импульса лазерного излучения на вещество. Температура нагрева зоны воздействия лазерного излучения в основном зависит от мощности источника, времени воздействия и теплопроводящей способности вещества [5]. Размеры прогретой зоны  $(X_{np})$  сначала определяются глубиной проникновения излучения

$$\delta = 1/\alpha$$
.

в вещество.

Потом, по мере нагрева расчет за счет теплопроводимости как  $\sqrt{\alpha t}$ , где  $\alpha$  – коэффициент температуропроводности. Скорость роста температуры в лазерном облачке при взаимодействии излучения с веществом, кроме энергетических характеристик источника и свойств вещества, определяется глубиной проникновения излучения  $\delta$ , прогретого слоя  $X_{np} \sim \sqrt{\alpha t}$  и радиуса зоны воздействия 2<sub>0</sub>. Если эти три величины меньше размера облучаемого вещества, то это вещество считают полубезграничной средой. И второе условие: если прогретый путем теплопроводности слой значительно больше глубины проникновения излучения ( $X_{np}$ ), то источник тепла принято считать поверхностным. В зависимости от этих условий выполняется расчет температур в зоне лазерного воздействия на вещество. При взаимодействии лазерного излучения с горной породой встречается условие  $\delta \ll \sqrt{\alpha t}$ , так и  $\delta >> \sqrt{\alpha} t$  (полупрозрачные среды). Второе условие в основном встречается только на высококварцевых золотосодержащих рудах. В первом, наиболее часто встречающемся условии  $\sqrt{\alpha t} >> \delta$ ,  $r_0 \gg \sqrt{\alpha t}$  поверхностный источник, расчет температуры центральной зоны облучения производим по формуле [3]:

$$T = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{g\sqrt{\alpha t}}{R} + T_{\rm H},\tag{2}$$

где T – температура центра зоны;  $g=g_0A$  – плотность поглощенного светового потока;

R – теплопроводность;

 $\alpha$  — коэф. температуропроводности; t — время, длительность импульса;

 $T_{\rm H}$  – начальная температура.

Для второго случая, когда условия  $\sqrt{\alpha t} << \delta$ ,  $\alpha r_0 >> \sqrt{\alpha t}$ , расчеты проводят по формуле (для полупрозрачных сред):

$$T = \frac{gt}{\rho c \delta} + T_{\rm H},\tag{3}$$

где  $\rho$  – плотность;

C — удельная теплоемкость вещества;

 $\delta$  – глубина проникновения излучения.

Эта формула не учитывает теплопроводность в направлении лазерного излучения, что очень важно при условии, когда состав исследуемого вещества заведомо неизвестен. Также при воздействии лазерного излучения на горную породу при  $r_0 >> \sqrt{\alpha\,t}$  можно пренебречь теплоотводом, учитывая, что у горных пород довольно низкий коэффициент теплопроводности.

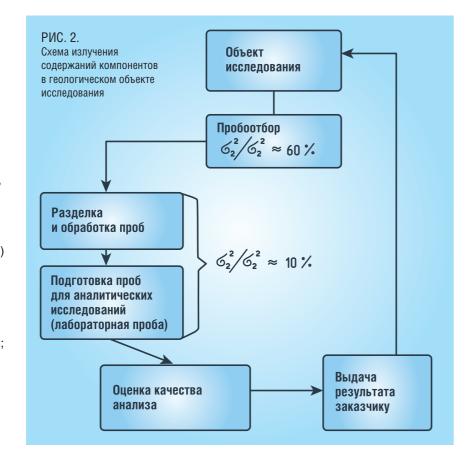
Важной характеристикой на стадии взаимодействия лазерного излучения с веществом является продолжительность свечения паров после окончания лазерного импульса. Продолжительное послесвечение позволяет более линейно зарегистрировать оптическую характеристику спектра исследуемого вещества [4]. Рассмотрев взаимодействие лазерного излучения с веществом, можно сделать вывод о целесообразности использования

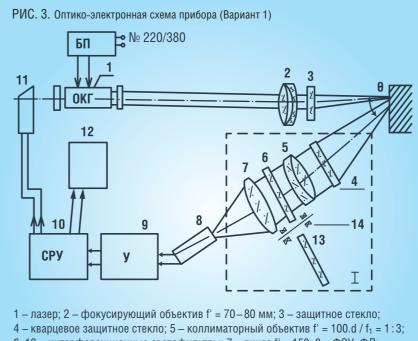
этого вида энергии для создания и диагностики плазмы. Нашей целью является количественное и качественное определение содержаний компонентов в анализируемом веществе. Если для целей металлургии лазерно-спектральные методы нашли свое применение, то для определения содержаний неизвестных компонентов в геологических образцах (кроме минералов) вопрос остается еще открытым.

#### Проблема

Известно, что погрешность определения результата выражается между определенным количеством компонента и истинным содержанием его в анализируемом образце. Истинное же содержание компонента в образце остается неизвестным. Основная погрешность получается на стадии отбора и подготовки аналитической пробы, ошибка же самого анализа химикоспектральными и другими методами  $\sigma_{\Delta \rm H}^2/\sigma_{\Sigma}^2 << 10 \%$ .

Это в первую очередь вызвано неравномерным распределением изучаемого компонента по всему объекту исследования (рис. 2).





6, 13 – интерференционные светофильтры; 7 – линза f' = 150; 8 – ФЭУ, ФД;

9 – усилитель сигналов; 10 – счетно-решающие устройство;

11 – цифровой индикатор; 12 – блок памяти усредненного по J и t сигнала;

14 – револьверная головка со сменными фильтрами;

БП – блок питания ОКГ, усилитель ПАЭ

На основании этого в настоящее время выделяют погрешности, образованные геологическими факторами (отбор пробы, первичная подготовка материала до фракции 1 мм), и погрешности, обусловленные аналитическими факторами (подготовка аналитических проб и сам анализ).

#### Решение

Разрабатываемый оптический квантовый генератор 1 должен создать мощное когерентное излучение с  $\lambda=1,06$  мкм, которое посредством оптической системы 2, через защитное стекло 3 будет фокусироваться на образец или горную породу в естественном залегании (рис. 3). Лазер должен работать с частотой следования импульсов  $\omega=25,50,100$  гц.

Спектр светящегося облачка через кварцевое защитное стекло 4, объективом 5 должен направляться на интерференционный узконаправленный светофильтр 6, который будет вырезать узкую область спектра ( $\lambda$  = 242,183 мм) для линии золота. А для серебра область ( $\lambda$  = 243,779) поз. 13. Оба светофильтра должны быть закреплены в револьверной головке и посредством поворота

меняться, в зависимости от того, на какой элемент выполняется анализ; светофильтры 6, 13 будут стоять в параллельном ходе лучей. Линза будет фокусировать оптический сигнал на фотодиод или ФЗУ. Величина электрического сигнала зависит от содержания полезного компонента. Электрический сигнал с ФЭУ будет усиливаться посредством усилителя 9 и поступать на счетно-решающее устройство 10, которое должен выполнять усреднение всех поступающих электрических сигналов в соответствии с количеством импульсов, т.е.

$$J_{cp} = \frac{\sum_{1}^{h} J_{n}}{n},$$

где  $J_n$  – интенсивность линии от единичного импульса.

