



УВЕЛИЧЕНИЕ
НЕФТЕОТДАЧИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ТРИЗ

БИОПОЛИМЕРНОЕ
ЗАВОДНЕНИЕ

УСЛОВИЯ
ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ
БАЖЕНОВСКОЙ
СВИТЫ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

2 [146] 2024

МУН И КИН



Входит в перечень ВАК

РЕКЛАМА

ВСЕЛЕННАЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ТЭК

Проект о космических технологиях
на службе отрасли

спецпроект
Neftegaz.RU

kosmos.neftegaz.ru





Биополимерное заводнение для интенсификации добычи нефти

▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

20



Разработка нефтяной залежи на режиме растворенного газа с возможностью управления зонами дренирования пласта

▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

38

СОДЕРЖАНИЕ

Перспективные композиции на основе глубоких эвтектических растворителей для увеличения нефтеотдачи месторождений с ТриЗ



42



Влияние ингибирующей композиции на реологические свойства высокопарафинистой нефти

▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

54

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

НДД для МУН и КИН 6

А. Новак о ТЭК России 8

События 10

Первой строчкой 12

НЕФТЕСЕРВИС

Вызовы и решения: технологический подход к эксплуатационному бурению в «Газпромнефть-Заполярье» на примере Чайнинского НГКМ 14

Биополимерное заводнение для интенсификации добычи нефти 20

Результаты комплексных исследований термохимической технологии повышения нефтеотдачи пластов высоковязкой нефти 24

НЕФТЕСЕРВИС

Камертонные датчики и стеклянные зонды для измерения вязкости 33

Разработка нефтяной залежи на режиме растворенного газа с возможностью управления зонами дренирования пласта 38

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Перспективные композиции на основе глубоких эвтектических растворителей для увеличения нефтеотдачи месторождений с ТриЗ 42

Влияние ингибирующей композиции на реологические свойства высокопарафинистой нефти 54

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Пакерные резины производства ООО «ОЗ РТИ-Подольск»: от теории к рабочим кейсам и собственным технологиям 58



Ультразвуковая обработка высокопарафинистой нефти: влияние на структуру и состав осадков

▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

60

Методы внутрипластовой генерации водорода из углеводородного сырья



66

Вариации состава добываемой нефти как способ уточнения механизма и пространственной геометрии питания скважин



72

Условия залегания нефти баженовской свиты

▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

80

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Ультразвуковая обработка высокопарафинистой нефти: влияние на структуру и состав осадков 60

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Тепловизионные камеры INFIRAY для обеспечения безопасности на объектах ТЭК 64

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Методы внутрипластовой генерации водорода из углеводородного сырья 66

ДОБЫЧА

Вариации состава добываемой нефти как способ уточнения механизма и пространственной геометрии питания скважин 72

Россия в заголовках 77

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Научные решения релейной защиты от НПП «Микропроцессорные технологии» 78

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Условия залегания нефти баженовской свиты 80

Хронограф 87

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Механизм государственного регулирования нефтегазового комплекса 88

БУРЕНИЕ

Промышленный дизайн долот для бурения нефтяных и газовых скважин 94

Новости науки 102

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

323 года назад

В 1701 году в Двинской летописи были записаны сведения о том, что племя чудь на р. Ухта собирает из ям нефть и использует ее в качестве лекарства. Также летопись упоминает, что в 1597 году крестьяне привезли «горючую воду» в Москву.

303 года назад

В 1721 году Г. Черепанов, который «в стране Коми» нашел капельный выход нефти со дна р. Ухты, сообщил о нем в Берг-коллегию. Пробы нефти он доставил в Москву, откуда их отправили для исследования в Голландию.

193 года назад

В 1831 году П. Филиппс открыл производство серной кислоты контактным методом, окисление осуществлялось на платиновом катализаторе.

183 года назад

В 1841 году создана первая геологическая карта Европейской части России в масштабе 30 верст в дюйме.

156 лет назад

В 1840 году в Литве в г. Ковно был введен в действие первый суперфосфатный завод.

133 года назад

В 1891 году во Франции организовано производство соды по способу Леблана.

108 лет назад

В 1916 году начала свою деятельность Ассоциация производителей резервуаров.

105 лет назад

В 1919 году в Петрограде создан Российский институт прикладной химии, впоследствии переименованный в Государственный институт прикладной химии – ГИПХ.

104 года назад

В 1920 году создано первое в СССР высшее отраслевое учебное заведение – Московский химико-технологический институт им. Д. И. Менделеева.

76 лет назад

В 1948 году у деревни Ромашкино бригадой мастера С. Кузьмина и бурильщика Р. Халикова вскрыт девонский пласт и получен фонтан дебитом более 120 тонн в сутки. Так было открыто Ромашкинское месторождение.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко
Полина Паршинова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

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

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

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

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

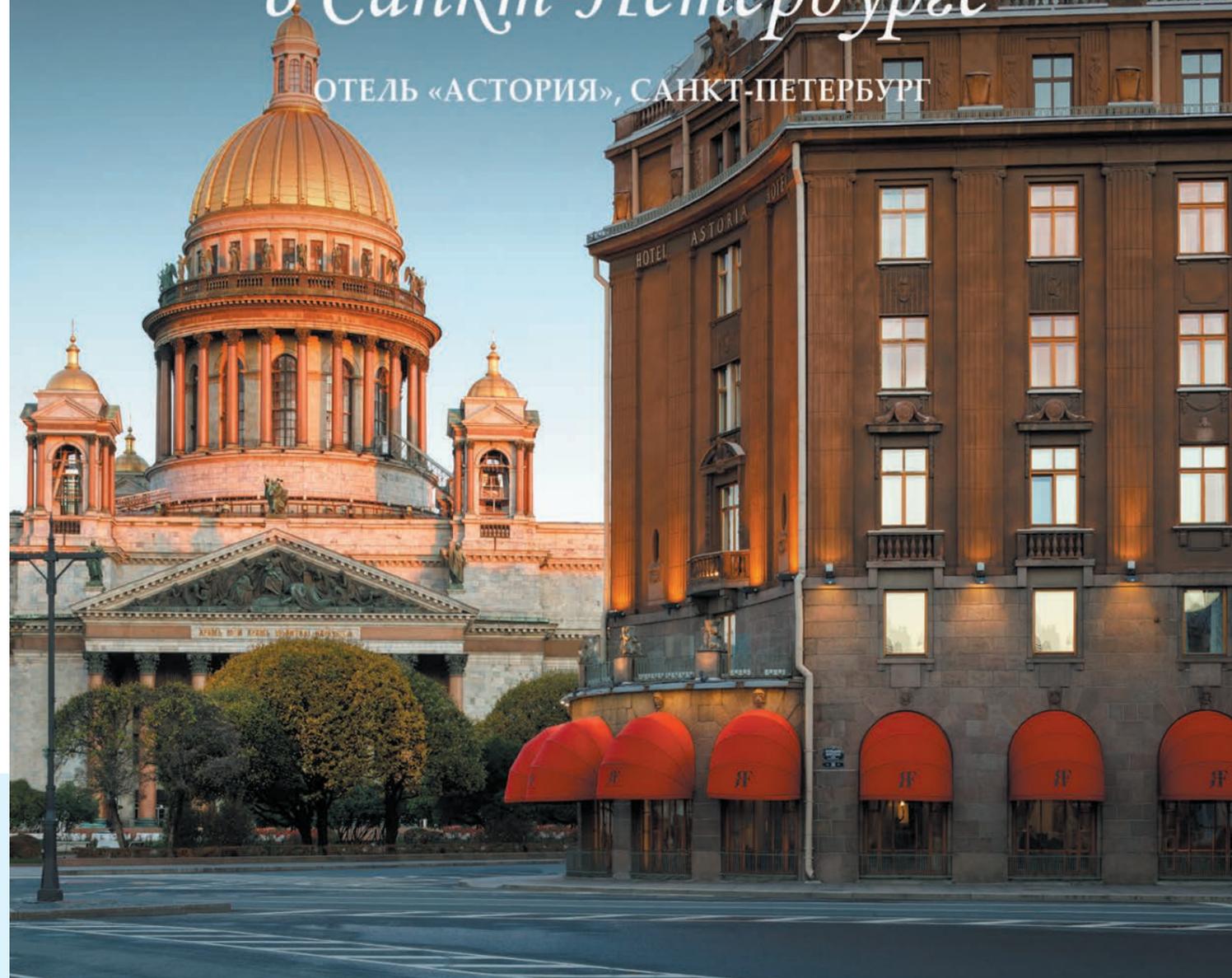
Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



Ваши роскошные выходные в Санкт-Петербурге

ОТЕЛЬ «АСТОРИЯ», САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



реклама



HOTEL ASTORIA
ST PETERSBURG

A ROCCO FORTE HOTEL

Исаакиевская пл. / Ул. Большая Морская, 39, Санкт-Петербург, 190031, Россия

Тел. +7 812 494 5757

roccofortehotels.com

46 %
нефти добывается
в России на льготных
условиях

Из 18 млрд т разведанных
в России запасов нефти
12 млрд т
приходится на ТРИЗ

В 2023 году дефицит
федерального бюджета
превысил
3,2 трлн руб.

КИН в России
составляет
25 %

НДД для МУН и КИН

Анна Павлихина

В начале февраля Минфин и Минприроды вернулись к рассмотрению давнего вопроса о господдержке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, на которых применяются методы увеличения нефтеотдачи пласта. Налоговое стимулирование в виде перевода с налога на добычу полезных ископаемых на налог на дополнительный доход в качестве меры, направленной на поддержание добычи нефти, обсуждается не впервые.

В 2005 году была сформирована программа по преодолению падения нефтедобычи, согласно положениям которой в Закон «О недрах» и Налоговый кодекс должны были быть внесены изменения, способствующие повышению рентабельности внедрения технологий, направленных на повышение нефтеотдачи на месторождениях с ТРИЗ. В 2008 году концепцию по сохранению уровня извлечения нефти дорабатывала комиссия, созданная при Росэнерго. Ее эксперты настаивали на освобождении от налогов добычи с применением МУН на 5–7 лет, что в конечном результате должно было существенно повысить прирост запасов.

В 2019 году нефтяная отрасль частично перешла на НДД. Таким образом, с компаний, осуществляющих добычу трудноизвлекаемых запасов, налоговая нагрузка была снята в настоящем моменте и перенесена на прибыль в будущем. Предполагается, что такая мера простимулирует недропользователя инвестировать в разработку новых месторождений и увеличивать коэффициент извлечения нефти на старых.

Эта система налогообложения очень понравилась нефтяникам, ведь сегодня из 18 млрд тонн разведанных в России запасов нефти 12 млрд тонн приходится на ТРИЗ и их доля продолжает увеличиваться. Сегодня к месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами относят залежи кумско-керестинской свиты



на Северном Кавказе, отложения палеозоя Западной Сибири, нефть баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых продуктивных отложений, сверхвязкую нефть, а также залежи низкопроницаемых ачимовских отложений. Этот список постоянно пополняется не только количественно, но и номенклатурно.

Очевидно, что добыча углеводородов на этих месторождениях требует внедрения технологий, способствующих повышению нефтеотдачи, что увеличивает капитальные и текущие затраты и снижает инвестиционную привлекательность. Стимулировать недропользователей к разработке таких месторождений можно с помощью налоговых льгот.

Этот механизм заработал с введением НДД, на тот момент доля нефти, добываемой на льготных условиях, составляла 9%. Сегодня на льготных условиях

добывается 46% нефти, что совсем не радует Минфин, так как с увеличением количества месторождений, попадающих под льготу растет и сумма выпадающих доходов бюджета.

В то же время Минэнерго и Минприроды настаивают на том, что расходы государства при льготном налогообложении невелики, а добыча и, следовательно, доход от увеличившейся налогооблагаемой базы – существенно выше. Этот аргумент Минфин не устраивает и осенью прошлого года, сочтя механизм НДД неэффективным, ведомство предложило сократить льготы по НДД.

Учитывая, что доля месторождений с ТРИЗ постоянно увеличивается, рано или поздно все углеводороды могут оказаться в категории трудноизвлекаемых. В то же время в 2023 году дефицит федерального бюджета превысил 3,2 трлн рублей. Это значит, что

Минфин будет вынужден искать дополнительные источники пополнения казны, а вопрос о налоговом стимулировании добычи ТРИЗ будет рассмотрен с точки зрения скорости поступлений финансов в бюджет, в то время как НДД предполагает обратный принцип.

Кроме перехода на льготное налогообложение добычи на месторождениях с применением МУН, рассматривается также вопрос о подобных льготах при использовании методов увеличения коэффициента извлечения нефти. Степень выработки месторождений – вопрос, который становится все более актуальным из года в год. Если в 60-х годах прошлого века КИН в России составлял 51%, то сегодня – 25%. Увеличить КИН можно посредством применения соответствующих технологий, внедрение которых также требует дополнительных затрат.

Поэтому Минфин справедливо задается вопросом, что именно следует финансировать – МУН или КИН, намекая, что министерство будет считать наиболее привлекательными те технологии, которые позволят получить отдачу от льгот больше и быстрее.

Перетягивание каната Минфином и Минэнерго в целом сводится к противопоставлению двух интересов: текущей необходимости и потенциальной выгоды, при которых, с одной стороны, налоговые поступления от ТЭК составляют почти треть бюджета, это отрасль донор, а не реципиент, с другой стороны, доля ТРИЗ постоянно растет, и поддержка сложной добычи становится важной задачей, если государство и в будущем надеется рассматривать отрасль как основного налогоплательщика.

Номер журнала, который вы держите в руках, посвящен вопросам увеличения методов нефтеотдачи, разработанных российскими учеными с целью повышения технологической и экономической разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. ●



А. НОВАК О ТЭК РОССИИ

Елена Алифирова

В Совете Федерации состоялся «открытый диалог» с вице-премьером РФ А. Новаком, основной темой которого стало развитие топливно-энергетического комплекса в России.

Среди приоритетов энергетической политики страны А. Новак назвал обеспечение национальной энергетической безопасности, бесперебойное снабжение энергоресурсами, стабильные поставки топлива на внутренний рынок.

