



АКТИВНАЯ
ТЕРМОМЕТРИЯ

ВОЗВРАЩЕНИЕ
ЭЛЕКТРОБУРЕНИЯ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ЦЕМЕНТНЫХ
РАСТВОРОВ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

7 [127] 2022

СОВРЕМЕННОЕ
СОСТОЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
С ТРИЗ



Входит в перечень ВАК

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



Выездная служба
по Москве
и за пределами МКАД



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.

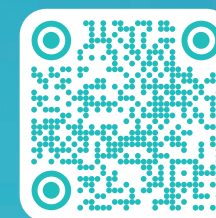
Мы руководствуемся тремя принципами: **честность, доверие, индивидуальный подход.**

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
- ☒ Выезд 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!



www.gmsclinic.ru

+7 495 781 5577

GMS
Global Medical System
clinics & hospitals



ПРОСЛУШАТЬ
СТАТЬЮ

14

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

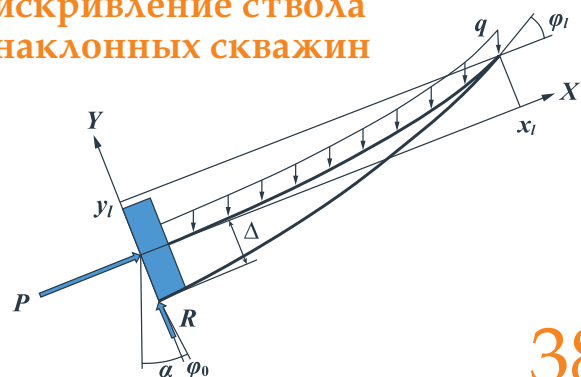
Активная термометрия. Оценка технического состояния и работающих интервалов в действующих скважинах

32



СОДЕРЖАНИЕ

Влияние технологических параметров на естественное искривление ствола наклонных скважин



38



ПРОСЛУШАТЬ
СТАТЬЮ

42

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

Эпохи НГК

4

РОССИЯ Главное

Рынок нефти: конфигурация 2.0

6

Госдума расширила периметр НДД

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 реологические параметры жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта и заканчивания скважин

24

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 пластовым давлением

42

Проектирование цементных растворов для глубоких, высокотемпературных наклонно-направленных скважин

50

Коллоидно-химические исследования при разработке кислотных составов

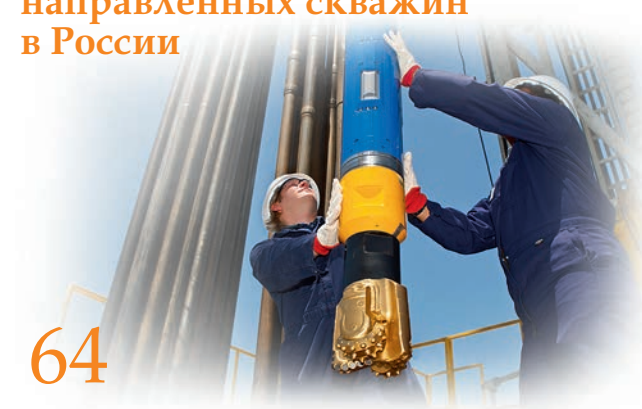
54

Исследование реологических свойств глинистых растворов на основе морской воды

60

Возвращение электробурения на рынок строительства направленных скважин в России

64



Повышение эффективности технологического процесса бурения с применением долот PDC

72



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

80



ПРОСЛУШАТЬ
СТАТЬЮ

88

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

76

ЭКОНОМИКА

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

80

АРКТИКА

Средства измерения и контроля на арктическом шельфе

84

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Забойный автоматический лазерный макроанализатор для комплексного освоения УВ запасов

88

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 Life

104

Классификатор

106

Цитаты

112

351 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.

168 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.

134 года назад

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

130 лет назад

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

106 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.