Усредненный по величине сигнал должен поступать через дешифратор на цифровой индикатор 11 и магнитный блок 12.

#### Заключение

Изображение оптических квантовых генераторов открыло широкие возможности использования очень интенсивного светового излучения в науке и технике. Особенно незаменимы лазеры при изучении взаимодействия мощного светового излучения с веществом. К этому явлению относится множество разнообразных эффектов, часто совершенно различных по своей природе и по методам исследования.

Замечательные свойства лазеров – исключительно высокая когерентность и направленность излучения, возможность создания высокой интенсивности в видимой инфракрасной и  $Y\emptyset$  – области спектров, получение высоких плотностей энергии уже на заре создания квантовых генераторов указывали на возможность их широкого распространения в науке и технике.

Появляются новые и усовершенствуются старые типы лазеров, создаются лазерные установки для решения конкретных технических задач, совершенствуются приборы управления лазерным лучом и измерительная техника. Это послужило причиной глубокого проникновения лазеров в науку и технику.

Данная разработка даст возможность делать экспрессный анализ минерального сырья без отбора и подготовки проб, в естественном залегании.

Эти приборы необходимы при скоростной проходке подземных горных выработок и механизированной проходке в сложных горнотехнических условиях.

#### Литератур

- 1. Пантелеев В.В., Янковский А.А. Ж.П.С. 1971, № 3. С. 350 – 357.
- Петух М.Л., Янковский А.А. В кн: «Применение спектрального анализа в народном хозяйстве и научных исследованиях» / Минск, Институт физики АН БАССР, 1974, с. 33–40.
- 3. Вейко В.П., Либенсон М.Н. «Лазерная обработка», Лениз, 1973.
- 4. Вейко В.П., Либенсон М.Н., Червяков Г.Г., Яковлев Е.Б. Взаимодействие лазерного излучения с веществом. Силовая оптика / Под ред. В.И. Конова. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008. – 312 с.
- 5. Ю.М. Климков, В.С. Майоров, М.В. Хорошев. Взаимодействие лазерного излучения с веществом: учебное пособие. — М.: МИИГАиК, 2014. — 108 с.

KEYWORDS: geological exploration, downhole laser macroanalyzer, development of hydrocarbon reserves, hardware research methods, useful component.



### Neftegaz.RU

**MAYRVEDA** – синергия традиций и инноваций в оздоровлении

**Как за три дня пройти полный чекап организма** и отдохнуть в новом велнес-курорте «Родина» на Черноморском побережье в самом сердце Сочи

**Гранд Отель Европа:** классика гостеприимства

Концептуальный велнес-курорт на берегу озера **Riviera Wellness Resort** 

#### **Cosmos Sochi Hotel**

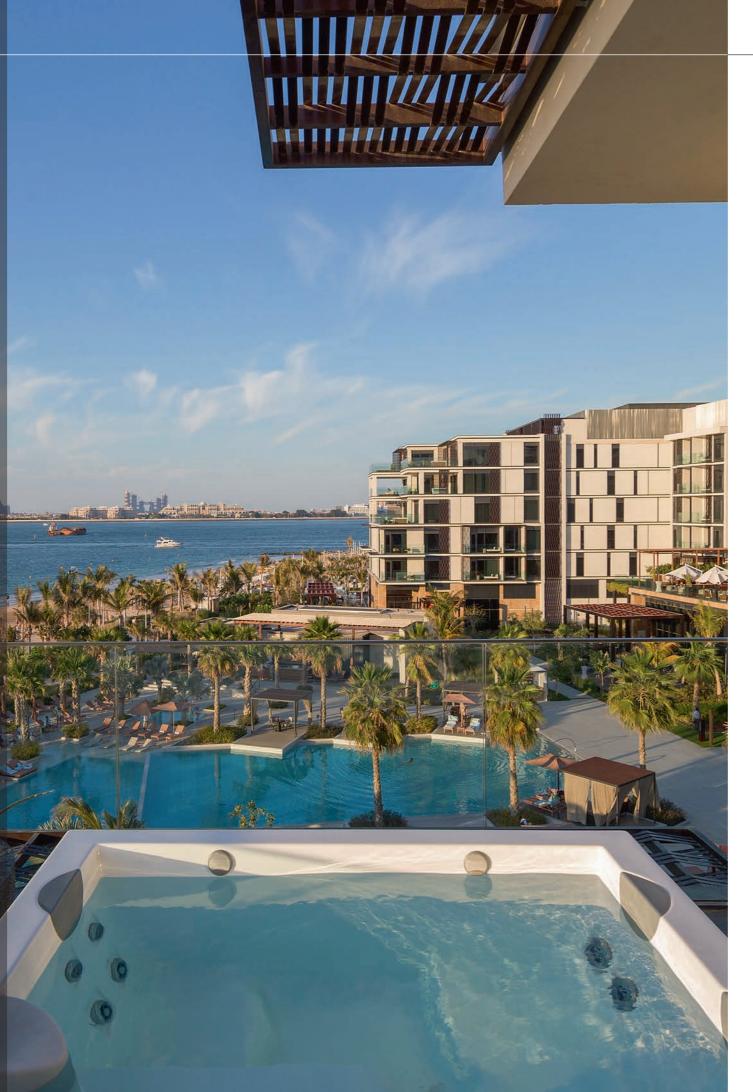
Мировые стандарты обслуживания в самом сердце Сочи

#### Лето на острове

Курортная страна Caesars Palace Dubai

Сила реки и свобода круизного путешествия

Level Мичуринский





### Повышение коэффициента отдачи

Нефтегазовая отрасль давно заняла верхнюю строчку по концентрации в ней богатых и успешных людей. Соотносясь с духом времени, ее развитие требует максимальной интеллектуальной, физической и моральной отдачи от всех, чьими усилиями наша страна удерживает ведущие позиции по объемам добычи и экспорта углеводородов. Остается только удивляться, как год за годом эти люди повышают свой коэффициент отдачи, ловко обходя ловушки стрессовых дедлайнов, выгорания на работе и при этом умудряются выглядеть так, будто только что вернулись со спа-курорта. Секрет в том, что успешные люди неизменно следуют нехитрому своду правил, формирующих их неповторимый жизненный уклад.

#### Правила жизни тех, кому достаточно лучшего

**Правило первое:** бережное отношение к здоровью. Успешные люди осознают возложенную на них ответственность и понимают, что не могут даже на время оставить корабль без капитана. Они не дожидаются, когда нужно будет лечить болезни, а поддерживают здоровье, чему отлично способствует посещение курортов, предлагающих многообразие оздоровительных процедур – от целебных вод до занятий йогой.

**Правило второе:** внимание к питанию. «Мы то, что мы едим» – утверждают диетологи, косметологи и другие специалисты, которым мы доверяем здоровье и красоту. Правильное питание стало трендом, которому следуют лучшие рестораны мира. Даже колорит национальных блюд умелые шеф-повара предложат в том сочетании продуктов, которые не вызовут ничего кроме приятного послевкусия.