Согласно озвученным данным, добыча нефти и газового конденсата в России в 2023 г. снизилась на 0,9% относительно 2022 г. и составила 530,6 млн т, экспорт нефти сократился на 3,3%, до 234,3 млн т, 85% ушло в восточном направлении, 15% – в западном, первичная переработка нефти выросла на 1,1%, до 275 млн т, производство автомобильных бензинов выросло на 3,1%, до 43,9 млн т, дизельного топлива – на 3,5%, до 88,1 млн т, глубина переработки нефти составила 84,1%, сохранившись на уровне 2022 г.

Добыча газа снизилась на 5,5%, до 636,9 млрд м³, экспорт трубопроводного газа упал на 29,9%, до 99,6 млрд м³, СПГ – снизился на 1,9%, до 45,4 млрд м³. Поставки газа на рынок возросли на 2,8%, до 500 млрд м³, потребление газа в качестве моторного топлива увеличилось на 29,4%, до 2,2 млрд м³, производство крупнотоннажных полимеров снизилось на 2,8%, до 6,9 млн т.

Добыча угля снизилась на 1,1%, до 438,7 млн т, экспорт сократился на 3,9%, до 212,5 млн т, поставки на внутренний рынок – на 0,2%, до 181,2 млн т.

Потребление электроэнергии выросло на 1,4%, до 1,139 трлн кВт·ч, выработка – на 1,1%, до 1,151 трлн кВт·ч, установленная мощность увеличилась на 0,3%, до 254,3 ГВт, выработка ВЭС выросла на 11,5%, до 6,3 млрд кВт·ч, СЭС – на 4%, до 2,6 млрд кВт·ч.

Также А. Новак сообщил, что по итогам 2023 г. в России было построено 712 быстрых зарядных станций для электромобилей, еще более 1,1 тыс. быстрых и около 3,3 тыс. медленных зарядок планируется построить в 2024 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Эксперты Минпромторга и Минэнерго подсчитали, что разработка российского оборудования для нефтегазовой отрасли обойдется в 19,8 млрд рублей в период с 2023 по 2030 год. Доля импортозамещающих технологий и оборудования растет, но возможно и надо ли стремиться к стопроцентной независимости от импорта в вопросе высоких технологий для ТЭК?

Возможно ли абсолютное импортозамещение в российском ТЭК?

18%

Да, в исследовательских центрах создаются новые технологии, но надо способствовать их более быстрому внедрению

21%

Нет, импортозамещение – это не разовый процесс, чтобы отрасль оставалась конкурентоспособной, надо не только производить аналоги иностранного оборудования, но быть на шаг впереди

19%

Да, иностранное оборудование можно заменить отечественным, если будет достойное финансирование

17%

Нет, абсолютное импортозамещение технологий и оборудования, соответствующих последнему слову науки, не под силу ни одной стране

25%

Да, но такое импортозамещение будет носить догоняющий характер и потребует слишком больших вложений

Представитель фракции КПРФ предложил обменивать российскую нефть на тюльпаны и другие цветы из Кении, Эквадора и Колумбии. В 2023 году рассматривалась возможность обмена российской нефти на орехи и другие продукты из Афганистана. Надо ли переходить на натуральный обмен, когда вопрос касается торговли углеводородами?

Целесообразно ли переходить на натуральный обмен в нефтегазовой отрасли?

10%

Да, нефть становится валютой и ее можно обменивать на необходимые товары

18%

Нет, ценность нефти в том, что ее можно продать за валюту, на которую можно купить технологии

17%

Да, если нет другого варианта приобрести импортный товар

9%

Нет, такой обмен не эквивалентен

20%

Да, натуральный обмен сокращает количество операций в товарообороте

16%

Нет, нефть – это невозполнимый ресурс и обменивать ее на продукты сельского хозяйства невыгодно



ВАРТЕЕС LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °C
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Русоксо и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Штаб-квартира г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

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

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

Зеленый свет климатическим проектам с УЕ

Комитет Госдумы по бюджету и налогам рекомендовал нижней палате парламента принять в первом чтении законопроект, предусматривающий освобождение от налога на добавленную стоимость климатических проектов с углеродными единицами.

Согласно пояснительной записке, мера направлена на стимулирование реализации климатических проектов и на развитие рынка УЕ в целом. В финансово-экономическом обосновании к проекту закона предложено компенсировать выпадающие доходы федерального бюджета за счет увеличения отчислений НДС, которые возникнут в связи со стимулированием деятельности по реализации климатических проектов.

Отчисления будут проводиться в связи с расходами компаний на закупку дорогостоящего оборудования, а также при получении обязательных заключений органов по валидации и верификации парниковых газов в ходе реализации климатических проектов. По словам замглавы Минэкономразвития И. Торосова, Россия тратит 10 млрд руб. в год на климатические проекты, включая высадку лесов и определение поглощающей способности экосистем и океанов.

Китайская нефтегазовая компания Sinorec открыла в провинции Сычуань новое сверхглубокое месторождение сланцевого газа, получившее название Хексинчан. На месторождении пробурили 21 разведочную скважину, средний дебит – 155 000 м³ газа в сутки. Доказанные геологические запасы составляют 133,012 млрд м³

На площадке сооружения АЭС Эль-Дабаа в Египте начался основной этап строительства четвертого энергоблока. АЭС Эль-Дабаа станет первой атомной электростанцией в Египте, она будет состоять из четырех энергоблоков мощностью 1200 МВт каждый с реакторами типа ВВЭР-1200 (водо-водяной энергетический реактор) поколения 3+

СП «Росатома» и «Норникеля» займется добычей лития

Совместное предприятие «Росатома» и «Норникеля» – «Полярный литий» – планирует выпустить первую опытную партию лития объемом 5 тыс. т в 2026 г. Объем инвестиций составляет около 49 млрд руб. В 2024 г. будет разработана технология извлечения лития из сподуменовой руды. Разрабатываемое компанией Колмозерское месторождение – наиболее перспективное месторождение литиевых руд в стране. Оно содержит 18,9% российских запасов лития. Прогнозные ресурсы месторождения по категории P1 составляют 13,5 млн т руды, 152,6 тыс. т оксида лития, 1,215 тыс. т пентоксида тантала и 1,485 тыс. т пентоксида ниобия. Лицензия действует до 20 февраля 2043 г. Проект разработки месторождения предполагает выпуск карбоната и гидроксида лития в объеме 45 тыс. т в год, для достижения этого объема

производства планируется обеспечить добычу руды в объеме 2 млн т в год, т.е. запасы месторождения предполагают возможность добычи в течение 40 лет. Строительство горно-обогатительного комплекса планируется в две очереди: первая, рассчитанная на 400 тыс. т руды в год, должна быть введена в эксплуатацию в 2026 г., с вводом второй очереди, запланированной на 2030 г., добыча вырастет до 2 млн т в год.

43 новых месторождения

Госкомиссия по запасам сообщила, что в 2023 г. российские геологи открыли на территории страны 43 месторождения углеводородного сырья. Общий прирост извлекаемых запасов промышленных категорий (A+B1+C1) составляет 550 млн жидких углеводородов и 705 млрд м³ природного газа.

Также в 2023 г. проведена госэкспертиза 4586 объектов, в том числе по оперативному изменению состояния запасов УВС – 1949, по подсчету геологических запасов – 65, по подсчету извлекаемых запасов – 243, по твердым полезным ископаемым – 297, по подземным водам и подземным сооружениям – 248 объектов. Крупные приросты нефти обнаружены по месторождениям: Ромашкинское – 45,9 млн т и Приобское – 32,3 млн т. В целом в 2023 г. прирост запасов снизился.

В Калининградской области будут производить компоненты для солнечных модулей

В г. Черняховске запущено производство кремниевых пластин ключевого компонента для производства солнечных модулей. На заводе Энкор будут выращивать монокристаллы кремния и выпускать кремниевые пластины для солнечных ячеек суммарной мощностью до 1,3 ГВт в год. Кроме того, завод обеспечит продукцией смежные производства. Объем выпуска кремниевых пластин составит более 200 млн ед. в год.

Следующим этапом развития проекта станет запуск завода по созданию солнечных ячеек из выпускаемых на предприятии кремниевых пластин. Запуск второго завода запланирован на первый квартал 2024 г. Мощность производства составит 1 ГВт в год. Оборудование для завода разработано научно-техническим центром компании Хевел.

Гетероструктурная технология (HJT) предполагает использование двух типов полупроводников – легированных слоев аморфного кремния с положительными носителями заряда (p) и кристаллического кремния с отрицательными носителями заряда (n). Эффект p-n перехода

Группа Уралхим и китайская компания Xinjiang Golden Pomegranate Agricultural Import and Export Co. Ltd заключили соглашение о поставках до 600 тыс. т фосфорных и сложных удобрений с 2024 по 2026 г. Поставки будут включать моноаммонийфосфат и комплексные удобрения. Транспортировать удобрения будут по железной дороге

обеспечивает выработку электроэнергии при попадании солнечного света на солнечный элемент.

Саудиты построят НХК в Китае

Саудовская нефтехимическая компания Saudi Basic Industries Corporation (SABIC, подконтрольна Saudi Aramco) приняла окончательное инвестиционное решение по проекту строительства нефтехимического комплекса в китайской провинции Фуцзянь в партнерстве с китайской государственной компанией Fujian Fuhua Gulei Petrochemical. Предприятие будет включать установку крекинга мощностью 1,8 млн т этилена и технологические линии по производству этиленгликоля, полиэтилена, полипропилена, поликарбоната и других продуктов. Стоимость проекта оценивается в 6,4 млрд долл.

Строительство начнется в первой половине 2024 г., опытная эксплуатация – во второй половине 2026 г. Начало коммерческой эксплуатации запланировано на первое полугодие 2027 г.

Нелетная территория

Минэнерго РФ подготовило проект постановления, которым может быть установлена зона ограничения полетов воздушных судов и других летательных аппаратов над объектами ТЭК. Министерство предлагает закрепить в качестве зон безопасности объектов ТЭК не только наземное и водное, но также воздушное пространство, по границам которого будет установлена зона ограничения полетов. Полет любых воздушных судов, а также газовых, тепловых или комбинированных аэростатов (или дирижаблей) и шаров-зондов в этой зоне будет запрещен.

Исключение предлагают ввести только для летательных аппаратов, предназначенных для защиты промышленных объектов, а также рейсов с литерными А и К (присваиваются рейсам президента и премьер-министра России; самолетам с лидерами других стран, главами правительств и правительственных делегаций). Полностью бесполетную зону над объектами ТЭК Минэнерго РФ предлагает вводить только в качестве специальной меры защиты. ●

Правительство РФ поддерживает продление мер по обязательной продаже валютной выручки крупнейшими экспортёрами до конца 2024 г. По словам вице-преьера А. Белоусова эти меры дали возможность покрыть дефицит валюты, необходимой импортерам для сохранения поставок продукции в нашу страну. У ряда компаний это вызвало сложности и создало ситуацию, при которой требуется двойная конвертация

На **18,5%**,
до **4,5** млн т,
выросла добыча
угля в Приамурье в 2023 г.



На **47%**,
до **13,1**
млн т,
российские
компании увеличили поставки
угля в страны Юго-Восточной
Азии в 2023 г.



На **105%**
восполнил
запасы нефти
РН-Няганьнефтегаз в 2023 г.



100 млрд
руб.
планирует вложить Эн+
в строительство ветропарка
в Амурской области



1,3 трлн
кВт-ч
составило
производство
электроэнергии в России
в рамках Единой
энергосистемы в 2023 г.,
что на **1,11%** выше уровня 2022 г.



До **3** млн
барр./
сутки
Россия сократила морской
экспорт нефти



С **59,8%**
до **83,4%**
Росимущество
увеличило долю участия в ТГК-2



1 млрд долл.
инвестирует
норвежская Crown LNG
в индийский СПГ-терминал
Kakinada LNG, запуск которого
намечен на 2028 г.



36 судов
планирует поставить
заказчикам ОСК в 2024 году



На **5,2%**
вырос грузооборот
российских морских портов
в 2023 году



Еще
1,65 млрд
долл.
направило правительство
Великобритании на подготовку
к строительству третьей
очереди АЭС Sizewell



На **168%**
Оренбургнефть
восполнила
запасы
углеводородов в 2023 г.



До **23** млрд
долл.
ADNOC
увеличит
инвестиции в декарбонизацию



На **0,3%**
НОВАТЭК
увеличил добычу
природного газа
в 2023 г., жидких
углеводородов – на **3,6%**



На **37%**
до **34** млрд руб.
увеличилась выручка
Горнорудного дивизиона
Росатома в 2023 г.



На **10,7%**
Япония сократила
импорт СПГ из
России в 2023 г.



\$7,3 млрд
заплатит
американская
Sunoco LP при покупке
оператора сети трубопроводов,
терминалов и нефтехранилищ
NuStar Energy LP



На **5,1%**
в годовом
выражении Норвегия
увеличила добычу природного
газа в декабре 2023 г.



107 млн т
нефти приобрел
Китай у России в 2023 г.,
что почти на **1/4** больше, чем в 2022 г.



5,6 млрд
м³
газа получила
Венгрия из России по МГП
Турецкий поток в 2023 году



1 трлн
руб.
достигли инвестиции
в химический комплекс
России в 2023 г.



На **9%**
ожидают падения добычи
нефти в Азербайджане
в 2024 – 2027 гг.