81 год назад

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

31 год назад

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

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Екатерина Свинцова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов
Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

Гриценко
Александр Иванович
д.т.н., профессор,
академик РАН

Гусев
Юрий Павлович
к.т.н., профессор,
ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов-Данильян
Виктор Иванович
д.э.н., профессор,
член-корреспондент РАН,
Институт водных проблем РАН

Двойников
Михаил Владимирович
д.т.н., профессор,
Санкт-Петербургский горный университет

Еремин
Николай Александрович
д.т.н., профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин
Андрей Владимирович
д.т.н., профессор,
Советник РААСН,
Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская
Регина Дмитриевна
действительный член РАН, д.т.н., профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров
Алексей Александрович
д.э.н., профессор,
академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов
Алексей Михайлович
д.э.н., профессор,
академик РАН,
Институт энергетической стратегии

Панкратов
Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор,
Набережночелнинский институт

Половинкин
Валерий Николаевич
научный руководитель
ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор,
эксперт РАН

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

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

Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
rg@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев
Николай Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

Адрес редакции:
123001, г. Москва,
Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс 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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ПАРТНЕРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОб. 2626, 2273)
GF@EXPOFORUM.RU

18+



@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ
НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ
И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ
РАНЬШЕ ВСЕХ!

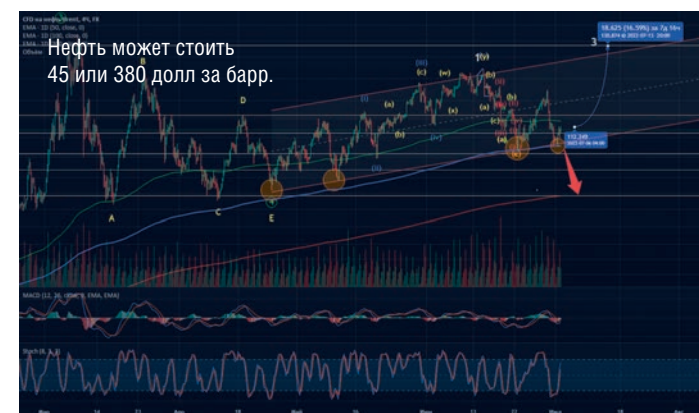
GAS-FORUM.RU



Китай потребляет 4 млн барр. нефти ежедневно



Нефтегазовые доходы в июне составили 398 млрд руб.



Нефть может стоить 45 или 380 долл за барр.



Россия увеличила добычу нефти до 9,9 млн барр. в сутки

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 логистику.

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, распахивая 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 CO₂ и безуглеродной энергетике, что демонстрирует коллективную неспособность регулировать происходящие в мире процессы. ●

ГОСДУМА РАСШИРИЛА ПЕРИМЕТР НДД

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, Пермьяковский, Ай-Еганский, Хвойный) и Печоранефтегаза (Южно-Тэбукский, Сотчемьюское, Сосновское, Северо-Израильская 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. ●

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 стать тем поставщиком, который спасет Европу от газового дефицита?

Спасет ли американский СПГ Европу от энергетического кризиса?

32%

Да, для достижения этой цели страны Евросоюза создали Энергетическую платформу ЕС, ее работа скоординирует действия по обеспечению надежных и диверсифицированных энергетических поставок в ЕС

18%

Нет, Европа зависима от российского газа, в 2021 г. ЕС получил из России 150 млрд м³ газа не считая СПГ

29%

Да, в 2022 г. поставки СПГ из США должны вырасти на 15 млрд м³

21%

Нет, после пожара на заводе Freeport LNG экспорт СПГ из США резко снизился, суточные отгрузки упали на 14%

Европа испытывает сложности с импортом энергоресурсов, особенно неопределенно выглядят перспективы по поставкам нефти. Какая страна сможет взять на себя обязательства по обеспечению бесперебойных поставок нефти для европейских потребителей?

Какой экспортер заменит российскую нефть на европейском рынке?

18%

Иран, если переговоры по ядерной сделке дадут положительный результат

24%

США, они уже отправили несколько танкеров с нефтью в Европу

19%

Польша, Р. Хабек и А. Москва обсуждали возможность поставок нефти по МГП «Дружба»

39%

Поставки будут максимально диверсифицированными

ОРГАНИЗАТОРЫ:



Министерство промышленности и
торговли Республики Татарстан



АНО «Казань Экспо»

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «TATOILEXPO-2022»

в рамках Татарстанского
нефтегазохимического форума

31 - 2 2022

АВГУСТА СЕНТЯБРЯ

г. Казань



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

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

РЕКЛАМА

TATOILEXPO.RU

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



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

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 пуска первой линии и дальнейшей эксплуатации оборудования. Всего для проекта необходимо шесть таких турбин, заменить оборудование похожего 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 м³ в год.



Рынок ГМТ добавит еще около 10 млрд м³ 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 на угле.

Enel продает долю в российской дочке

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

Заккрытие 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.