**Правило третье:** комфорт жизненного пространства. «Бытие определяет сознание» – глубокомысленно изрек однажды К. Маркс. И был прав. Потому что созидать прекрасное возможно только в окружении подобного, достойно воспитать детей проще в достойной социальной среде, а набраться сил после напряженного дня лучше всего в собственном «месте силы» – в комфортном уюте своего дома. Успешные люди понимают, как важно ежедневно сбрасывать груз напряжения и заряжаться новой энергией, чтобы следующий день стал еще более результативным. Поэтому их подход к выбору жилья учитывает все факторы соответствия уровню.

**Правило четвертое:** ответственный подход к отдыху. «Я свято верю в свой метод: вначале здорово вкалываешь, потом здорово отдыхаешь» – делится секретом Брэд Питт, который хоть и не относится к нефтегазовому сообществу, но в его успешности мы в Neftegaz.RU не сомневаемся, а потому стараемся следовать мудрому совету. Туристический рынок предлагает массу вариантов отдыха: туры для семей с детьми и тех, кто путешествует индивидуально, для романтических круизов и шумных дружеских компаний. Выбор огромен, но людям, осознающим свой уровень комфорта и идеально ориентирующихся в своих желаниях, сделать его не сложно.

**Правило пятое:** забота о будущем. Уверенность в завтрашнем дне – то, без чего невозможно окунуться в водоворот сегодняшнего дня с головой. Бросая все силы на достижение результата, рискуя и выигрывая, успешные люди доверяют свое будущее надежным инвестициям. Одна из сфер гарантированного вложения капитала с возможностью увеличить вложения – недвижимость. В условиях нестабильных рынков и меняющейся конъюнктуры, она не теряет в цене и становится дополнительным источником дохода.

**Правило повсеместное:** Эстетика во всем. Успешные (по-настоящему успешные) люди отличаются тем, что искренне считают жизненную эстетику своей главной привилегией. Они окружают себя эстетикой во всем: в быту, на работе, на отдыхе, ориентируются на ее принципы при выборе друзей, соседей, партнеров, она формирует их мысли, слова, поступки, поведение, образ жизни.

В разделе, страницы которого вы листаете, мы собрали предложения высококлассных отелей, оздоровительных курортов, изысканных ресторанов, надежных застройщиков, которые делают все, чтобы привнести в вашу жизнь гармонию и комфорт. Встречайте рубрику Modus vivendi – ваш навигатор по лучшим уголкам жизни.

Modus Winerdi





## MAYRVEDA – синергия традиций и инноваций в оздоровлении

«Вставай рано, работай допоздна, качай нефть» – вывел однажды формулу успеха один из первых долларовых миллиардеров Пол Гетти. До сих пор многие деловые люди примеряют на себя этот жизненный принцип, задавая своей жизни сумасшедший ритм, выкачивающий из человека жизненные силы и здоровье. К счастью, в отличие от нефти, жизненная энергия – ресурс восполнимый, важно лишь подобрать правильные технологии для восстановления и приумножения.

#### Жемчужина Кавказа

Зачаровывающие виды долин, раскинутых у подножия горных вершин, всю дорогу сопровождают путешественника, готовящегося стать гостем MediSpa-отеля. Еще до того, как он встретит лучших специалистов по восстановлению естественной красоты. MediSpa-отель MAYRVEDA Kislovodsk 5\* принимает своих гостей в уникальном природном регионе на территории самого большого природного парка Европы. Здесь сочетают принципы современной Майер-медицины, древнеиндийское учение о жизни – аюрведу – и уникальные природные ресурсы Приэльбрусья.



#### Расслабление, детокс, восстановление - трилогия здоровья

В основе многогранного подхода MAYRVEDA - принципы двух медицинских школ. Разум и тело в человеке нераздельны, что является одним из главных постулатов холистической медицины, на философии которой базируется комплекс оздоровительных мероприятий.



Это значит, что весь организм и его функционирование рассматриваются в совокупности, а не по отдельным системам. Главная идея, на которой австрийский доктор Ф.К. Майер основал свою методику - это повышенное внимание к функционированию кишечника, от правильной работы которого зависят красота и здоровье всего организма. Чтобы обеспечить интегральное восстановление организма, в MediSpaотеле обеспечивают для гостей максимальное расслабление, детоксикацию, помогают поменять образ жизни и избавиться от нездоровых привычек.



Кроме того, в MAYRVEDA практикуют аюрведу – древнеиндийскую науку о жизни, согласно которой для здоровья нужно найти баланс: телесный, эмоциональный, психологический и духовный. Основными фундаментальными физиологическими принципами Аюрведы являются Три Доши: Вата, Питта и Капха. Когда они находятся в балансе, человек здоров, если же появляется дисгармония между Дошами, это приводит к развитию заболеваний. В первичную диагностику MAYRVEDA входит консультация со специалистом по аюрведе.

#### Живая земля и вода

Незаменимый источник полезных элементов для нашего организма – вода. Жители Кавказа неспроста славятся долгожительством, источником их долголетия являются целебные горные воды, уже несколько столетий привлекающие туристов своими чудодейственными свойствами. Нарзан кисловодских источников благотворно влияет на сердечнососудистую систему, улучшает работу кишечника, укрепляет иммунитет и восстанавливает нервную систему. То, как вода влияет на организм, зависит от ее состава. Поэтому у гостей MAYRVEDA Kislovodsk 5\* есть возможность выпить разные сорта минеральной непосредственно с источников, а еще пройти флоатинг с обертыванием знаменитыми грязями с озера Тамбукан.

По территории близлежащего Кисловодского парка можно просто пройтись, можно выбрать один из терренкуров, а можно заняться там скандинавской ходьбой вместе с тренером. А путь будет проходить по особо охраняемой природной территории с чистейшим горным воздухом.



#### Еда как искусство

Если вдруг у вас промелькнула мысль, что очищение организма влечет за собой как минимум диетические ограничения, спешим переубедить. В MAYRVEDA еда - это отдельное удовольствие, но в то же время источник витаминов и питательных веществ. Для поддержания красоты и здоровья необходимо, чтобы рацион включал не только полезные продукты, но и был разнообразным. В ресторане высокой кухни MAYRVEDA Kitchen для каждого гостя составляют матричное индивидуальное меню с учетом личных непереносимостей, исходя из результата первичной диагностики, рекомендаций майер-терапевта по уровню питания и типа Доши. Используют только свежие, органические продукты высшего качества, в готовке активно применяют метод су-вид. Кроме того, гостей обучают специальной жевательной гимнастике. Да-да, не удивляйтесь, в MAYRVEDA Kislovodsk не только предложат полезные блюда, но и научат правильно их есть.



Все это в сочетании с безупречным сервисом, атмосферными интерьерами и высочайшими стандартами качества позволило MAYRVEDA Kislovodsk войти в Ассоциацию лучших оздоровительных отелей мира Healing Hotels of the World.

Вы можете лично убедиться в качестве сервиса и действенности применяемых методик, посетив MediSpa-отель MAYRVEDA Kislovodsk 5\*.

Кисловодск, проспект Дзержинского, дом 24А

mayrveda.ru +7 (800) 555-74-97

@ @mayrveda @mayrveda

95





## Как за три дня пройти полный чекап организма

и отдохнуть в новом велнес-курорте «Родина» на Черноморском побережье в самом сердце Сочи

Отель RODINA Grand Hotel & Spa 5\* в Сочи запустил новое медицинское направление – Клуб Здоровья и Долголетия RODINA. Почему специалисты считают совмещение отдыха и обследование организма отличной инвестицией в себя?