ВЫЗОВЫ И РЕШЕНИЯ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ЭКСПЛУАТАЦИОННОМУ БУРЕНИЮ В «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» на примере Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения

Азимов
Тимур
Тофикович

Басанаев
Даниил
Сергеевич

Кудашев
Ринат
Ришатович

Помазов
Артем
Николаевич

Рагозина
Дарья
Анатольевна

Федоров
Максим
Владимирович

Шкуратов
Станислав
Игоревич

«Газпромнефть-
Заполярье»

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН – ОДИН ИЗ НАИБОЛЕЕ КАПИТАЛОЕМКИХ И САМЫЙ РИСКОВАННЫЙ ЭТАП РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ДЛЯ ЕГО УСПЕШНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ НЕОБХОДИМО ОСУЩЕСТВИТЬ КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ ТОЧНЫХ ДАННЫХ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ПОДХОДА И ЗАЧАСТУЮ НЕТРИВИАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССКАЗЫВАЮТ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЯХ, ПРИМЕНЯЕМЫХ СПЕЦИАЛИСТАМИ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЯ» ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

WELL CONSTRUCTION IS ONE OF THE MOST CAPITAL-INTENSIVE AND RISKIEST STAGES OF FIELD DEVELOPMENT. FOR ITS SUCCESSFUL IMPLEMENTATION, IT IS NECESSARY TO CARRY OUT A SET OF MEASURES THAT REQUIRE OBTAINING ACCURATE DATA, AN INDIVIDUAL APPROACH AND OFTEN NON-TRIVIAL SOLUTIONS. THE AUTHORS OF THE ARTICLE TALK ABOUT TECHNOLOGICAL SOLUTIONS USED BY SPECIALISTS OF GAZPROMNEFT-ZAPOLYARYE LLC WHEN CONSTRUCTING WELLS IN DIFFICULT GEOLOGICAL CONDITIONS

Ключевые слова: строительство скважин, геолого-разведочные работы, бурение, эксплуатационная скважина, гидродинамический каротаж.

Процесс строительства скважины включает ряд отличий на каждом из этапов. Особую актуальность приобретает вопрос применения наукоемких технологий в случаях, когда речь идет о разработке месторождений со сложным геологическим строением и расположением в особенных климатических и географических условиях. Одно из таких – Чаюдинское НГКМ. Это крупнейшее месторождение Якутии с аномально низким пластовым давлением и температурой пласта, содержит 263 млн тонн высоковязкой, сернистой нефти. Добыча таких трудноизвлекаемых запасов, осложненных, помимо прочего, наличием газовой шапки, требует применения особых методов и технологий.

Специалисты «Газпромнефть-Заполярье» совместно с экспертами «Газпром нефти» сформировали портфель решений, делающих процесс добычи ТРИЗ эффективным в любых геологических условиях.

Чтобы максимально снизить риски и затраты, при строительстве скважин специалисты предприятия проводят комплексный, системный анализ результатов разведки и добычи, включая материалы лабораторных исследований ядра и пластовых флюидов. Эффективность проекта на этапе строительства скважины во многом зависит от оптимального подбора технологических решений и программы исследований, определяемых геологическими задачами, что предполагает

индивидуальный подход к каждой скважине. Специалисты проводят круглосуточный мониторинг и контроль качества поступающих данных, – по керну, опробованию пластов с отбором проб в пилотных стволах и достижению плановой проходки по коллектору, вовлечению всего разреза целевого интервала бурением горизонтальной секции, – и при необходимости вносят оперативные корректировки по мере получения новой геологической информации в процессе бурения эксплуатационных скважин.

Остановимся подробнее на вызовах, с которыми пришлось столкнуться специалистам «Газпромнефть-Заполярье» при разработке Чаюдинского НГКМ – от геологоразведки до непосредственной добычи углеводородов – и методах, позволяющих оптимизировать производственные процессы.

Сложные геологические условия

Мониторинг добычного потенциала

Бурение горизонтальных эксплуатационных скважин в геологических условиях, осложненных наличием в разрезе интрузивных тел, а также разветвленной сетью разрывных нарушений, связано с существенными рисками катастрофических поглощений и вероятностью неконтролируемых газонефтеводопроявлений. Для их минимизации при планировании траектории каждой скважины уточняются границы интрузивных тел в районе бурения с учетом возможных погрешностей, а для пересекаемых разрывных нарушений оценивается давление их активации с использованием постоянно актуализируемой геомеханической модели месторождения.

Высокая степень расчлененности и неоднородности продуктивных пластов в комплексе с малой плотностью фонда разведочных скважин и слабой корреляцией фильтрационно-емкостных свойств с данными сейсморазведочных работ в 3D приводит к объективно низкой прогнозной способности геологической модели. Поэтому при сопровождении бурения скважин в дополнение к геонавигации, оперативной интерпретации материалов геофизических исследований и

обновлению геологической модели в «Газпромнефть-Заполярье» проводится оперативный мониторинг добычного потенциала скважины и эффективности выбранных на этапе планирования конструкции и схемы заканчивания. Также при существенном отличии разреза, вскрываемого в транспортной секции эксплуатационной скважины, от первоначального прогноза

Отложения продуктивных пластов представлены дельтовым комплексом фаций, сформировавшихся в условиях пролювиальных и приливно-отливных процессов, который осложнен врезанными долинами. Отложения русловых песчаников врезанных долин нарушают последовательность дельтовых отложений, размывая их при своем формировании. Они встречаются по разрезу хаотично, без тенденций к прогнозированию, что существенно осложняет изучение геологического строения

как в части структуры и рисков преждевременного обводнения, так и по фильтрационно-емкостным свойствам, назначение ствола корректируется на мини-пилотный, изучается весь разрез с последующим выбором оптимального интервала проводки горизонтальной скважины.

Комплексный анализ

Множественные процессы вторичных преобразований продуктивных коллекторов существенно расширяют спектр встречающихся в разрезе литотипов. Поэтому использование базовых методик существенно искажает результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин и снижает достоверность прогноза добычных характеристик на основе геологического и гидродинамического моделирования. Для решения этой задачи на предприятии проводят комплексный анализ всех имеющихся материалов геофизических исследований, результатов гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле, а также данных гидродинамических исследований и динамики работы ранее пробуренных скважин. Так, на первом этапе производится расчленение разреза по материалам ГИС на основании граничных значений, определенных по результатам исследований ядра, с дальнейшей калибровкой петрофизических зависимостей с результатами ГДК/ОПК в пилотных стволах и ГДИС.

Сокращение сроков строительства скважин на этапе бурения

По мере накопления опыта бурения скважин в различных условиях, а также постоянной актуализации геомеханической и геологической моделей месторождения, специалисты

«Газпромнефть-Заполярье» успешно реализовали мероприятия, направленные на сокращение сроков и стоимости строительства скважин. К ним, в частности, относится отказ от крайней срезки на боковой ствол при бурении скважин по конструкции «фишбон», что позволило сократить время более чем на 18 часов, при этом все возложенные на скважину геологические задачи в части обеспечения охвата и добычного потенциала были полностью выполнены.

Еще одним эффективным методом стала практика отбора ядра четырехсекционными керноотборными снарядами, позволяющая сократить количество спуско-подъемных операций и общего времени, затраченного на строительство.

Аналитический инструмент сопровождения бурения для сокращения затрат

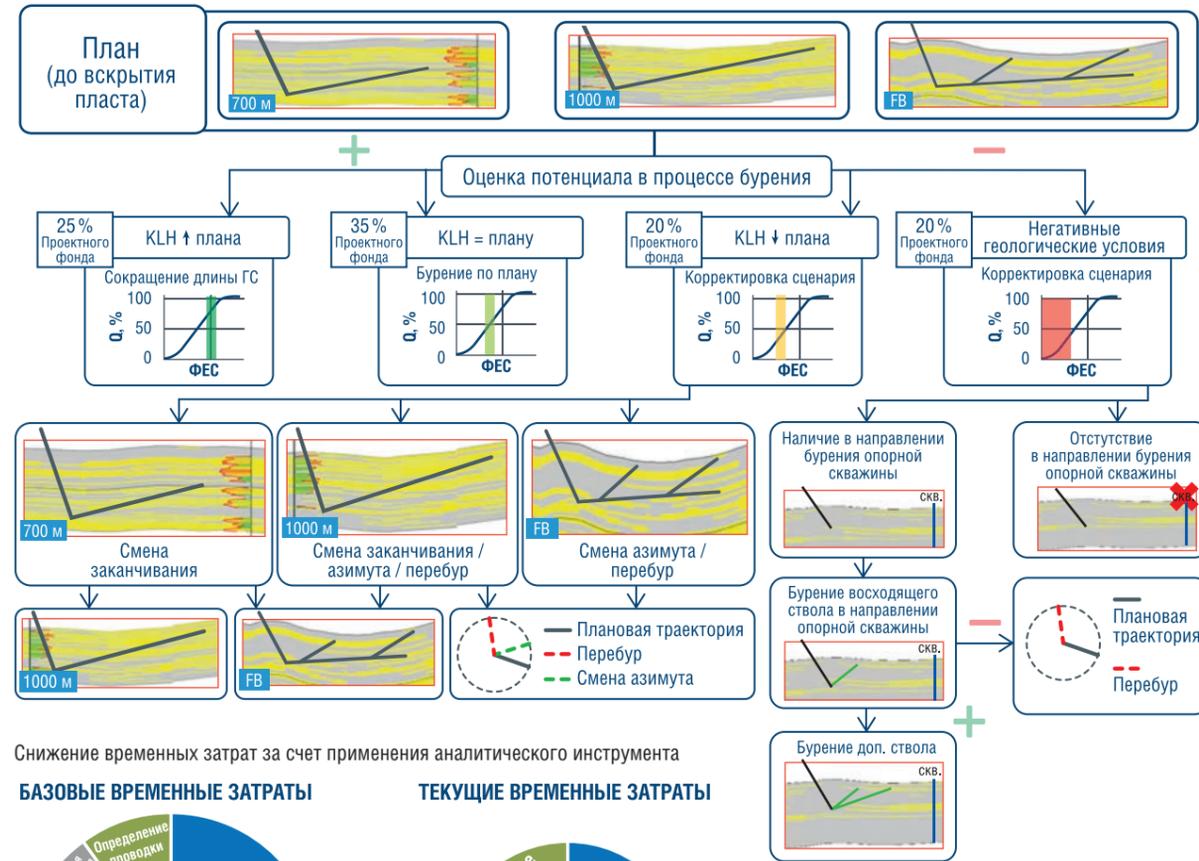
В связи с тем, что из-за литологических и вторичных изменений ЧНГКМ, как и другие активы Восточной Сибири, отличается неоднородным геологическим разрезом и слабой предсказуемостью, перед специалистами стоит задача оперативной оценки достижения геологического потенциала и принятия решений в ходе бурения. Для этого был создан аналитический инструмент.

Он представляет собой блок-схему решений, которую применяют непосредственно в процессе

УДК 622.24



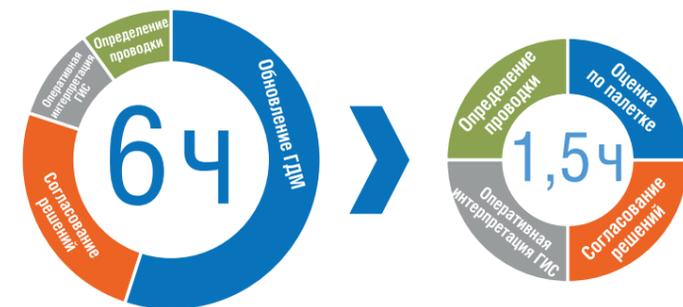
РИСУНОК 1. Пример блок-схемы принятия решений



Снижение временных затрат за счет применения аналитического инструмента

БАЗОВЫЕ ВРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ

ТЕКУЩИЕ ВРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ



бурения. Достижение потенциала оценивается с помощью заранее рассчитанного геологического потенциала для каждого сценария бурения, помогающего определить дебит скважины в зависимости от длины ГС и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. Помимо оперативной оценки достижения геологического потенциала аналитический инструмент позволяет экономить время за счет упрощения процесса принятия решений и их согласования со всеми контрагентами (рис. 1).

Использование аналитического инструмента состоит из четырех этапов. На первом определяется набор геологических параметров, влияющих на стартовый дебит скважины, и диапазон их неопределенности. Технологические параметры при этом фиксируются. На втором этапе на секторной

гидродинамической модели (ГДМ) проводятся многовариантные расчеты с целью оценки дебитов для всего возможного диапазона значений геологических параметров. На третьем этапе рассчитывается влияние каждого геологического параметра на дебит скважины. А на четвертом – создаются графики зависимости геологического параметра от дебита. Успешное применение аналитического инструмента можно рассмотреть на примере бурения скважины **26.

Изначальной конструкцией скважины был стандартный ГС 750 м с восходящим профилем. При достижении точки T2 аналитический расчет показал значительное недостижение дебита в сравнении с плановым показателем. Для достижения запланированного дебита, принято решение о бурении бокового ствола с целью вовлечения

ранее не дренируемых пропластков. Эти действия привели к вскрытию коллектора с высокими ФЕС, расчеты на инструменте показали достижение целевого дебита. В итоге в ходе ГДИ был получен дебит, заметно превысивший плановый.