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили



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 CO₂ 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 CO₂.

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. ●

Газпром заявил
о сокращении поставок газа
по МГП Северный поток

до **100**
млн м³/сутки
при запланированных
167 млн м³/сутки

Производство
нефтепродуктов в РФ
в мае снизилось

на **5,5** %
в годовом выражении

на **0,5** %
сократилась добыча угля
в России,
перевалка
в портах
России –
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

до **100** млн тонн

до **1000000**
барр нефти/сутки
упала добыча
в Ливии

на **28,9** %
Газпром снизил экспорт
в страны дальнего зарубежья
за 1-е полугодие 2022 г.

Китай в мае 2022 г.
увеличил импорт нефти
из России

на **55** %, **56** %
СПГ – на **56** %
в годовом сравнении

Добыча сланцевой нефти
в США в июле 2022 г.
может вырасти

на **1,6** %
По газу ожидается рост
добычи менее чем на **1** %

Грузопоток по Северному
морскому
пути хотят
увеличить
до **100** млн т/год

50,24 %
составил
уровень
заполненности ПХГ в ЕС,
что на **9,8 п.п.** выше по сравнению
с показателем на аналогичную дату 2021 г.

30 газозаправочных станций
планирует ввести
в эксплуатацию Газпром
газотопливное 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

157
высоковыведенных
месторождений
и месторождений
высоковязкой нефти

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

до **20** %

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

на **5** %
для населения – на **3** %

Италия сократила
зависимость от газа
из России

до **25** %

Индия предоставила
сертификаты безопасности

80 нефтеналивным
танкерам
SCF Management
Services

в **3** раза

увеличился экспорт СПГ
из США в Европу

на **80** %
должны быть заполнены
подземные хранилища ЕС
к 1 ноября 2022 г.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

Современное состояние технологий



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

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 ПРИСУЩЕ 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 TECHNOLOGIES, 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.