В середине прошлого столетия излюбленным местом отдыха партийной элиты, первых лиц советской интеллигенции, популярных актеров, спортсменов, героев труда и звезд Советской России, включая таких мировых знаменитостей, как Юрий Гагарин, был престижный санаторий с международным статусом «Россия». Сегодня на этом месте располагается не менее популярный у селебрити RODINA Grand Hotel & Spa 5\*.

Унаследовав от своего предшественника идеальные условия, которыми Сочи славится по всему миру, «Родина» превратилась в курортный отель пятизвездочного уровня и оздоровительный центр одновременно.

В октябре 2021 года открылся Клуб Здоровья и Долголетия RODINA, который сочетает в себе роскошный отдых в стиле велнес, сбалансированное питание в ресторане высокой кухни AXIOMA, медицинские программы оздоровления, биохакинга и SPA-ритуалы.

Идеолог проекта – Александр Орлов, кандидат медицинских наук, терапевт, кардиолог.

В команде работают ведущие специалисты — диетологи, терапевты, эндокринологи, кардиологи, гастроэнтерологи с богатым профессиональным опытом в области антивозрастной и профилактической медицины. Подход специалистов базируется на принципах превентивной медицины, которая ставит своей целью предотвращать наступление болезни, а не лечить уже возникшие болезни, уменьшать биологический возраст и восстанавливать организм после стрессов.

Идея индивидуального здорового питания, комплексный чекап, детокс, антистресс и перезагрузка – основа пяти медицинских программ и целого комплекса дополнительных оздоровительных и СПА-процедур.

Комплекс оздоровительных процедур дополняется индивидуальными программами здорового питания, базирующимися на принципах экогастрономии и превентивной медицины.

Вопреки распространенному заблуждению, применение системы здорового питания не означает есть мало или невкусно. Умелые повара превратят свежие и полезные продукты в разнообразное меню, которое не захочется дополнять даже самому взыскательному гурману.

Персональный врач сопровождает каждого гостя от первичного осмотра до выдачи индивидуального плана коррекции с помощью витаминов, рекомендаций по питанию и физическим нагрузкам.

В зависимости от того, на какой срок вы приехали и какие задачи хотите решить, вам помогут подобрать одну из оздоровительных программ.

Если есть запрос на быстрое восстановление, то рекомендуем обратить внимание на «Экспресс-перезагрузку». Это трехдневный курс, рассчитанный на быстрое получение результата, не исключая полный чекап организма. Кроме этого, сюда входят массажи, спа-обертывания, оздоровительные ингаляции и различные продвинутые терапевтические практики. Результат — мощный прилив сил и избавление от стресса. Эта программа для настоящих ценителей своего времени, особенно если на носу важное событие.

Для тех, кто не ограничен во времени, есть оздоровительные программы на 7, 10 и 14 дней:

- Детокс очищение организма и активизация внутренних защитных механизмов.
- Управление стрессом избавление от последствий стресса.
- Идеальная форма приведение тела в тонус, коррекция фигуры.
- Дышите свободно: восстановление организма восстановление после перенесенных вирусных инфекций, в том числе Covid-19.

Большая часть процедур проходит в комплексе Medical & Spa — это огромное пространство, в котором умещаются медицинские и косметологические кабинеты, открытый и крытый бассейны, фитнес-зал, а также сауна, хаммам и банный комплекс.

Несмотря на то, что применяемые методики определяются выбранной программой, итоговый набор процедур для каждого гостя определяется только после чекапа. В Клубе Здоровья и Долголетия RODINA уверены, что каждый человек индивидуален, а значит, и подход к его оздоровлению должен быть уникальным. Именно поэтому график процедур и активностей для каждого гостя персонифицирован.

Гостей, приезжающих на оздоровительную программу, встречают в камерной «Вилле Здоровья», это отдельно расположенный корпус, утопающий в кипарисах и пальмах. Здесь располагается 19 номеров, собственный ресепшен, лобби, террасы, медицинские кабинеты, где проходит часть оздоровительных процедур, и, конечно, ресторан высокой диетической кухни АХІОМА.

Всю эту инфраструктуру идеально дополняет территория отеля – субтропический парк площадью 15 гектаров, который вносит немалый вклад в процесс перезагрузки и оздоровления организма. Прогуливаясь по тенистым аллеям и вдыхая свежий морской воздух, понимаешь, что находишься в гармонии с собой.







Сюда хочется возвращаться снова и снова, тем более, что сейчас Клуб Здоровья и Долголетия RODINA предлагает специальные условия:

При бронировании с 15.07.2022 г. по 31.08.2022 г. медицинской программы с проживанием на «Вилле Здоровья» на период с 1.09.2022 г. по 28.12.2022 г. будет действовать скидка  $10\,\%$ 

БАРХАТНЫЙ СЕЗОН С ЗАБОТОЙ О СЕБЕ И СВОЕМ ЗДОРОВЬЕ НА СПЕЦИАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ПО ПРОМОКОДУ NEFTEGAZ

Чтобы узнать подробности, пожалуйста, наведите камеру телефона на QR-код или введите промокод NEFTEGAZ на сайте отеля при бронировании



- ул. Виноградная, д. 33
- ⊕ grandhotelrodina.ru
- rodinahealthclub
- w rodinahc
- 8 (800) 200 77 93





## **Гранд Отель Европа:** классика гостеприимства

Гранд Отель Европа, отель Belmond – старейшая гостиница Санкт-Петербурга, расположенная в самом сердце города, на углу Невского проспекта и Михайловской улицы.

Построенная в 30-е годы XIX в. она стала излюбленным местом пребывания знаменитых гостей города. Лестницы отеля помнят легкий шаг Анны Павловой. Здесь император Николай II принимал принца Сиама. Сюда известного на весь мир Прокофьева приходил навестить безвестный тогда 20-летний Шостакович. В свое время здесь ужинал П.И. Чайковский, жили Бернард Шоу и Тургенев, давал концерт сэр Элтон Джон. В Гранд Отеле Европа останавливались члены королевских семей Европы, потомки Романовых, политики и артисты. В середине прошлого века на «Крыше» ели и пили все ленинградские поэты и писатели, прозвавшие ресторан «Средним залом филармонии».

#### Исторические люкс-апартаменты

Детальная реконструкция и обновление апартаментов проводились под руководством французского дизайнера Мишеля Жуане, известного работами по восстановлению исторических интерьеров в знаменитых отелях Венеции и Рио-де-Жанейро. Он соединил петербургскую элегантность с современными стандартами комфорта.

Благодаря бережной реставрации сохранились все старинные элементы декора. Площадь люкс-апартаментов варьируется от 55 до 97 м $^2$ , при высоте потолков 4,3 метра. Во всех номерах имеется прихожая, гостиная, спальня и просторная ванная комната. Из окон открывается вид на самые живописные места исторического центра Петербурга.

Каждый из десяти люкс-апартаментов имеет свое название, отражающее богатую историю отеля и города, и соответствующую оригинальную концепцию интерьера.