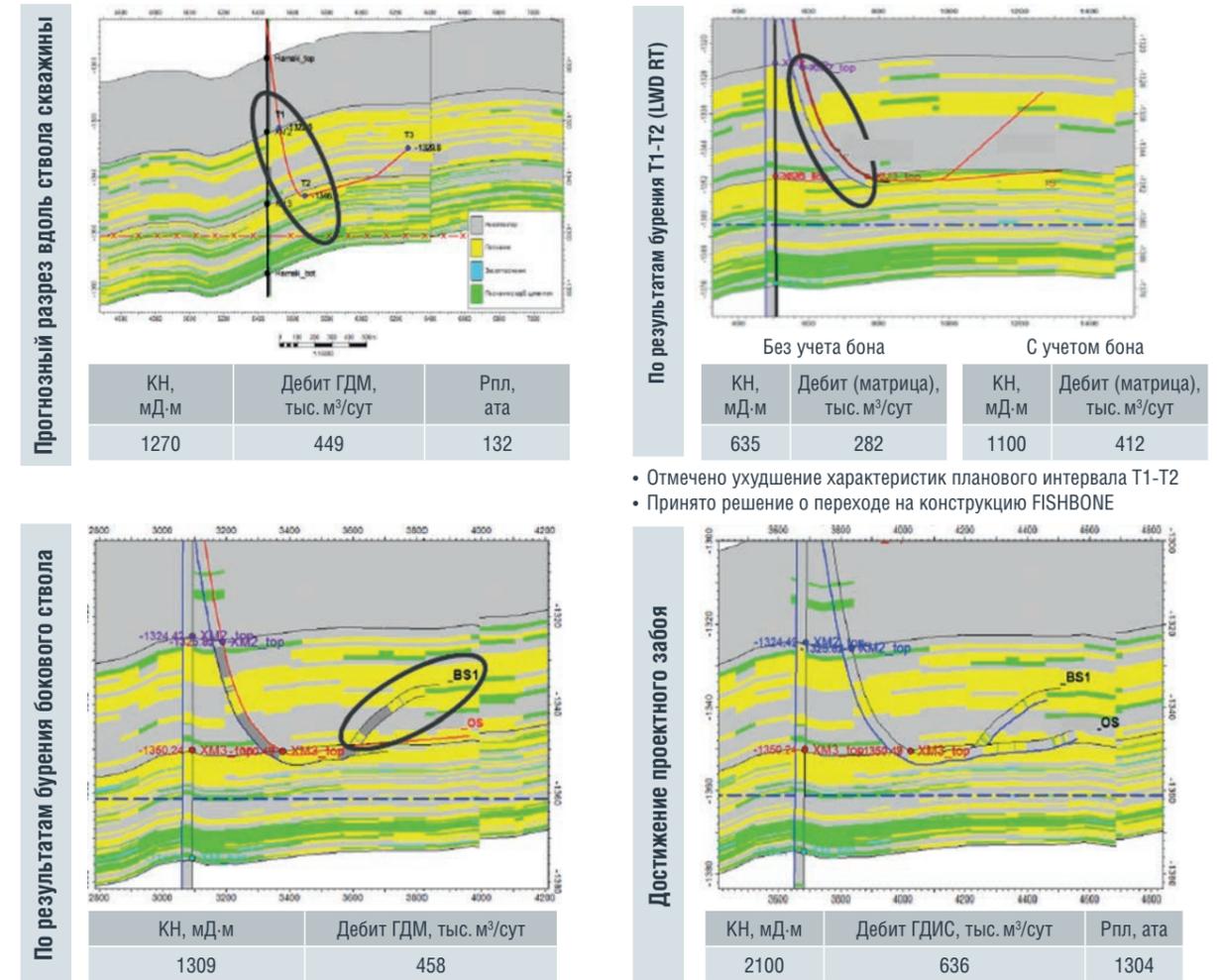
Прогнозирование дебита

Из-за вторичных изменений (засолонения отложений) определить однозначную зависимость проницаемости от пористости не удалось (рис. 3), разброс значений Кпр при одном значении пористости может достигать 3–4 порядков.

Для решения задачи корректного прогнозирования дебитов использовали зависимость Кпр (Кп), полученную в результате адаптации гидродинамической модели к итоговым данным ГДИ.

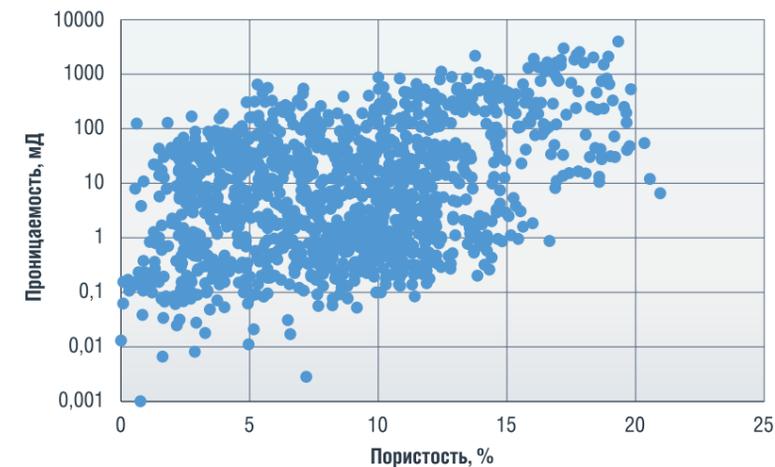
Зачастую адаптация гидродинамической модели проходит путем внесения в модель локальных множителей проницаемости или других параметров. Такой подход, несомненно, помогает корректно воспроизвести в ГДМ поведение фактических скважин, однако он не позволяет повысить прогнозную способность модели, поскольку

РИСУНОК 2. Пример успешного применения аналитического инструмента при бурении скважины **26



- Отмечено ухудшение характеристик планового интервала T1-T2
- Принято решение о переходе на конструкцию FISHBONE

РИСУНОК 3. Проницаемость пласта по керновым данным



не всегда есть однозначное представление о том, как именно распространять эти множители в неразбуренные участки пласта. Для подбора зависимости Кпр (Кп) производилась адаптация ГДМ к данным ГДИ с целью добиться максимально возможного

совпадения расчетных дебитов с фактическими при максимальных режимах. Контроль скважин осуществлялся по фактическому Руст, VFP-таблицы построены индивидуально для каждой скважины по результатам адаптации моделей скважин к данным ГДИ.

В ходе адаптации была подобрана зависимость Кпр (Кп), позволившая наилучшим образом воспроизвести фактические дебиты в ГДМ (рис. 4).

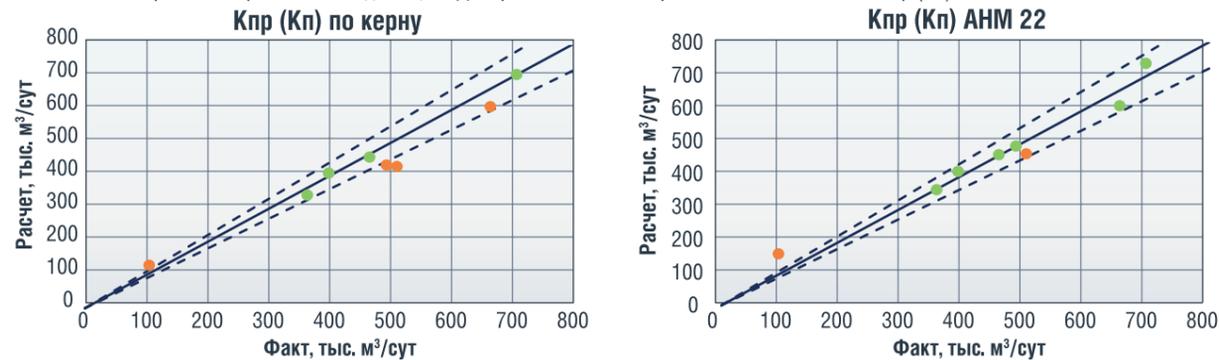
Как видно из рисунка 4, для большинства зон полученная зависимость позволила воспроизвести дебит и для новых скважин, пробуренных после ее получения. Таким образом, прогнозная способность модели подтвердилась фактом бурения.

Решение проблемы шероховатости

Помимо геологических неопределенностей, в ходе анализа были выявлены и технологические неопределенности. Наиболее важные из них – гидравлические потери в вертикальном стволе.

В ходе адаптации моделей скважин к результатам ГДИ было выявлено повышенное значение шероховатости стенок НКТ. Среднее значение шероховатости составляет

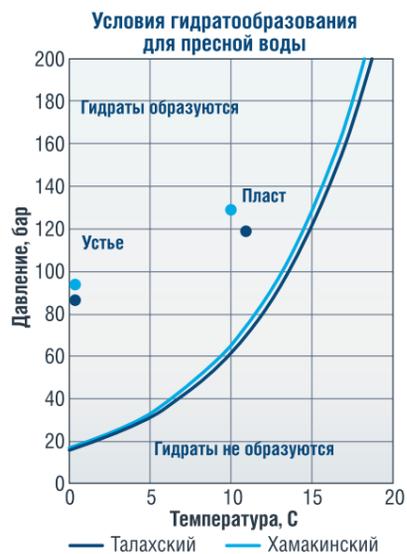
РИСУНОК 4. Сравнение кросс-плотов адаптации ГДМ при использовании различных зависимостей Кпр (Кп)



около 0,25 мм, но по отдельным скважинам она превышает 0,7 мм.

Наиболее вероятными причинами повышенной шероховатости в условиях Чайндинского НГКМ являются: гидратообразование, налипание остатков бурового раствора на стенки НКТ и плохое состояние НКТ (ржавчина, механические неровности).

РИСУНОК 5. Кривая гидратообразования для талахского и хамакинского горизонтов



Как было отмечено выше, Чайндинское НГКМ, как большинство месторождений Восточной Сибири, отличается аномально низкой пластовой температурой. Это приводит к тому, что по термобарическим условиям пласты уверенно находятся в зоне гидратообразования (рис. 5) для пресной воды. Хотя пластовая вода отличается высокой минерализацией и не приводит к образованию гидратов, в самом газе всегда присутствует некоторое количество водяного конденсата, который, выпадая из газа в ходе

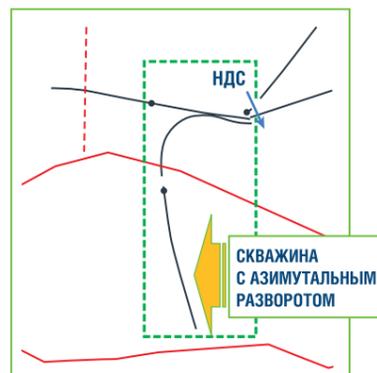
эксплуатации скважин, немедленно образует газогидраты.

В ходе ПГИ и видеоконтроля были обнаружены скопления остатков бурового раствора в горизонтальном стволе скважины. В ходе эксплуатации эти загрязнения выносятся восходящим потоком газа в НКТ и оседают на ее стенках, создавая тем самым дополнительную шероховатость.

Плохое состояние некоторых труб обусловлено хранением их на открытом воздухе и подтверждено визуальным осмотром. Согласно проведенным в последние годы исследованиям, при нахождении труб НКТ на открытом воздухе шероховатость увеличивается в 2–3 раза за год и до 5 раз за два года, что приводит к потере дебита до 20%. По данным специалистов предприятия, средняя шероховатость 0,25 мм приводит к потере дебита в 20–30% в сравнении с «чистыми» НКТ с шероховатостью 0,05 мм. Поэтому для прогноза дебита проектных скважин задают среднее по фактическому фонду значение шероховатости.

Для борьбы с загрязнением стенок НКТ рассматриваются различные варианты обработок.

РИСУНОК 6. Скважина с азимутальным разворотом



В ходе отдельных проб кислотно-метанольным составом было отмечено уменьшение шероховатости до 5 раз с приростом дебита до 30%.

Высокие потери при трении в вертикальном стволе также накладывают определенные ограничения на подходы к бурению и планированию траекторий скважин.

Так, в ходе анализа фактических и проектных скважин было выявлено, что увеличение длины НКТ на 500 м при прочих равных ведет к снижению дебита скважины до 7%. В связи с этим при планировании траекторий скважин необходимо стремиться избегать неоправданного удлинения скважины, прежде всего скважин с азимутальным разворотом (рис. 6).

Вывод

Современная конъюнктура рынка, а также тенденция на усложнение структуры остаточных запасов диктует необходимость разработки новых и модернизации существующих технологических подходов к эксплуатационному бурению, которые позволят обеспечить экономическую эффективность добычи трудноизвлекаемых запасов. Сейчас на основании собственного и мирового опыта «Газпромнефть-Заполярье» совместно с экспертами из «Газпром нефти» сформирован обширный портфель готовых технологических решений для различных геологических условий, успешно тиражируемый на новые активы компании. В качестве дальнейшего развития ведутся работы по автоматизации повседневных рутинных процессов, что в конечном итоге позволит повысить эффективность используемых ресурсов. ●

KEYWORDS: well construction, geological exploration, drilling, production well, hydrodynamic logging.



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



БИОПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

для интенсификации добычи нефти



▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

ОСОБУЮ ЗНАЧИМОСТЬ ПРИОБРЕТАЕТ РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ЭТОТ РАЙОН СПЕЦИФИЧЕН НЕ ТОЛЬКО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ И ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, НО И ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ НЕТРАДИЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ БИОПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ. В КАЧЕСТВЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ БЫЛ ВЫБРАН УЧАСТОК ПОКАМАСОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НА КОТОРОМ ПОЛУЧЕН ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ ОТ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН БИОПОЛИМЕРОМ. ПРОВЕДЕННЫЕ РАСЧЕТЫ И СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПО УЧАСТКУ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕГО РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД

THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA IS OF PARTICULAR IMPORTANCE. THIS AREA IS SPECIFIC NOT ONLY IN TERMS OF NATURAL-CLIMATIC AND MINING-GEOLOGICAL CONDITIONS, BUT ALSO IN TERMS OF THE INTRODUCTION OF NEW UNCONVENTIONAL TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF MULTI-LAYER DEPOSITS. ONE OF THE PROMISING METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY IN WESTERN SIBERIA IS THE USE OF BIOPOLYMER FLOODING. AN AREA OF THE POKAMASOVSKOE OIL FIELD WAS CHOSEN AS THE OBJECT OF STUDY, WHERE A POSITIVE EFFECT WAS OBTAINED FROM TREATING WELLS WITH A BIOPOLYMER. ONE OF THE PROMISING METHODS FOR INCREASING OIL RECOVERY IN WESTERN SIBERIA IS THE USE OF BIOPOLYMER FLOODING. AN AREA OF THE POKAMASOVSKOE OIL FIELD WAS CHOSEN AS THE OBJECT OF STUDY, WHERE A POSITIVE EFFECT WAS OBTAINED FROM TREATING WELLS WITH A BIOPOLYMER. THE CALCULATIONS AND COST ASSESSMENT OF OPTIONS FOR USING BIOPOLYMER FLOODING AT THE SITE INDICATE THE TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF ITS DEVELOPMENT USING AN ADDITIONAL INCOME TAX

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: экономическая оценка, вариант разработки месторождения, доход недропользователя, доход государства, биополимерное заводнение, коэффициент нефтеотдачи.

Богаткина Юлия Геннадьевна

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, к.т.н., в.н.с.

Применение биополимерного заводнения предназначено для воздействия на различные пласты с трудноизвлекаемыми запасами, средняя проницаемость которых более 10–20 миллидарси. Наиболее эффективно применение биополимерных композиций на объектах с сильно выраженной неоднородностью, как по толщине, так и по простиранию.