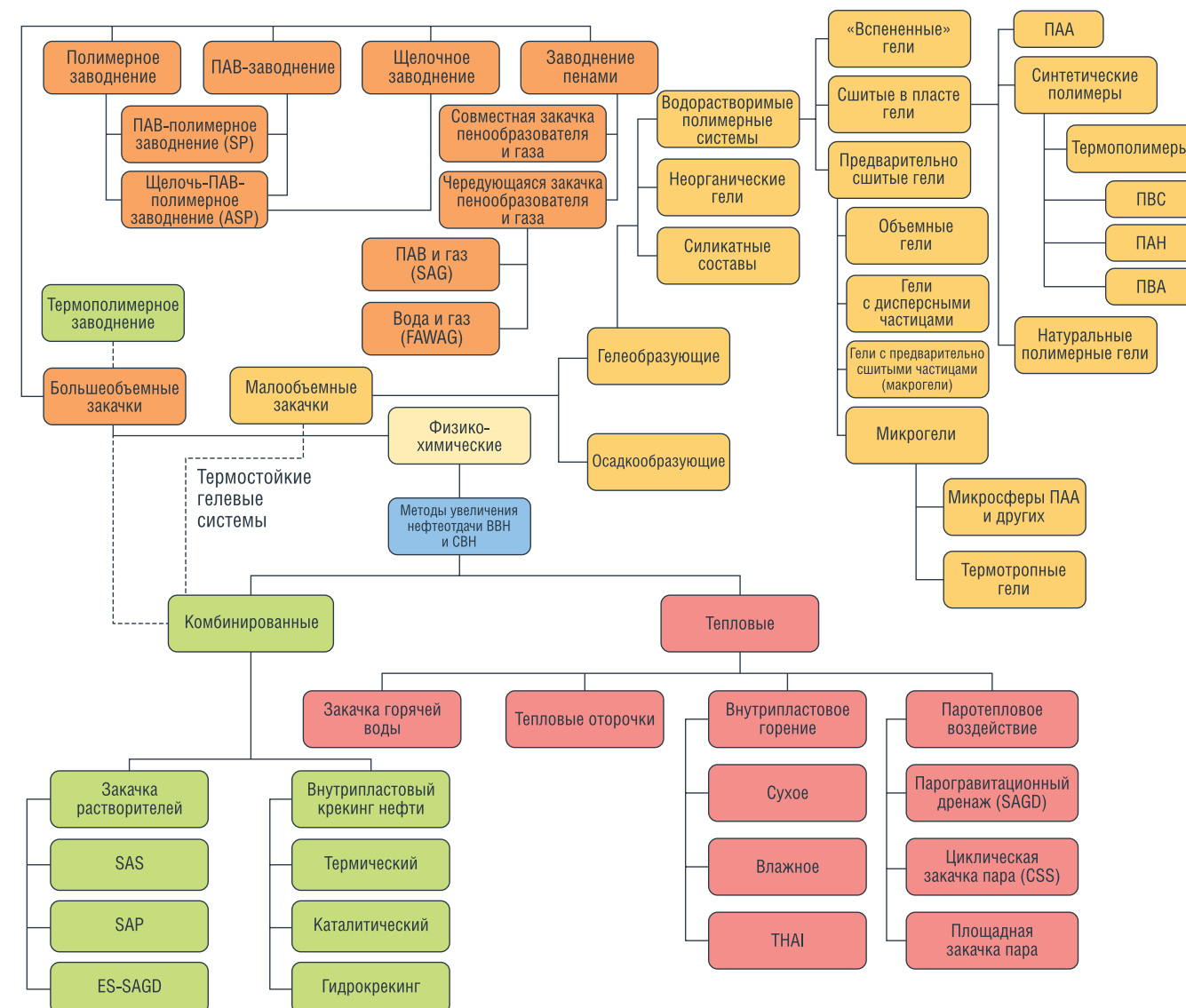
Сытник Юлия Андреевна

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 (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 или внедрение новых технологий. В настоящей работе особое внимание уделяется тепловым, физико-химическим 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

(ПОТ). Данные мероприятия становятся особенно актуальными при добыче ВВН и СВН ввиду частых прорывов теплоносителей в уже охваченные воздействием зоны [29].

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_3 , MgSiO_3 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Ca}(\text{OH})_2$. 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 полимер-гелевые системы на основе полиакриламида (ПАА), синтетических (неорганических) полимеров (полиакрилонитрил, поливинилловый 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 ($0,1–1 \text{ мкм}$), увеличивающие свой размер в 5–10 раз в пластовых условиях.

Водонабухающие гели с предварительно сшитыми частицами и микрогели, содержащие водопоглощающие карбоксильные ($-\text{COOH}$) и амидные ($-\text{CONH}_2$) 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 $0,1 \text{ мкм}^2$.

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_4 , Me_2SiO_3 (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 $0,05–2,5 \text{ масс. \%}$ [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, акриламид-трет-бутилсульфонат (АТБС) или п-винилпирролидон (NVP).

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 $8000 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ (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

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.

- Высокая адсорбция полимера на поверхности горной породы, особенно с глинистыми включениями, что требует использовать дорогостоящие модифицированные виды полимеров, например, с использованием добавок, таких как АТБС 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 $1,5–2,0 \text{ мкм}^2$ [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, Маннвилл В и др.) и Китая (Дацин, Джилин Гонганг 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 Москудинское (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 соразработителями, 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.

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

Щелочь-ПАВ-ПЗ представляет собой 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/м³ и вязкостью 150–1500 мПа·с из низкотемпературного пласта с глубиной залегания 900 м [21]. На 2014 год дебит нефти составлял 400 м³/сут при приемистости НС в среднем 1600 м³/сут. Оторочка щелочи была представлена водным раствором Na₂CO₃ (1,25 масс. %), оторочка ПАВ – анионногенной группой (0,15 масс. %), а в качестве водного раствора полимера использовали частично гидролизированный 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, сложенных песками и песчаниками, широко применяют анионные ПАВ.

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 оксизетилированные алкилфенолы (Hostapal CV, Nonal, Syptoran), сульфонолы, сульфозтоксилаты, алкил-сульфонаты, реагенты ряда ОП (ОП-4, ОП-10). Обосновано, что совместное применение неионогенных и ионогенных ПАВ приводит к созданию более

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 ячеисто-пеночную 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 физико-химических 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 полукolloидные 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: теплотери 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, внутрипластовое 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 °С. Закачка данного теплоносителя в пласт наиболее актуальна при разработке глубокозалегающих залежей, в т.ч. глинистых коллекторов, где требуется нагнетание 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 (<10·10⁻³ мкм²).

- 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 микрогетнородной 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 более 50 000 мПа·с.

Ключевой недостаток данной технологии – высокие затраты на генерацию пара, включая водоподготовительные и топливо-подготовительные работы. Известно, что на 1 м³ добываемый нефти приходится около 4 м³ 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.