Неоднократно в ресторане отеля бывал Ф.М. Достоевский, его именем назван угловой номер 107. Федор Михайлович имел пристрастие селить всех своих героев в угловые дома и сам старался снимать квартиру или комнату только в угловых зданиях. В 2004 году в Петербург приехал Лучано Паваротти. Он разместился в номере 105 — больших апартаментах с антикварным роялем Весhstein. Впоследствии эти апартаменты были оформлены в духе лучших оперных театров мира — «Опера Гарнье» в Париже и итальянского «Ла Скала» — и названы именем Паваротти. В 1962 году в первый раз за 48 лет эмиграции в Советский Союз вернулся Игорь Стравинский. Гостиница «Европейская» стала первым адресом по возвращении на родину. Его музыка ассоциируется с всеобщим пробуждением. Поэтому в цветовом решении интерьера апартаментов № 119, названных именем композитора, преобладают оттенки весенней зелени.

Апартаменты Лидваля включают гостиную с зимним садом, а в меблировке использована антикварная мебель. Интерьер апартаментов Фаберже решен в лучших традициях, воплощенных в его ювелирных произведениях. Апартаменты обставлены мебелью светлых тонов, инкрустированной драгоценными камнями и патиной. Апартаменты Росси решены в классических для Карла Ивановича цветах — белом и желтом. В апартаментах «Романов» создана поистине дворцовая атмосфера. Апартаменты «Императорская Яхта» названы в честь императорской яхты «Держава», которая поражала современников невиданным богатством своих интерьеров. Янтарные Апартаменты названы в память о Янтарной комнате Екатерининского дворца, которую иногда называют «восьмым чудом света».

#### Рестораны отеля

Ресторан «Европа» – первый ресторан в России, где появились электрические лампочки. Фирменное блюдо – «Яйцо в яйце»: осетровая икра украшает яичную кашку с трюфельным маслом, заключенную в цельную скорлупу, а весь ансамбль подается в шоте, наполненном морской солью.

Кафе «Мезонин» славится своими фирменными тортами и конфетами ручной работы. Чай здесь подают в эксклюзивном сервизе Villeroy & Boch, вдохновленном элементами интерьера отеля. В обновленном интерьере появилась кованая мебель с мягкими подушками, лаундж-зона у камина и роща миниатюрных пальм.

### Концептуальный велнес-курорт на берегу озера Riviera Wellness Resort

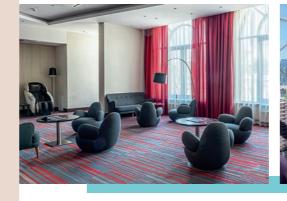
В составе курорта элегантный бутик-отель, лаконично оформленные интерьеры номеров, панорама природы, мягкий свет, приятная музыка и авторские предметы искусства. Ключевым элементом курорта является клиника превентивной и эстетической медицины «Эдельвейс», концепция которой основана на сочетании новейших аппаратных технологий с традиционными практиками оздоровления и персонально разработанного плана питания, СПА, косметология, собственные песчаные пляжи, бары и рестораны высокой кухни





### **Cosmos Sochi Hotel**

#### Мировые стандарты обслуживания в самом сердце Сочи







- Удобное расположение в самом центре Сочи, благодаря чему прекрасно чувствуется ритм города, а близость с железнодорожным вокзалом с легкостью позволяет добраться до главных объектов - Олимпийский парк и Красная поляна
- Международные стандарты независимой сети отелей Radisson Individuals
- 153 комфортабельных номера с видом на центральные улицы города и исторические достопримечательности
- 5 конференц-залов вместимостью до 180 человек, легко трасформирующиеся в переговорные комнаты
- Ресторан западноевропейской кухни 4STARS
- В шаговой доступности центральная набережная, морской порт, пляжи

Cosmos Sochi Hotel – крупнейшая сеть гостиничных компаний на российском рынке. Подписывайтесь на нашу группу ВКонтакте @Cosmos Sochi Hotel, следите за актуальными акциями отеля и бронируйте номер в самом сердце города Сочи



## Лето на острове

## Курортная страна Caesars Palace Dubai







CAESARS PALACE DUBAI – КУРОРТ ЛЕГЕНДАРНОГО БРЕНДА CAESARS, ИЗВЕСТНОГО НА ВЕСЬ МИР СВОИМИ РАЗВЛЕКАТЕЛЬНЫМИ ЗАВЕДЕНИЯМИ, РАСПОЛОЖИВШИЙСЯ НА РУКОТВОРНОМ ОСТРОВЕ BLUEWATERS, ОМЫВАЕМОМ ВОДАМИ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА. СКОРОСТНАЯ ДОРОГА, ПЕШЕХОДНЫЙ МОСТ И МОРСКОЙ ТРАНСПОРТ СОЕДИНЯЮТ ОСТРОВ С МОДНЫМ РАЙОНОМ ДЖУМЕЙРА. НА ТЕРРИТОРИИ ВОЗВЕДЕНЫ РЕЗИДЕНЦИИ, ОТЕЛИ, РЕСТОРАНЫ, ИГРОВЫЕ ПЛОЩАДКИ, САДЫ И РАЗВЛЕКАТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ, А ТАКЖЕ САМОЕ БОЛЬШОЕ В МИРЕ КОЛЕСО ОБОЗРЕНИЯ

Гостей курорта принимают несколько отелей. 267 стандартных номеров и 34 люкса Julius Tower подойдут для семейных пар с детьми. Palace Tower идеален для романтического отдыха. В Caesars Palace Dubai каждый найдет для себя отдых по вкусу – будь то спокойный и размеренный отпуск с семьей или активный отдых для пар и больших

Летние каникулы всей семьей в отеле Caesars Palace Dubai подарят незабываемые каникулы детям, которые смогут отправиться в детский клуб Empire, где каждый день проходит новая развлекательная программа: детская йога, аэробика, стрельба из лука, мини-Олимпийский игры, танцы, съемка видео для Тик-Ток и многое другое. Все малыши получают в подарок бесплатные подарки. В это время родители получат возможность отдохнуть рядом с бассейном или пообедать в пляжном клубе Cove Beach Club под зажигательные диджей сеты.

Отдельный пункт программы для всей семьи – гастрономия и невероятный выбор ресторанов на любой вкус в отеле Caesars Palace Dubai.

В отеле представлен ресторан Hell's Kitchen от культового шефа Гордона Рамзи, награжденного множеством звезд Мишлен. В Caesars Palace Dubai гости могут наслаждаться искрометной кухней маэстро без отрыва от пляжного

отдыха. Любителей азиатской кухни приглашают в ресторан Demon Duck совершить гастрономическое путешествие по улицам Гонконга, а в Havana Social Club можно погрузиться в атмосферу эпохи джаза и кубинских кабаре под коктейли по рецептам 1920-х годов.

Специально для гостей отеля с 7 июня по 15 сентября 2022 года действует летнее предложение с самыми выгодными условиями проживания и насыщенной развлекательной программой.