Композиции на основе биополимера могут использоваться для объектов нефтедобычи с пластовой температурой до 120 °С. Коллектор как терригенный, так и карбонатный [1–4].

Биополимерные составы могут использоваться для выполнения следующих видов работ:

- закачка композиций для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, перераспределение фильтрационных потоков и вовлечение в эксплуатацию неработающих пропластков;
- селективная изоляция водопритока в эксплуатационных скважинах;
- ликвидация заколонных перетоков;
- повышение эффективности вскрытия пласта.

УДК 004:330.322:622.276

Как известно, нефтяные пласты Западной Сибири имеют весьма неоднородное строение, как по площади, так и по высоте залегания. При закачке воды в слоисто-неоднородные коллекторы происходит ее быстрый прорыв по наиболее высокопроницаемым пропласткам, вызывая быстрое обводнение добываемой продукции.

Отрицательное влияние неоднородности на эффективность заводнения пласта существенно усиливается с ростом вязкости нефти.

Вследствие ранних прорывов воды, несмотря на значительное количество неизвлеченной нефти, добыча становится экономически невыгодной.

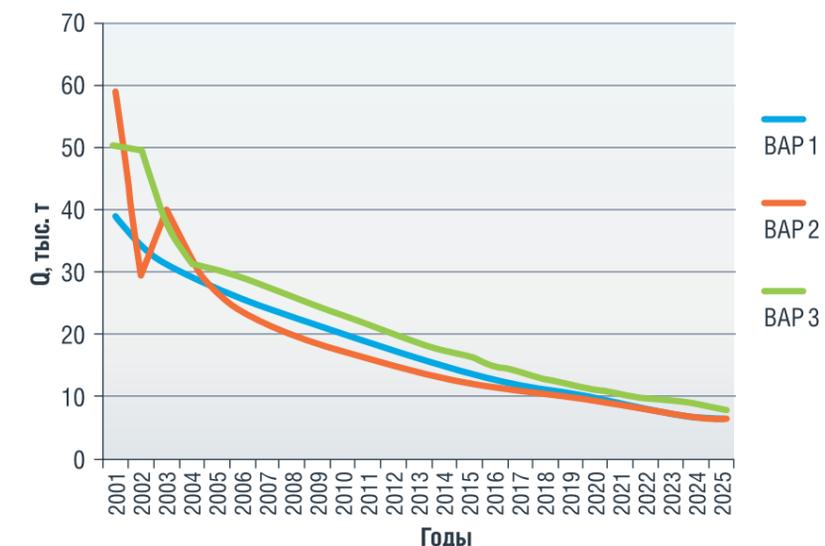
Изменяя свойства закачиваемой воды таким образом, чтобы уменьшить ее подвижность, и улучшая тем самым охват нефтяного пласта воздействием, повышаются показатели разработки, а именно – снижение обводненности, увеличение темпов извлечения нефти и повышение нефтеотдачи.

Физической основой применения полимеров для заводнения нефтяных пластов является их способность весьма существенно снижать подвижность нагнетаемой в пласт воды (в 2–10 раз при концентрации полимера в воде 0,01–0,1%), хотя вязкость при этом возрастает не столь заметно. Такая пониженная проводимость пористой среды может сохраняться и после замещения полимерного раствора водой (остаточное сопротивление).

При закачке полимера в наиболее промытые участки пласта за счет гелеобразования происходит увеличение фильтрационного сопротивления, и закачиваемая вода начинает двигаться в участки пласта, ранее не охваченные заводнением. Тем самым повышается нефтеотдача.

Преимущество биополимеров, наряду с высокой температурной устойчивостью, состоит в их более высокой способности противостоять высоким механическим нагрузкам, возникающим при движении полимерного раствора через насосы, колонну НКТ и прискважинное пространство [1–4].

РИСУНОК 1. Динамика добычи нефти на нефтяном участке Покамасовского месторождения по трем вариантам



Отличительной особенностью российского биополимера является экспериментально подтвержденная возможность его использования в виде постферментационной жидкости (товарная форма Продукт БП-92). Последнее обстоятельство имеет принципиальное значение. Исключение стадий выделения и сушки при производстве биополимера обеспечивает многократное снижение себестоимости. Кроме того, такая технология производства позволяет сохранить ряд полезных свойств раствора, необратимо утрачиваемых при традиционных способах выделения сухого биополимера из постферментационной жидкости.

Цель этой обработки – создать в призабойной зоне и пласте высоковязкий (гелеобразный) состав, заполняющий наиболее промытые фильтрационные каналы и заставляющий закачиваемую затем воду двигаться в неохваченные заводнением участки пласта. Условная вязкость образующегося в пласте геля примерно в 10 000 раз выше, чем вязкость воды. Такое существенное снижение фильтрационной проводимости заставляет нагнетаемую в пласт воду искать новые пути фильтрации, двигаться в участки пласта, ранее неохваченные заводнением, то есть увеличивать охват пласта воздействием.

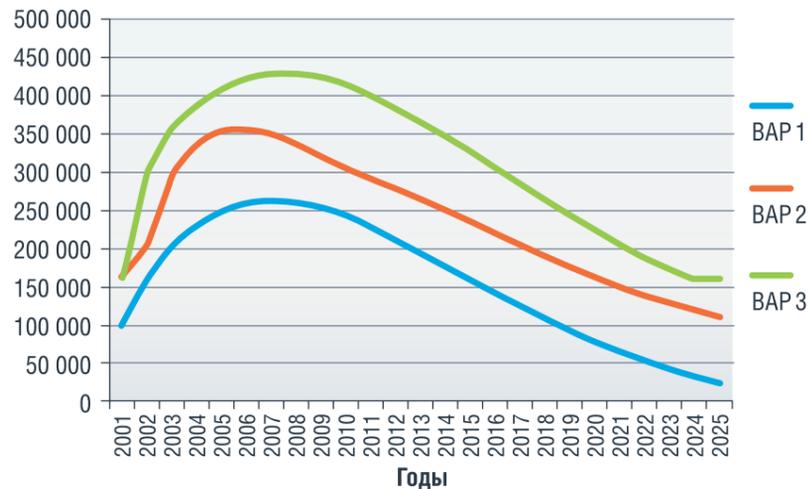
На основе биополимера БП-92 были разработаны различные композиции и технологии их применения как для закачки в нагнетательные скважины (с целью изменения направления фильтрационных потоков), так и для воздействия на призабойную зону добывающих скважин (для ограничения водопритока), учитывающие тип коллектора, температуру, свойства пластовых вод и т.п.

Полимерные композиции обладают следующими свойствами:

- имеют низкие значения вязкости в процессе закачки, в то время как в пластовых условиях их вязкость многократно увеличивается;
- проникают только в высокопроницаемые, высокообводненные пропластки, не изменяя при этом фильтрационных характеристик низкопроницаемой нефтенасыщенной зоны пласта [5].

На опытном участке Покамасовского месторождения ведутся работы по продлению безводного периода эксплуатации скважин и, как следствие, повышению коэффициента нефтеотдачи. Месторождение относится к старым объектам со снижающейся добычей, для которого была проведена экономическая оценка только остаточных извлекаемых запасов [6].

РИСУНОК 2. Динамика ЧДД по вариантам с применением НДС



На этом участке был получен положительный эффект от обработки скважин биополимером, а также имелись фактические данные об улучшении технологических показателей с начала разработки. Геолого-физические характеристики на этом участке близки к геолого-физическим характеристикам пласта в целом. Для выбранного участка осуществлено гидродинамическое компьютерное моделирование с воспроизведением динамики технологических показателей по различным вариантам с применением биополимерного заводнения.

Для экономической оценки технологических решений использованы динамическая модель расчета экономических показателей вариантов оценки разработки нефтяных месторождений.

Экономическая оценка освоения месторождения с применением биополимерного заводнения была проведена по трем вариантам:

- базовому с закачкой воды (ВАР 1);
- с одноразовой закачкой биополимера (ВАР 2);
- с постоянной закачкой биополимера (ВАР 3).

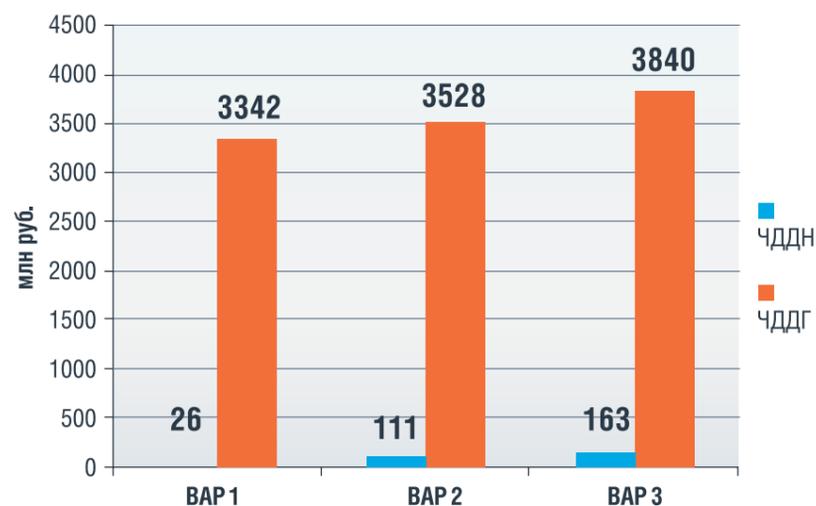
Экономические расчеты по указанным вариантам выполнены на основании технологических показателей, представленных в динамике на рисунке 1.

Варианты остаточных запасов нефти Покамасовского

месторождения оценены по накопленной величине дисконтированных потоков денежной наличности, которые рассчитываются как дисконтированная разность между выручкой от продажи нефти на внутреннем и внешнем рынках и предстоящими затратами на добычу, включая налоговые отчисления. Все затраты и ставки налоговых отчислений были приняты на начало 2022 года. Экономическая оценка эффективности освоения нефтяного участка была получена равными долями при реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках.

На рисунке 2 показана динамика чистого дисконтированного дохода недропользователя

РИСУНОК 3. Значения накопленного ЧДД и ЧДДГ по вариантам с применением НДС



(ЧДДН) по вариантам с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [7, 8].

На рисунке 3 показаны накопленные значения чистого дисконтированного дохода недропользователя (ЧДДН) и чистого дисконтированного дохода государства (ЧДДГ) по вариантам с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [7, 8].

Результаты экономических расчетов показывают, что эксплуатация участка с применением НДС по первому варианту нерентабельна, а по остальным двум вариантам находится на грани экономической рентабельности.

В связи с этим был осуществлен переход от применения НДС на применение налога на дополнительный доход (НДД) с девятого года разработки, когда выработка запасов превысила 80%. Данный налоговый маневр показал значительное повышение ЧДДН при незначительном снижении чистого дисконтированного дохода государства (ЧДДГ), что позволило считать последние два варианта рентабельными и рекомендовать их к рассмотрению (рис. 4, 5). При этом первый технологический вариант остался на грани экономической рентабельности.

На рисунке показана динамика ЧДДН по вариантам

РИСУНОК 4. Динамика ЧДДН по вариантам с применением НДД

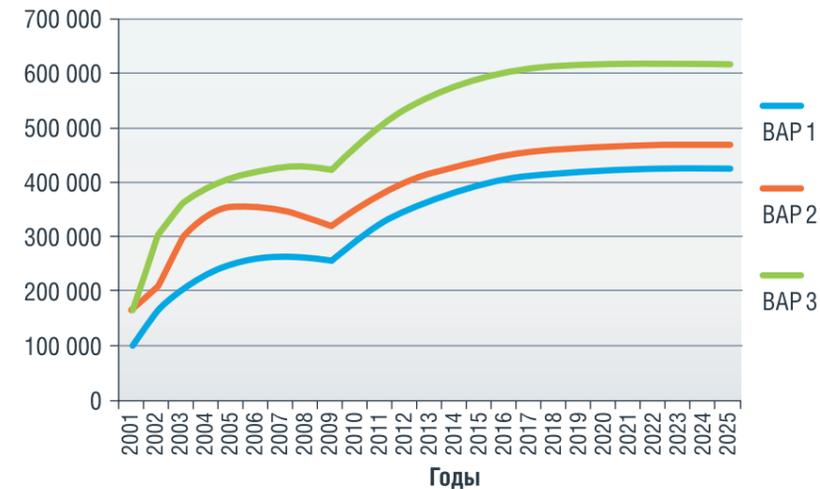
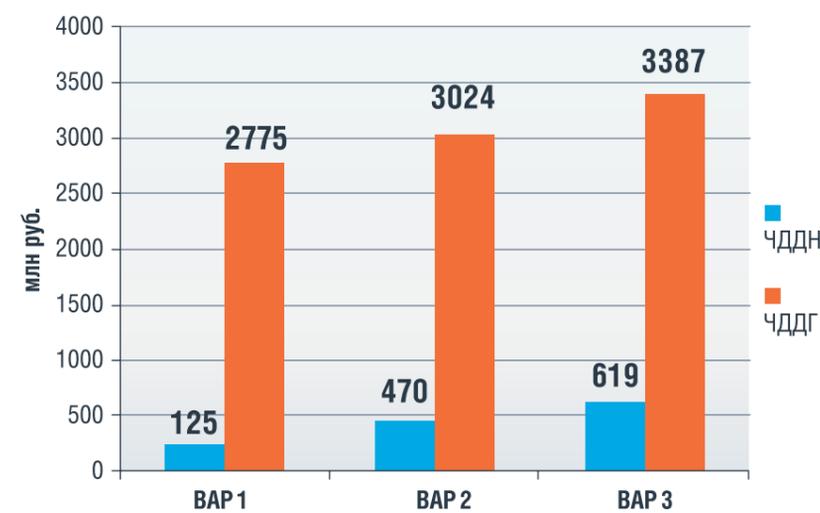


РИСУНОК 5. Значения ЧДДН и ЧДДГ по вариантам с применением НДД



с применением налога на дополнительный доход (НДД) [7, 8].