По опыту разработки месторождения 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 глубинно-насосное 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 водонасыщенность 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» (ТНАИ), которая применяется в основном при добыче битумов. Воздух закачивается в вертикальную НС, а флюид отбирается скважиной с горизонтальным окончанием. Технология ТНАИ 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 геолого-технических 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 °С. 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 30·10⁻³ мкм², 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 °С, 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 м³. 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 ПНО.

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 с использованием крекированной нефти 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 нефтью 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 водород-углеродного 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.

Выводы

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

Существующие тепловые МУН из-за специфики своих технологий демонстрируют высокую капиталоемкость и энергоемкость. Экономическая эффективность месторождений ВВН и СВН, разрабатываемых с помощью теплоносителей, снижается из-за обводненности добывающих скважин. Разработка месторождений с применением тепловых МУН на начальных этапах в большинстве случаев характеризуется высокой обводненностью (более 60 %) при низких отборах от НИЗ (менее 50 %).

Физико-химические большеобъемные закачки (ПЗ, ПАВ-ПЗ, щелочь-ПАВ-ПЗ), направленные на увеличение нефтеотдачи ВВН и СВН, в зависимости от геолого-физических 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 внутрискважинный 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 O.O. [и др.]. Upgrading oil sand bitumen under superheated steam over ceria-based nanocomposite catalysts // *Applied Energy*. 2018. (218).
2. Amirianshoja T. [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). С. 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). С. 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). С. 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 water-swollen 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). С. 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 Flow in Porous Network Media // *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2016. № 10 (37). С. 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). С. 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). С. 7738–7755.
12. Li S. [и др.]. Experimental investigation of nitrogen-assisted SAGD in heavy-oil reservoirs: A two-dimensional visual analysis // *Fuel*. 2019. (257).
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). С. 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. (426).
16. Sharma J. [и др.]. In-situ combustion in Bellevue field in Louisiana – History, current state and future strategies // *Fuel*. 2021. (284).
17. Skaue A., Stensen J. A. A Review of waf field experience Moscow, Russia: Gubkin University, 2003. С. 11.
18. Sun C. [и др.]. Recent Advances of Surfactant-Polymer (SP) Flooding Enhanced Oil Recovery Field Tests in China // *Geofluids*. 2020. (2020). С. 1–16.
19. Wang B. [и др.]. Plugging properties and profile control effects of crosslinked polyacrylamide microspheres // *Journal of Applied Polymer Science*. 2016. № 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). С. 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*. 2017. № 12 (31).
24. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // *Вестник Санкт-Петербургского университета. Физика и химия*. 2013. (2). С. 46–76.
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 технология 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 традиционным методам повышения нефтеотдачи пластов // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. 2015. (1). С. 118–125.
29. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / Маскет М., М: Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2004. 0–608 с.
30. Осипов А.В. [и др.]. Результаты опытно-промышленных 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. Лабораторные 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 под 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. Шахмеликян М.Г., Матвеева И.С. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения // *Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования*. 2018. № 4 (1). С. 25.

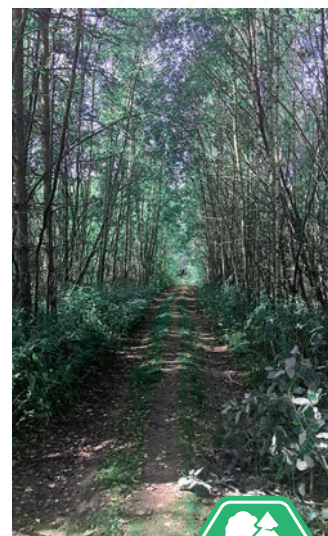
KEYWORDS: *hard to recover oil, high-viscosity oil, ultra-high viscosity oil, enhanced oil recovery, conformance efficiency, sweep efficiency, chemical EOR, thermal EOR, mixed EOR.*

Ученые Пермского Политеха научились управлять добычей без датчиков



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 уравнивания 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.

Ученые УрФУ синтезировали материал для топливных элементов

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 использованы в двигателях автомобилей или космической промышленности для снижения выброса. Получить новый материал ученым позволил метод изовалентного допирования. Метод заключается в замещении части атомов исходной структуры на атомы другого химического элемента той же валентности. За основу взят индт бария-лантана, где ученые заменили 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.

Полная версия журнала
доступна по подписке