В рамках спецпредложения множество летних бонусов,

- Бесплатный спа-ваучер на 150 дирхамов ОАЭ в Qua Spa на номер в течение всего периода проживания
- Дети могут обедать абсолютно бесплатно в соответствии с планом питания родителей
- Доступ к частному пляжу и пяти открытым бассейнам
- Бесплатное повышение класса питания до полупансиона плюс при бронировании тарифного плана НВ, куда входят два бесплатных алкогольных/безалкогольных напитка для каждого гостя во время ужина
- Активности в течение всего дня в детском клубе в помещении и на свежем воздухе
- Скидки и акции для посещения достопримечательностей острова Bluewaters

«Жить как Цезарь» – таков девиз компании Caesars. Здесь считают, что, переступив порог отеля, человек должен становиться счастливым, и делают все для этого.



Отель Caesars Palace Dubai получил пятизвездочную награду в путеводителе Forbes за 2022 год. Пятизвездочное признание Forbes Travel Guide укрепляет репутацию Caesars Palace Dubai в ОАЭ как отеля с высочайшим сервисом и стандартами обслуживания мирового класса.



## Сила реки и свобода круизного путешествия

Реки протекают через нашу жизнь, точно также, как текут по полям и равнинам. Там, куда заглядывают реки – расцветает жизнь. В России с ее величественными реками круизный отдых мало кого оставляет равнодушным, а разнообразие маршрутов сможет удовлетворить даже самого взыскательного путешественника. Например, круизная компания «ВодоходЪ» предлагает в сезон более 1000 круизов по Волге, Дону, Каме, Енисею, Байкалу.

Поднимаясь на борт теплохода, вы попадаете в другой мир, где ни о чем не нужно беспокоиться, и где река наполняет вас новыми силами. Отдых в комфортабельном «плавучем отеле» каждый день будет радовать новыми пейзажами. Помимо живописной красоты за бортом, в путевку включено трехразовое питание, организация досуга на борту и увлекательные экскурсии на берегу.

Для тех, кто ценит свободу выбора в жизни и в путешествии, есть и другой формат круизного отдыха, когда каждый формирует свою программу дня. На базе теплохода «Кронштадт» премиум-класса 4\* можно самостоятельно спроектировать круиз, исходя из удобного города отправления, желаемой продолжительности круиза - от 2 до 28 дней, и нужного пакета услуг на борту. Круиз с экскурсиями или без, с полным пансионом или только на базе завтраков, круиз на 2 дня или на две недели каждый выбирает для себя оптимальный вариант.

Новый класс круизного путешествия в облегченном формате – «Водоход.Лайт» от классических речных путешествий отличается увеличенным временем стоянки в городах по маршруту. За 8-10 часов стоянки теплохода «Кронштадт» можно многое успеть: отправиться на велопрогулку или экскурсию, посидеть в ресторане, отдохнуть на пляже или исследовать местные достопримечательности. В случае, когда теплоход «ночует» в городе, можно совершить вечерний променад по улицам гостеприимных городов России. Базовый пакет «Водоход.Лайт» не предусматривает экскурсионную программу, что снижает стоимость и делает круизное путешествие доступнее, а докупить экскурсию можно в любой момент.

Всего в формате «Водоход.Лайт» представлено более 200 вариантов круизных маршрутов разной продолжительности с посадкой в 12 городах России. Самым северным портом на пути «Кронштадта» будет Санкт-Петербург, а самым южным – Ростов-на-Дону.

Круизное путешествие в формате «Водоход.Лайт» подойдет тем, кто стремится к максимальной свободе выбора в своем путешествии. Семьи с маленькими детьми могут купить круиз без экскурсий, сводить детей на аттракционы и в зоопарк. С детьми-подростками уже можно отправиться на экскурсию или велопрогулку – на борту теплохода работает прокат спортинвентаря. Круизы «Водоход.Лайт» позволят учесть пожелания всех членов семьи.

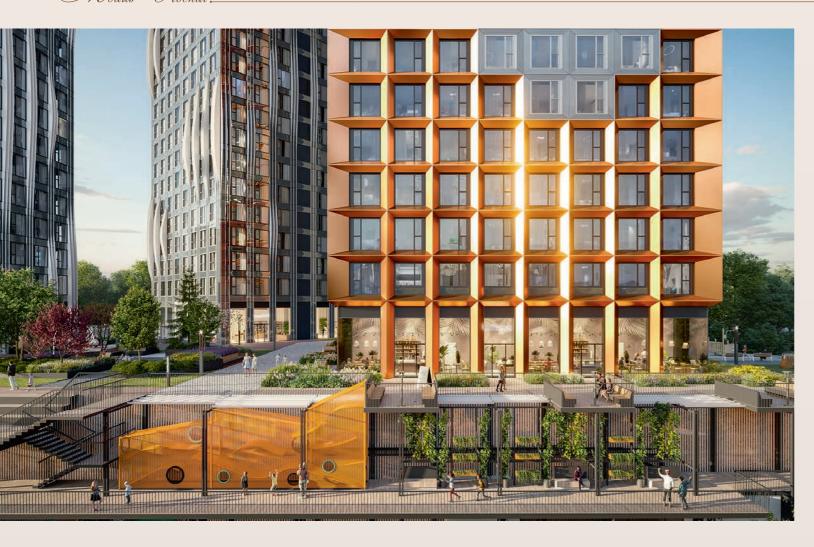
Соло-путешественников «Кронштадт» порадует 20 одноместными каютами. Отправляющиеся в речной круиз впервые смогут бюджетно «протестировать» любой маршрут.

Тем, кто не успеет отправиться в речное путешествие этим летом, компания «ВодоходЪ» предлагает запланировать его на следующий год – уже открыта продажа круизов на 2023 год с выбором теплоходов разного класса: люкс, премиум, лайт, стандарт. В следующем году будет еще больше вариантов для создания круиза в своем стиле, так как в классе «Водоход.Лайт» будет работать два комфортабельных теплохода: «Кронштадт» и «Константин Федин».

Создать свое путешествие можно на сайте круизной компании «ВодоходЪ»: vodohod.com.

«Водоход.Лайт» – круиз по вашим правилам!







Приобрести квартиру в Москве стоит прямо сейчас. Объясняем почему вместе с Level Group.

Спрос на жилье, особенно в столице, остается высоким в любых экономических условиях. Поэтому недвижимость — одна из самых стабильных валют на рынке инвестиций. Основной вопрос сейчас — в первоначальных вложениях.

В текущей ситуации Level Group предлагает покупателям максимально комфортные и конкурентоспособные условия — рекордную для Москвы скидку 20 % или субсидированную ставку по ипотеке всего 0,01 %.

Эти предложения сохранятся ненадолго. Также возможен рост цен на недвижимость в столице в скором будущем.

Например, сейчас можно приобрести квартиру в новом проекте бизнес-класса Level Мичуринский. О нем – в этой статье.

#### **Локация**

Квартал Level Мичуринский расположен в престижном Очаково-Матвеевском районе ЗАО на берегу реки Очаковки. В шаговой доступности – несколько городских парков, скверов и природный заказник «Долина реки Сетунь». Живописная среда здесь сочетается с развитой столичной инфраструктурой.