Отметим, что первый вариант при всех условиях налогообложения находится на грани экономической рентабельности. Применение налогового маневра показало, что по вариантам 2 и 3 закачка биополимера является эффективной. Коэффициент извлечения нефти по варианту 2 составляет 0,344, а по варианту 3 составляет 0,408. Необходимо отметить, что по варианту 3 не только повышается конечный коэффициент извлечения нефти, но и значительно улучшается характеристика динамики добычи нефти (рис. 1). Прирост конечного коэффициента извлечения нефти по варианту 3 определяется относительно варианта 2 и составляет 0,064.

Проведенные расчеты и стоимостная оценка вариантов применения биополимерного заводнения с применением налогового маневра свидетельствуют о его технологической и экономической эффективности, а также о целесообразности широкого промышленного внедрения. При этом применение биополимерного заводнения позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти и увеличить добычу нефти.

Необходимо отметить, что применение биополимерного заводнения на месторождениях Западной Сибири с трудноизвлекаемыми запасами должно стимулировать использование низкодебитных скважин с продолжением срока

их эффективной эксплуатации и обеспечить дополнительные поступления в бюджет за счет налогов на финансовый результат. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. Подопригора Д.Г. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи / Д.Г. Подопригора, Р.Р. Бязров, Е.А. Христин // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14. – № 2. – URL: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf> DOI: 10.15862/37NZVN222.
2. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абирова, Е. Мазбаев // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 7–8. – С. 58–68.
3. Гумерова Г.Р. Технология применения шитых полимерных составов / Г.Р. Гумерова, Н.Р. Яржева // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2017. – № 2. – С. 63–79.
4. Галимов Р.И. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений / Р.И. Галимов. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2017. – № 40 (174). – С. 4–6. – URL: <https://moluch.ru/archive/174/44555/> (дата обращения: 14.06.2021).
5. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – Томск: ТПУ, 2006. – С. 76–83.
6. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М. – Наука, 2006 г., 134 с.
7. Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://nalog.garant.ru/fns/nk> (дата обращения: 2023.03.11).
8. Справочная информация ФНС РФ Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья. <https://www.nalog.gov.ru> (дата обращения: 2023.03.23).

KEYWORDS: economic assessment, field development option, subsurface user income, state income, biopolymer flooding, oil recovery coefficient.

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ

повышения нефтеотдачи пластов высоковязкой нефти

Для оценки возможности повышения нефтеотдачи одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выполнены комплексные исследования технологии совместной закачки горячей воды с оторочками многофункциональной химической композиции, разработанной ИХН СО РАН. Фильтрационные эксперименты выполнялись на составных моделях пласта в изотермических условиях при температурах 35 и 200 °С (стандартные образцы керны) и при ступенчатом увеличении температуры от 35 до 200 °С (полноразмерные образцы керны). Также выполнены промысловые испытания технологии на опытных участках изучаемого объекта. Результаты лабораторных и промысловых исследований термохимической технологии показали, что закачка химической композиции как при низких, так и при высоких температурах, способствует дополнительному вытеснению высоковязкой нефти за счет перераспределения фильтрационных потоков в пласте и доотмыва остаточной нефти

TO ASSESS THE POSSIBILITY OF INCREASING OIL RECOVERY FROM ONE OF THE FIELDS OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE, COMPREHENSIVE STUDIES OF THE TECHNOLOGY OF JOINT INJECTION OF HOT WATER WITH RIMS OF A MULTIFUNCTIONAL CHEMICAL COMPOSITION DEVELOPED BY THE INSTITUTE OF CHEMICAL SCIENCES SB RAS WERE CARRIED OUT. FILTRATION EXPERIMENTS WERE CARRIED OUT ON COMPOSITE RESERVOIR MODELS UNDER ISOTHERMAL CONDITIONS AT TEMPERATURES OF 35 AND 200 °C (STANDARD CORE SAMPLES) AND WITH A STEPWISE INCREASE IN TEMPERATURE FROM 35 TO 200 °C (FULL-SIZE CORE SAMPLES). ALSO, FIELD TESTS OF THE TECHNOLOGY WERE CARRIED OUT IN PILOT AREAS OF THE STUDIED OBJECT. THE RESULTS OF LABORATORY AND FIELD STUDIES OF THERMOCHEMICAL TECHNOLOGY SHOWED THAT INJECTION OF A CHEMICAL COMPOSITION, BOTH AT LOW AND HIGH TEMPERATURES, CONTRIBUTES TO THE ADDITIONAL DISPLACEMENT OF HIGH-VISCOSITY OIL DUE TO THE REDISTRIBUTION OF FILTRATION FLOWS IN THE FORMATION AND POST-WASHING OF RESIDUAL OIL

Ключевые слова: высоковязкая нефть, тепловые методы, лабораторные исследования, керн, фильтрационные исследования, модель пласта, многофункциональная химическая композиция, опытно-промышленные испытания.

Бондаренко Алексей Валентинович
начальник центра исследования керна и пластовых флюидов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», к.т.н.

Морозюк Олег Александрович
старший эксперт центра исследований керна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», к.т.н.

Калинин Станислав Александрович
начальник отдела специальных исследований, ООО «Газпромнефть НТЦ» ИЦ «Геосфера», к.т.н.

Скворцов Андрей Сергеевич
инженер 2-й категории Отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

Карманов Алексей Юрьевич
начальник Отдела проектирования и мониторинга разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

Мукаев Рашид Хасаньянович
главный инженер-технолог Отдела проектирования и мониторинга разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

Алтунина Любовь Константиновна
руководитель лаборатории коллоидной химии нефти, заслуженный деятель науки РФ, главный научный сотрудник, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти ИХН СО РАН, д.т.н.



В Тимано-Печорском регионе сконцентрированы достаточно большие запасы тяжелой нефти. На протяжении многих лет ведется промышленная разработка двух крупных месторождений тяжелой аномально вязкой нефти – Ярегского и Усинского (пермокарбонатная залежь), суммарные геологические запасы которых превышают 1 млрд т [1–2].

С целью повышения эффективности извлечения запасов сверхвязкой нефти на протяжении многих лет выполняются лабораторные и промысловые испытания различных технологий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет теплового воздействия (ТВ) в комбинации с различными химическими композициями [1–10]. В процессе закачки теплоносителя в продуктивном пласте происходит постепенный прогрев пластовой системы, при этом в зависимости от темпов ввода тепла, времени и расстояния от нагнетательной скважины происходит образование зон с различной температурой. С ростом температуры вязкость нефти снижается, увеличивается ее подвижность, что, в свою очередь, способствует продвижению нефти к забоям добывающих скважин. Распределение температурных зон в продуктивном пласте обуславливает распределение текущей нефте- и водонасыщенности. Как правило, в зоне с максимальной температурой остаточная нефтенасыщенность снижается до минимальной величины.

В условиях неоднородного и трещиноватого коллектора, насыщенного высоковязкой нефтью, в целях выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин остро встал вопрос необходимости разработки химического состава, который при совместной закачке с теплоносителем позволял бы достичь более равномерного охвата пласта тепловым воздействием. Институтом химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН) совместно с Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» была разработана многофункциональная химическая композиция (МФХК) «МИКА», которая при совместной закачке с горячей водой позволяет обеспечить увеличение конечного

КИН за счет увеличения нефтевытесняющей способности и выравнивания фильтрационных потоков в продуктивном пласте (увеличение охвата). В статье представлены результаты комплексных исследований, выполненных с целью внедрения новой термохимической технологии повышения нефтеотдачи на одном из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Геолого-промысловая характеристика объекта исследований

Залежь высоковязкой нефти представлена карбонатным трещинно-порво-кавернозным типом коллектора, осложненным наличием высокопроницаемых зон (суперколлекторов) и низкопроницаемой матрицей. Залежь располагается на глубинах 1,0–1,5 км. Этаж нефтеносности составляет до 300 м. Нефть вязкостью более 300 мПа·с в пластовых условиях преимущественно расположена в низкопроницаемой матричной части пласта, что, наряду с высокой неоднородностью и глубиной залегания, является дополнительным осложняющим фактором.

Естественные температурные условия пласта (начальная температура ниже 25 °С) не обеспечивают необходимой подвижности нефти, что затрудняет ее приток в скважины. Фактические показатели разработки залежи показывают, что приуроченность залежи к трещиноватым, слоисто-неоднородным коллекторам является причиной низкого вовлечения пласта в разработку, активного обводнения продукции скважин и низкой выработки запасов.

За более чем сорокалетний период разработки обводненность продукции скважин достигла более 80%, а коэффициент извлечения нефти (КИН) составил всего 0,11 д. ед. Для повышения нефтеотдачи пласта на залежи применяются технологии теплового воздействия: площадная закачка пара и пароциклические обработки скважин. С целью повышения эффективности применения тепловых методов была организована работа

по разработке, тестированию и промышленному испытанию различных химических составов, которые в комбинации с теплоносителем позволяют снизить приток воды в добывающие скважины и увеличить охват пласта тепловым воздействием в условиях неоднородного, трещиноватого коллектора.

Многофункциональная химическая композиция

При освоении запасов высоковязкой нефти в Тимано-Печорском регионе в различном масштабе применялись различные технологии, основанные на закачке в пласт химических и термохимических реагентов с разными механизмами воздействия [6–9]. В таблице 1 представлена информация о некоторых технологиях, которые успешно апробированы в промысловых условиях за последние несколько лет.

В 2018–2019 годах в рамках сотрудничества между филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» и ИХН СО РАН выполнялась научно-исследовательская работа по созданию новой многофункциональной химической композиции (МФХК), предназначенной для повышения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти. Полученная композиция «МИКА» разработана на основе системы «ПАВ – борная кислота – карбамид – глицерин – AlCl₃ – нитрат аммония – вода». В зависимости от задач и условий применения, свойства композиции могут регулироваться за счет изменения концентрации входящих в нее компонентов. В таблице 2 приведены основные свойства различных вариантов МФХК «МИКА».

Эффект от применения МФХК «МИКА» заключается в частичной блокировке высокопроницаемых, обводнившихся каналов (за счет увеличения вязкости агента закачки), снижении скорости прорыва воды, выравнивании фронта вытеснения нефти и, как следствие, увеличении охвата пласта. Также за счет закачки ПАВ (в составе композиции) снижается межфазное натяжение и изменяется смачиваемость коллектора, что способствует доотмыву остаточной нефти и увеличению КИН.

ТАБЛИЦА 1. Результаты применения химических и термохимических композиций в Тимано-Печорском регионе

Название	Назначение	Дата проведения работ	Масштаб	Объем закачки, м³/скв.	Результат	Длительность эффекта, мес.
ГАЛКА-С + НИНКА	Для увеличения нефтеотдачи залежей ВВН в низкопроницаемых и неоднородных коллекторах с тепловым воздействием	2008–2011	41 скв.	100–220	Увеличение дебитов нефти на 4–12 т/сут., снижение обводненности на 2–5%. Доп. добыча нефти – 100 тыс. тонн.	> 3
ИХН-ПРО	Для увеличения нефтеотдачи залежей ВВН с низкой проницаемостью без теплового воздействия	09.2014	5 скв.	20–37	Средний дебит по 5 скв. вырос в 4 раза	6
ГБК		05–07.2014	10 скв.	30–50	Увеличение дебита нефти на 5–15 т/сут. Суммарная дополнительная добыча нефти более 15 тыс. т	9
ГАЛКА-НТ	Для увеличения нефтеотдачи залежей ВВН с низкой температурой без теплового воздействия	09–10.2014	3 скв.	40–120	Увеличение дебитов нефти в 1,4–3,8 раза	4
НИНКА-3	Для увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов с высокой температурой и увеличения эффективности тепловых методов для залежей ВВН	06–07.2014	5 скв.	80–110	Снижение обводненности, суммарная дополнительная добыча нефти более 50 тыс. т	> 6
МЕТКА	Для увеличения нефтеотдачи, ограничения водопритока и предотвращения прорывов газа	08.2014	5 скв.	19–95	Снижение обводненности, дополнительная добыча нефти 100–500 т/скв.	≤ 6
ПСБ		10–12.2015	5 скв.	нет данных	Средняя дополнительная добыча нефти около 1300 т/скв.	до 14
МЕГА		10–12.2016	5 скв.	80–120	Снижение обводненности на 12–40%, увеличение дебита нефти в 3 раза, суммарная дополнительная добыча нефти более 9 тыс. т	> 12

ТАБЛИЦА 2. Основные свойства МФХК «МИКА»

Вариант композиции	МИКА-1	МИКА-2	МИКА-3
Назначение	Универсальная, для широкого диапазона температур от 23 до 200 °С	Для зон с низкими температурами	Для зон с высокими температурами
pH, ед. pH	2,8–3,1	2,5–2,7	3,1–3,2
Вязкость, мПа·с • раствора • золя	3,2–4,6 133–295	39,3–78,6 329–345	5,3–6,9 163–233
Плотность, кг/м³	1187–1204	1229–1279	1207–1225
Температура замерзания, °С	- 34	- 36	- 42

Лабораторные исследования

С целью оценки эффективности применения МФХК «МИКА» в комбинации с тепловыми методами (горячей водой) для увеличения

нефтеотдачи пластов, насыщенных высоковязкой нефтью, были выполнены предварительные исследования «в свободном объеме», оценка коррозионной

активности химической композиции, а также серия фильтрационных экспериментов на керновом материале.

Для проведения фильтрационных испытаний была разработана специальная методика исследований, которая включала в себя проведение экспериментов на составных моделях пласта по оценке коэффициентов вытеснения нефти ($K_{\text{выт}}$) при попеременной закачке горячей воды и МФХК «МИКА-1» в изотермических условиях при температурах 35–200 °С (диапазон температур соответствует разной степени прогрева изучаемого пласта). Один из экспериментов выполнялся на составной модели из полноразмерных образцов (длиной около 0,5 м) при ступенчатом повышении температуры от 35 до 200 °С, вытеснение нефти длилось более одного месяца.

ТАБЛИЦА 3. Свойства пластовых и модельных флюидов

Свойства	Плотность, кг/м³			Динамическая вязкость, мПа·с				
	25	35	200	25	35	90	150	200
Температура, °С	25	35	200	25	35	90	150	200
Давление, МПа	12	12	12	12	12	12	12	12
Дистиллированная вода	–	–	–	–	0,72	0,32	0,19	0,14
Пластовая вода	1064	–	–	1,06	–	–	–	–
Модель пластовой воды	1062	1059	875	1,06	1,05	–	–	0,16
Дегазированная нефть	972,4	–	–	3250	–	–	–	–
Рекомбинированная проба нефти	951,5	946,1	857,3	890,1	282,3	–	–	2,1

ТАБЛИЦА 4. Параметры керновых моделей для проведения исследований

№ керновой модели	Длина, L, мм	Ср. диаметр, D, мм	Коэффициент газопроницаемости, $K_{\text{пр г}}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Коэффициент пористости, $K_p, \text{ д. ед.}$	Связанная водонасыщенность, $S_{\text{в св}}, \text{ д. ед.}$	Условия проведения эксперимента
1	303,0	29,74	244,68	0,206	0,21	35 °С, 12 МПа
2	301,5	29,71	245,58	0,201	0,21	200 °С, 12 МПа
3	490,7	107,7	197,30	0,198	0,23	35–90–150–200 °С, 12 МПа

Исследования выполнялись с использованием уникального специализированного лабораторного комплекса, позволяющего выполнять подготовку рекомбинированных моделей пластовых флюидов, изучение их PVT-характеристик, фильтрационные эксперименты на моделях пласта из стандартных и полноразмерных образцов керна с применением различных вытесняющих агентов (пар, вода, газ, химические реагенты и др.). Описание и характеристика лабораторного комплекса для изучения МУН приведены в работах [10–11].

Подготовительные работы

Для подготовки рекомбинированной модели нефти выполнялось обезвоживание и дегазирование устьевого пробы нефти при температуре 50 °С. Затем определяли вязкость и плотность нефти при температуре 25 °С. Поскольку в составе растворенного газа более 80% метана, рекомбинированную пробу нефти подготавливали путем перемешивания дегазированной нефти и чистого метана (по ТУ 51-841-87) до однофазного состояния при давлении 15 МПа и температуре 50 °С. Готовность модели нефти проверяли путем оценки газосодержания

методом однократной сепарации и определения плотности и динамической вязкости нефти при пластовых условиях.

Подготовку модели пластовой воды выполняли по шестикомпонентному составу пластовой воды путем растворения соответствующих солей в дистиллированной воде. Перед использованием воду тщательно перемешивали в сосуде хранения, фильтровали через бумажный фильтр для удаления нерастворившегося остатка, после определяли вязкость и плотность при комнатной и пластовой температурах. Для подготовки теплоносителя (горячая вода) использовалась дистиллированная вода. Параметры используемых и подготовленных флюидов представлены в таблице 3.

Значения вязкости дистиллированной воды (см. таблицу 3) при различных температурах взяты из справочных данных. Газосодержание рекомбинированной пробы нефти определялось при пластовой температуре по итогам трех измерений и составило в среднем 21,0 м³/м³, что соответствует диапазону изменения газосодержания пластовой нефти изучаемого объекта. Динамическая вязкость рекомбинированной пробы нефти

определялась в установке ПИК-PVT при постоянном давлении 12 МПа и температурах 25, 35 и 200 °С, и ее величина составила соответственно 890,1, 282,3 и 2,1 мПа·с.

Для подготовки моделей пласта использовались стандартные и полноразмерные образцы керна, отобранные из продуктивных интервалов объекта исследований. Предварительно для всех образцов выполнялся стандартный комплекс подготовки с определением пористости методом жидкостенасыщения и проницаемости методом стационарной фильтрации.

Остаточная вода создавалась методом полупроницаемой мембраны для стандартных образцов и методом капиллярной вытяжки для образцов из полноразмерного керна. Образцы с остаточной водой насыщались керосином под вакуумом. Компоновка моделей пласта выполнялась из образцов керна с абсолютной газопроницаемостью в диапазоне от 0,1 до 0,5 мкм², при этом образцы для каждой модели группировались таким образом, чтобы среднее значение газопроницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности имели близкие значения. Параметры сформированных керновых моделей приведены в таблице 4.

РИСУНОК 1. Результаты вытеснения нефти горячей водой с оторочкой МФХК «МИКА-1» (при T = 35 °C и P = 12 МПа)



Порядок выполнения экспериментов

Эксперименты по определению К_{вт} нефти при комбинированной закачке горячей воды и МФХК «МИКА-1» на моделях пласта, скомпонованных из стандартных образцов, выполнялись в следующей последовательности. Сначала насыщенные керосином образцы ядра с остаточной водонасыщенностью (S_{в ост}) помещались в кернодержатель и донасыщались керосином. Модель пласта нагревалась до необходимой температуры и насыщалась рекомбинированной моделью нефти с последующим определением фазовой проницаемости по нефти (K_{пр. н}). Затем производилась

выдержка модели при пластовых условиях с целью достижения термодинамического равновесия системы «порода – флюиды». Вытеснение нефти горячей водой выполнялось с постоянным объемным расходом 0,03 см³/мин и продолжалось до полного обводнения жидкости на выходе из модели пласта. Объем отбираемой жидкости измерялся при помощи градуированных пробирок с точностью 0,1 см³, устанавливаемых после клапана противодавления. На следующем этапе производилась закачка МФХК «МИКА-1» в количестве 0,5 объема пор керновой модели (V_{пор}), после чего модель выдерживалась в течение 72-х часов при температуре 35 °C (согласно инструкции ИХН СО РАН).

ТАБЛИЦА 5. Результаты фильтрационных экспериментов

№ эксп.	T, °C	P, МПа	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²				Объем закачки, V _{пор} , ед.			ΔP _{max} при закачке состава, МПа	Коэффициент вытеснения нефти, K _{вт} , д. ед.			ФОС д. ед.
			по керосину	по нефти	по воде		воды до	композиции	воды после		до	после	ΔK _{вт}	
					до закачки МИКА-1	после закачки МИКА-1								
1	35	12,0	45,3	28,75	0,26	0,15	2,65	0,5	2,0	3,21	0,226	0,289	0,064	1,73
2	200	12,0	189,6	77,55	1,34	2,39	2,71	0,5	1,2	0,08	0,679	0,737	0,058	0,56
3	35	12	-	4,54	0,13	0,01	2,23	0,5	3,48	3,98	0,282	0,360	0,078	12,6
	90				0,18	0,14	2,48	0,5	0,97	2,07	0,421	0,424	0,003	1,25
	150				0,18	0,50	3,48	0,5	1,02	2,20	0,481	0,485	0,004	0,36
	200				0,69	0,56	1,02	0,5	1,16	4,74	0,488	0,492	0,004	1,22

После выдержки вытеснение нефти теплоносителем продолжалось при тех же параметрах, что и до закачки композиции, до полного обводнения вытесняемой жидкости. Эксперимент при 200 °C выполнялся аналогично, за исключением времени выдержки композиции в модели пласта, которое составляло 24 часа. Различия во времени выдержки композиции обусловлены временем гидролиза карбамида и образования высоковязкого золя (по данным ИХН СО РАН).

Далее выполнялся эксперимент на керновой модели из полноразмерных образцов. Моделировался процесс вытеснения нефти горячей водой и оторочками композиции «МИКА-1» при ступенчатом увеличении температуры (моделирование процесса выработки пласта на разных стадиях его прогрева). На каждой температурной ступени выполнялась сначала закачка горячей воды с объемным расходом 0,5 см³/мин, а затем производилась закачка композиции «МИКА-1» (с тем же расходом) в объеме 0,5 V_{пор} с последующей выдержкой ее в модели пласта (в течение трех суток при температуре пласта 35 и 90 °C, двое суток при 150 °C и одни сутки при 200 °C). После выдержки выполнялась закачка горячей воды в том же направлении и с тем же объемным расходом. Вытеснение нефти на каждой температурной ступени продолжалось до полного обводнения отбираемой из модели пласта жидкости. В процессе вытеснения фиксировались объемы закачки теплоносителя и вышедших из модели нефти и воды. Коэффициент вытеснения

РИСУНОК 2. Результаты вытеснения нефти горячей водой с оторочкой МФХК «МИКА-1» (при T = 200 °C и P = 12 МПа)



нефти (K_{вт.2}) и его прирост (ΔK_{вт}) рассчитывались по данным начальной/текущей нефтенасыщенности и объему вытесненной нефти. Пробирки с отобранной из модели эмульсией центрифугировались с частотой 2500 об./мин с целью более полного разделения нефти и воды. В качестве критерия оценки эффективности технологии принималась величина прироста коэффициента вытеснения нефти (ΔK_{вт}), определяемая как разница между коэффициентами вытеснения нефти водой до и после закачки МФХК «МИКА-1».

Результаты экспериментов

Результаты эксперимента, выполненного на стандартной модели пласта при 35 °C, представлены на рисунке 1.

До закачки композиции коэффициент вытеснения нефти после прокачки воды в количестве 2,65 V_{пор} составил 0,226 д. ед. В процессе закачки состава перепад давления между торцами модели вырос до 3,21 МПа, что является следствием более высокой вязкости композиции по сравнению с водой. Дополнительного вытеснения нефти из модели в процессе закачки состава не наблюдалось. Коэффициент вытеснения нефти водой после закачки/выдержки состава составил 0,289 д. ед. при прокачке воды в количестве 2 V_{пор} модели пласта.

Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет закачки химической композиции составил 0,064 д. ед. (таблица 5). Рост перепада давления при вытеснении нефти водой после закачки композиции, обусловлен увеличением фильтрационных сопротивлений в промытых водой зонах модели и вытеснением нефти из ранее не задействованных зон керновой модели. Фазовая проницаемость керновой модели по воде при остаточной нефтенасыщенности до закачки композиции составила 0,26·10⁻³ мкм², после закачки – 0,15·10⁻³ мкм². Таким образом, фактор остаточного сопротивления (ФОС) равен

1,73 ед. (см. таблицу 5), что говорит о снижении подвижности воды в керновой модели.

На рисунке 2 и в таблице 5 представлены результаты эксперимента при температуре 200 °C.

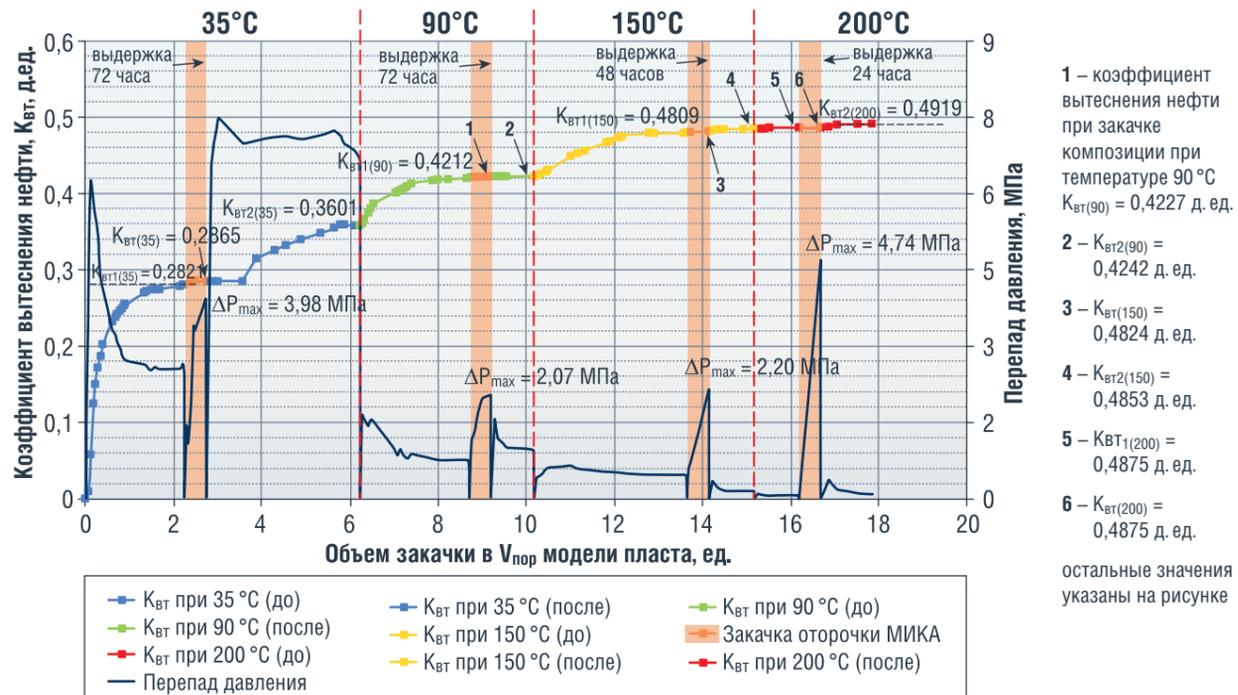
Коэффициент вытеснения нефти до закачки композиции составил 0,679 д. ед., при объеме закачки горячей воды 2,71 V_{пор} модели пласта. При закачке композиции существенного роста перепада давления не наблюдалось. Максимальное значение перепада давления составило 0,08 МПа. При этом композицией было вытеснено около 1 см³ нефти, что соответствует приросту коэффициента вытеснения нефти на 0,024 д. ед. После закачки и выдержки композиции вытеснение нефти горячей водой продолжилось, при этом прирост коэффициента вытеснения нефти составил 0,0335 д. ед. Таким образом, суммарный ΔK_{вт} при закачке композиции составил 0,0575 д. ед. Конечный коэффициент вытеснения нефти составил 0,7368 д. ед. (см. таблицу 5).

За счет закачки состава произошло увеличение подвижности воды – ФОС составил 0,56 д. ед., фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности выросла с 1,34 до 2,39·10⁻³ мкм². Следует отметить, что жидкость, отбираемая в процессе вытеснения нефти водой после закачки композиции, представляла собой стойкую водонефтяную эмульсию прямого типа («нефть в воде»). Внешний вид проб отобранных флюидов представлен на рисунке 3.