О доступности – в цифрах:

- 10 минут ходьбы до ст. метро «Мичуринский проспект» и «Аминьевская»
- 10 минут на авто до Москва-Сити
- 20 минут на авто до Кремля
- 10-20 минут до МКАД, ТТК, Садового кольца

С кварталом соседствуют лучшие ВУЗы столицы — МГУ, МГИМО, РАНХиГС и другие. А также десятки частных и муниципальных школ и детских садов. В том числе, Классический пансион МГУ. Магазины, торговые центры, медицинские клиники и деловые центры, все это — рядом.

Level Мичуринский – это место, где атмосфера уюта и тишины сосуществует с энергией мегаполиса.







#### Стиль

Этот проект реализуют одни из лучших креаторов Москвы. Архитектурный облик разработало бюро СПИЧ под руководством Сергея Чобана. Благоустройство квартала – замысел бюро WOWHAUS (Парк Горького, Крымская набережная).

Комплекс располагается на естественном возвышении, а позиция каждого корпуса подобрана так, чтобы из окон большинства квартир открывались прекрасные панорамы столицы.

#### Индивидуальность

Застройщик предлагает больше 50 видов авторских планировок с высотой потолков от 3 метров. Классика, евро, пентхаус, а также гибкие форматы с возможностью перепланировки – выбор зависит только от ваших запросов.

Покупателям доступны три варианта отделки – черновая, предчистовая white box или готовая дизайнерская в двух стилях. Modern для ценителей минимализма и Classic для тех, кто предпочитает традиции и уют.

#### Комфорт

В каждом корпусе предусмотрены дизайнерские лобби с ресепшн, приятными зонами для встреч и гостевыми санузлами. В цоколе – отапливаемые паркинги и личные кладовые.

Также в квартале появятся школа и 3 детских сада. А на первых этажах будут магазины, кафе, аптеки. Выбор ритейла строго контролируется, чтобы у вас под рукой всегда были лучшие товары и сервисы.

Закрытая благоустроенная территория квартала раскинулась на 4,7 гектарах. Здесь появится площадь с фонтаном, разные лаунж-пространства, террасы и амфитеатр, многоуровневые детские площадки, спортивные и work out зоны. В планах высадить более 20 видов растений, чтобы в любое время года дворы оставались живописными и приятными для прогулок.

В проекте Level Мичуринский акцент сделан на том, что всегда остается актуальным и востребованным. Качество, безопасность, удобство в деталях — и ничего лишнего. Сегодня в Level Group все это доступно для вас на максимально выгодных условиях.

102



## ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

## 1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.8 Противовыбросовое оборудование



Противовыбросовое оборудование — это комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и системы гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения.

Противовыбросовое оборудование применяется в строительстве и капитальном ремонте скважин. Основная задача комплекса: сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Комплекс противовыбросового оборудования обеспечивает проведение таких работ, как герметизация скважины, спускподъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, а также управление гидроприводными составными частями оборудования.

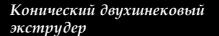
диаметр условный прохода ОП,	Рабочее давление,	Диаметр условный прохода манифольда, мм		условный прохода манифольда, мм гидропривода		овный прохода Нифольла мм				
прохода оп, мм	МПа	для бурения	для ремонта	(для схем 3-10), МПа	с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм					
100	14 21 35 70				-					
180	14 21 35 70 105				127					
230	35 70				146					
280	21 35 70 105	80	50; 65; 80	10, 5; 14; 21; 35	194					
350	21 35 70			33	273					
425	21 35									340
476	35 70								377	
540	14 21				426					
680	7 14				560					

## ДВУХШНЕКОВЫЙ ЭКСТРУДЕР

#### Обору∂ование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9 Прочее



Конический двухшнековый экструдер – оборудование для экструзии и формирования из порошкового поливинилхлорида. На укомплектованном разными формами и вспомогательным оборудованием экструдере можно производить такие изделия, как труба, профиль, лист. Оборудование предполагает возможность доукомплектовки шнеком с оптимальной структурой. Применение системы переменного шага и изменение высоты гребня обеспечивает мягкий сдвиг и сжатие материала в шнеке.

### Параллельный двухинековый экструдер

Параллельный двухшнековый экструдер - это специальное оборудование для экструзии и формирования изделий из поливинилхлорида и полиэтилена. Укомплектованный разными формами и вспомогательным оборудованием экструдер может производить трубы различных форм и размеров, а также профиль. Параллельный двухшнековый экструдер отличается низкой силой сдвига, гемогенной пластификацией, высокой производительностью и низкой энергоемкостью.



### Технические параметры конического двухинекового экструдера

Модель	Диаметр шнека, мм	Мощность двигателя, кВт	Производительность, кг/час
BSJSZ-51/105	51/105	22	90-150
BSJSZ-65/132	65/132	37	220-300
BSJSZ-80/156	80/156	55	350-450
BSJSZ-92/188	92/188	110	600-800

#### Технические параметры параллельного двухинекового экструдера

Модель	Диаметр шнека, мм	Мощность двигателя, кВт	Производительность, кг/час
BSJPH-75/28	75	37	350
BSJPH-93/28	93	75	450
BSJPH-114/28	114	110	650
BSJPH-114/28	135	160	900

## ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

#### 3 Сырье и материалы в НГК

3.6 Трубы

3.6.9 Обсадные трубы

Гладкоствольные цельнотянутые стальные обсадные трубы применяют для крепления скважины при бурении на твердые полезные ископаемые, а также используются в качестве одинарных колонковых труб.



#### Технические данные обсадных и колонковых геологоразведочных труб (размеры – мм)

	Значения параметров для труб			
Параметры	600,000,000,000,000	ниппельных		
	безниппельных обсадных	обсадных	колонковых	
Назначение	Для сборки в гладкоствольные обсадные колонны соединением «труба в трубу», применяемые для крепления скважин алмазного бурения	Для соединения при помощи ниппелей в гладкоствольные обсадные колонны, применяемые для крепления скважин неалмазного бурения	Для включения в одинарные колонковые наборы, состоящие из одной или нескольких соединяемых между собой ниппелями колонковых труб, применяемых для отбора керна при бурении на твердые полезные ископаемые	
Наружный диаметр и толщина стенки труб	33,5×3,0; 44×3,5; 57×4,5; 73×5,0; 89×5,0	33,5×3,0; 44×3,5; 57×4(4,5); 73×4(5,0); 89×4,5(5,0); 108×4,5(5,0); 127×5; 146×5	25×3; 33,5×3; 44×3,5; 57×4(4,5); 73×4(5,0); 89×4,5(5,0); 108×4,5(5,0); 127×5; 146×5	
Наружный и внутренний диаметры ниппелей	57×46,5; 73×62; 89×78; – 108 x 95,5; 127×114,5; 146×134		33,5×24,5; 44×34; 57×46,5; 73×62; 89×78; 108×95,5; 127×114,5; 146×134	
Характеристика резьбы труб и ниппелей	Одноупорная, цилиндрическая, трапецеидальная, шаг 4 мм, высота профиля 0,75 мм			
Наружный диаметр резьбы (соответственно наружному диаметру труб и ниппелей)	31,6; 42,0; 54,0; 69,5; 85,5 52; 68; 84; 103; 122; 141		21,5; 29,8; 40,0; 52,0; 68,0; 84,0; 103,0; 122,0; 141,0	
Диаметр скважин, в которые опускаются обсадные и колонковые трубы (соответственно)	36 (35); 46; 59; 76; 93	36 (35); 46; 59; 76; 93; 112; 132; 151	26; 36 (35); 46; 59; 76; 93; 112; 132; 151	
Диаметр ствола скважины (максимальный) ниже обсадной колонны	25; 36; 46; 59; 76 46; 59; 76; 93; 112; 132		-	
Длина трубы	Длина трубы Немерная длина 1000—1500; 1500		Мерная длина кратная 1500	
Материал труб	Сталь группы прочности Д и К (сталь марки 45 и 36Г2С)			
Кривизна труб, мм/м	Для труб диаметром 25—89 мм — 0,7; для труб диаметром 108—146 мм — 1,0			
Расчетная масса 1 м труб, кг, не более	2,26; 3,35; 33,50; 5,83; 6,05; 7,1 (8,58); 9,8 (10,8); 8,38; 10,36 12,2 (13,5); 15,84; 18,4		1,63;2,46; 3,7; 5,5; 7,1 (8,6); 9,8 (10,8); 12,2 (13,5); 15,84; 18,4	

## ТРУБЫ ГИБКИЕ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ПЛАСТОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

- Сырье и материалы в НГК
- Трубы
- Прочее



Полимерно-армированные трубы (ПАТ) изготовлены по технологии «Поликорд-Флекс» 100-4М-УХЛ по ТУ 2248-006-54031385-12, выпускаются диаметром трубы 50 мм, 75 мм, 100 мм на рабочее давление 4 Мпа.

Трубы ПАТ имеют испытательное давление 6 Мпа, тип соединения – фланцевый.

Полимерно-армированные трубы (ПАТ), выкидные трубопроводы предназначены для обустройства внутрипромыслового нефтесбора и использования в качестве технологических трубопроводов и трубопроводов подачи продукции от устья скважин к первичным сборным пунктам.

ТУ 2248-006-54031385-12				
ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ			
Внутренний (условный), диаметр, мм	50	75	100	
Внутренний фактический, диаметр, мм	50	75	90	
Наружный диаметр, мм не более	85	110 + 5	135 + 6	
Рабочее давление МПа, макс	4	4	4	
Испытательное давление МПа, макс	6	6	6	
Длина секции (макс.), м	350	220	150	
Радиус изгиба (не более), м	0,6	0,75	1,1	
Вес 1 погонного метра, кг	6,0	8,0	10,5	
Тип соединения	Фланцевый		Й	

TY 2248-007-54031385-12			
ПАРАМЕТР		ЗНАЧЕНИЕ	
Внутренний (условный), диаметр, мм	50	75	100
Внутренний фактический, диаметр, мм	50	75	90
Наружный диаметр, мм не более	85 + 3	110 + 5	135 + 6
Рабочее давление МПа, макс	20	15	10
Испытательное давление МПа, макс	30	23	15
Длина секции (макс.), м	300	220	150
Радиус изгиба (не более), м	0,6	0,75	1,1
Вес 1 погонного метра, кг	10,0	12,0	16,0
Тип соединения	Фланцевый		

## ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

- Оборудование и инструмент в НГК
- Оборудование для переработки нефти и газа
- Прочее технологическое оборудование



#### Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

#### Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °C.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ		
Объемный выход воздуха, м³/ч	до 10000	
Давление, атм	до 30	
Точка росы, °С	-70	
Температура окружающей среды во время работы, °С во время хранения, °С	- 50 + 40 - 60 + 50	
Время выхода на рабочий режим	не более 10 мин.	

#### Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция

- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты. •

## ПЛАСТИНЧАТЫЙ ВАКУУМНЫЙ НАСОС

- Оборудование и инструмент в НГК
- Нефтепромысловое оборудование
- Прочее

Пластинчатый вакуумный насос относится к насосам роторного типа, который сжимает откачиваемую воздушную смесь посредством изменения объема рабочей камеры.

Конструкция пластинчатого насосного оборудования зависит от типа вакуумного насоса, который бывает масляным и безмасляным. Масляный пластинчато-роторный насос дополнительно снабжен системой для смазки и узлами для очистки воздуха.

#### Устройство

- Литой корпус с крышкой.
- Электрический привод с редуктором.

- Вал с насаженным на него ротором.
- Система смазки (для масляных насосов).
- Система очистки воздуха (для масляных насосов).
- Газобалластное устройство.

Корпус насоса имеет форму цилиндра, внутри которого происходит процесс сжатия. На корпусе и крышке находятся впускное и выпускное отверстия, снабженные специальными клапанами.

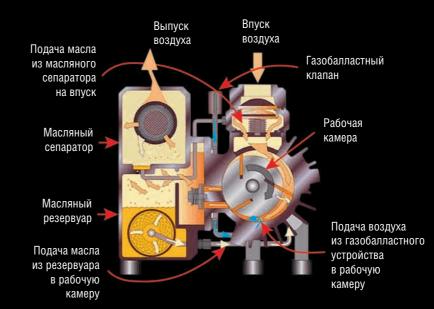
Ротор неподвижно закреплен на валу, смещенного относительно центра корпуса.

Вал соединен с двигателем, который приводит в действие весь механизм. На роторе имеются пазы с пружинами и пластинами. Пластины размещены под определенным углом, сжимая пружины в пазах. При увеличении расстояния между ротором и корпусом, пружина выталкивает лопасть, чтобы сохранялась герметичность рабочей полости.

Лопасти ротора изготавливаются из стали или из графита, все зависит от типа насоса: графитовые пластины применяются в сухих насосах, а металлические — в масляных.

Масло в рабочую камеру масляных насосов подается через систему смазки. Для очистки воздуха предусмотрен специальный масляный сепаратор — резервуар, в котором оседают масляные пары. Дальше отфильтрованное масло снова попадает в систему смазки и используется повторно. Это позволяет экономно расходовать смазочный материал.

Насос снабжен приборами измерения и контроля давления, фильтрами для очистки входящего воздуха и уплотнителями. •





А. Новак Россия никогда не использовала энергетические ресурсы в качестве оружия



Р. Минниханов Важно, чтобы санкции раньше пяти лет не сняли, иначе мы опять найдем легкие пути



Д. Мантуров Мы будем интенсифицировать работу по импортозамещению



С. Собянин В Москве нет нефтяных вышек, но в Москве есть огромные отряды людей, которые двигают академическую науку



А. Силуанов За кулисами в МВФ и Всемирном банке ведется работа по ограничению или даже исключению России из процесса принятия решений



А. Кудрин Если санкции сохранятся, то примерно два года на перестройку (экономики – ред.), не меньше



М. Орешкин Эффективность нацпроектов будет сведена до минимума



Г. Греф Люди должны быть готовы к потере работы из-за роботизации



А. Чубайс Либо план – либо рынок



## Тендерный КОНСАЛТИНГ

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

Аккредитация на торговых площадках



в **«черный список** поставщиков»

Оспаривание решений ФАС о внесении

Подбор тендеров по заданным параметрам





Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта

Юридический анализ тендерной документации

> Подготовка тендерной заявки

Оформление банковских гарантий

Услуги специализированной организации

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)

## Премиальный квартал на Павелецкой

ВЫГОДА ДО 5 МЛН ₽



HIGH LIFE

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

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