РИСУНОК 3. Пробы эмульсии, отобранные на выходе из керновой модели при вытеснении нефти горячей водой после закачки МФХК «МИКА»



РИСУНОК 4. Результаты фильтрационного эксперимента по оценке коэффициента вытеснения на полноразмерной керновой модели при ступенчатом увеличении температуры



Для определения содержания нефти в продукции в каждую пробирку добавлялся раствор деэмульгатора. После чего пробирки выдерживались в термощкафу при температуре 50 °C в течение 24 часов. Затем пробы центрифугировались с частотой вращения ротора 2500 об/мин. После центрифугирования полного разделения фаз эмульсии не наблюдалось – часть нефти оставалась в диспергированном виде.

Результаты эксперимента на полноразмерной керновой модели по вытеснению нефти водой в комбинации с оторочками МФХК «МИКА-1» при ступенчатом повышении температуры с 35 до 200 °C представлены на рисунке 4 и в таблице 5.

Из рисунка видно, что на каждом температурном режиме (стадии теплового воздействия) наблюдается прирост коэффициента вытеснения нефти водой после прокачки оторочки МФХК «МИКА-1». Суммарный прирост коэффициента вытеснения за счет закачки МФХК «МИКА-1» в эксперименте составил около 0,09 д. ед. По результатам лабораторных испытаний технология была допущена до промысловых испытаний на месторождении.

Результаты опытно-промышленных испытаний

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) термохимической технологии с использованием композиции «МИКА» выполнялись в 2020–2021 гг. на опытном участке одного из месторождений Тимано-Печорского региона. В рамках работ осуществлялась закачка горячей воды температурой 210 °C в 11 нагнетательных скважин. Ввод очагов проводился постепенно – с марта и до конца 2020 года введено 7 очагов, в 2021 году – еще четыре очага. По технологическим причинам закачка горячей воды выполнялась в непостоянном режиме (ограничения по производительности, внеплановые ремонты на установке подготовки рабочего агента). Тестовая закачка оторочек МФХК «МИКА» осуществлялась в 7 очагов нагнетания в ноябре–декабре 2020 года в общем объеме от 90 до 120 м³/скв.

Для оценки технологической эффективности МФХК «МИКА» выполнялся комплекс промысловых и лабораторных исследований. Анализ динамики показателей добывающего фонда показал рост среднесуточной добычи жидкости

(с 42 до 79 т/сут), нефти (с 8,0 до 11,3 т/сут) и динамических уровней (с 614 до 534 м). Путем анализа попутно добываемой воды установлено изменение pH с 6,5–7,5 до 8,0–8,5 ед.: смещение в щелочную область обусловлено образованием продуктов термического гидролиза карбамида, входящего в состав щелочной буферной системы МФХК «МИКА».

Результаты изучения направлений и скоростей фильтрационных потоков по результатам трассерных исследований до и после закачки композиции в нагнетательные скважины показывают существенное перераспределение фильтрационных потоков и формирование более равномерного профиля выработки запасов (рисунк 5), что свидетельствует о частичной блокировке высокопроницаемых каналов после закачки МФХК «МИКА».

Оценка дополнительной добычи нефти от реализации ОПИ выполнялась аналитическим способом (по разнице между текущими и базовыми показателями по реагирующим скважинам) и по характеристикам вытеснения.

На рисунке 6 представлена динамика работы реагирующей добывающей скважины. Заштрихованной областью показана

РИСУНОК 5. Результаты трассерных исследований до и после закачки МФХК «МИКА» в скважины: максимальная скорость прихода первых (а) и основных (б) порций трассеров

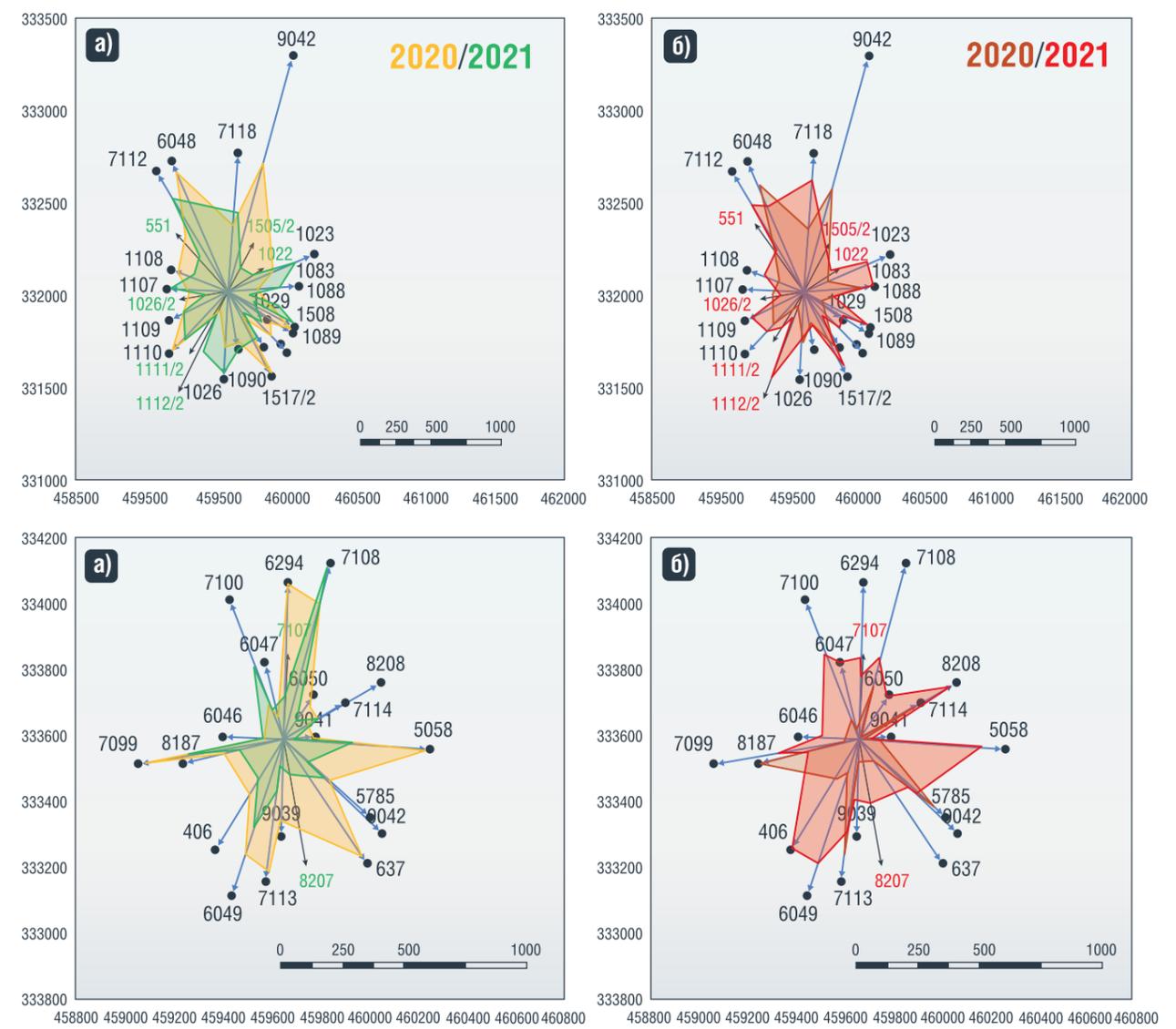
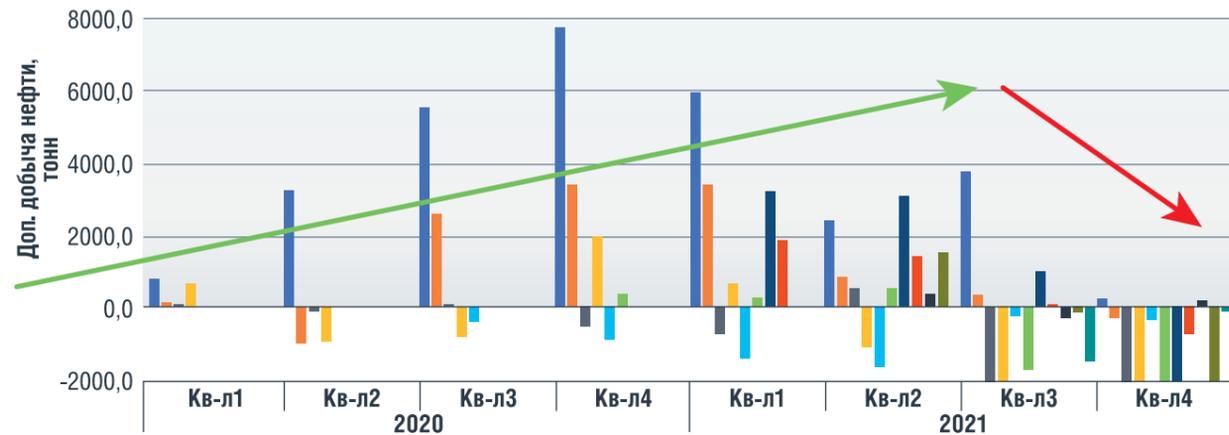


РИСУНОК 6. Динамика работы реагирующей добывающей скважины опытного участка



РИСУНОК 7. Фактическая динамика дополнительной добычи нефти по участку за период реализации ОПИ (диаграммы разного цвета – добывающие скважины опытного участка)



добыча нефти, обусловленная закачкой горячей воды (красная), и от МФХК «МИКА» (синяя).

Визуализация поквартальной динамики изменения дополнительной добычи нефти по очагам представлена на рисунке 7. Видно, что по скважинам (диаграммы разного цвета), где выполнялась закачка МФХК «МИКА», положительный эффект сохранялся с декабря 2020 до августа 2021 года. По тем очагам, где не выполнялась закачка МФХК «МИКА» (4 очага), через полгода получены потери, прорывы воды, снижение дебитов нефти.

В целом по опытному участку динамика изменения накопленной дополнительной добычи нефти имеет растущий тренд до августа 2021 года (см. рисунок 7) с пиковой добычей в 44,7 тыс. тонн (см. рисунок 6), из которых эффект от МФХК «МИКА» составил 7,7 тыс. т дополнительно добытой нефти. Начиная с сентября 2021 года наблюдались прорывы закачиваемой воды к добывающим скважинам, увеличение обводненности, снижение среднесуточных дебитов нефти и снижение количества выноса компонентов композиции, что связано с окончанием эффекта от закачки МФХК «МИКА» и снижением общей накопленной дополнительной добычи нефти к 01.01.2022 до 18,8 тыс. тонн (см. рисунок 6).

Выводы

По результатам фильтрационных исследований на керне прирост коэффициента вытеснения нефти от закачки горячей воды в комбинации

с МФХК «МИКА» составил от 5,75–6,37% (на образцах стандартного размера) до 8,98% (на полноразмерных образцах) при температуре 35–200 °С.

Прирост коэффициента вытеснения нефти после закачки оторочек композиции свидетельствует о способности МФХК «МИКА» дополнительно вытеснять высоковязкую нефть в широком диапазоне температур в условиях трещиновато-порового, неоднородного коллектора.

Рост перепада давления, возникающий при вытеснении нефти горячей водой после закачки и выдержки МФХК «МИКА», подтверждает способность композиции блокировать поры от нефти участки и перераспределять поток теплоносителя в зоны, ранее не охваченные тепловым воздействием. Данный процесс приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием и увеличению степени нефтеизвлечения.

Первые результаты промысловых испытаний комбинированной, термохимической технологии подтверждают эффективность МФХК «МИКА» и возможность ее применения для повышения нефтеотдачи неоднородных залежей высоковязкой нефти. ●

Литература

1. Рузин Л.М., Чупров И.Ф., Морозюк О.А., Дуркин С.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
2. Морозюк О.А. Инновационные технологии разработки залежей аномально вязких нефтей / О.А. Морозюк, Л.М. Рузин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 2. – С. 17–22.

3. Бондаренко А.В., Андреев Д.В., Мукаев Р.Х., Карманов А.Ю., Пастухов И.А., Письменников Д.Н. Повышение эффективности разработки пермокарбонатной залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения Республики Коми // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019, ОАО «ВНИИОЭНГ».

4. Рузин Л.М. и др. Лабораторные исследования влияния добавки растворителя к закачиваемому теплоносителю на процесс теплового воздействия // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 28–34.

5. Рузин Л.М. и др. Лабораторные исследования влияния добавки щелочи к закачиваемому теплоносителю на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 14–19.

6. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Применение термотропных композиций на низкопродуктивных скважинах пермо-карбонатной залежи Усинского месторождения // Химия нефти и газа. – 2015. – С. 304–309.

7. Алтунина Л. К. и др. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – С. 281–288.

8. Altunina L. K. et al. Enhanced oil recovery from Permian-Carboniferous deposit of high-viscosity oil in the Usinsk oilfield with physicochemical and complex technologies // AIP Conference Proceedings. – AIP Publishing LLC, 2018. – Т. 2051. – № 1. – С. 020010.

9. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Физико-химические технологии с применением гелей, золь и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки // Георесурсы. – 2014. – № 4 (59). – С. 20–26.

10. Морозюк О.А. и др. Развитие экспериментальных исследований термохимических методов воздействия на пласт в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 82–85.

11. Морозюк О. А. и др. Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода из карбонатных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 51–56.

KEYWORDS: *high viscosity oil, thermal methods, laboratory studies, core, filtration studies, reservoir model, multifunctional chemical composition, pilot tests.*

КАМЕРТОННЫЕ ДАТЧИКИ И СТЕКЛЯННЫЕ ЗОНДЫ для измерения вязкости



Кожевников Иван Сергеевич

научный сотрудник, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, к.т.н.



Богословский Андрей Владимирович

старший научный сотрудник, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, к.х.н.

РАССМОТРЕНЫ КОНСТРУКЦИИ ЛАБОРАТОРНЫХ ДАТЧИКОВ ВЯЗКОСТИ КАМЕРТОННОГО ТИПА И СТЕКЛЯННЫХ ЗОНДОВ ДЛЯ ВИБРАЦИОННОГО ВИСКОЗИМЕТРА, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ КОНТРОЛЯ РЕОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАСТАБИЛЬНЫХ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

THE DESIGNS OF LABORATORY TUNING FORK-TYPE VISCOSITY SENSORS AND GLASS PROBES FOR A VIBRATION VISCOMETER, WHICH CAN BE USED IN THE DEVELOPMENT OF MEASURING SYSTEMS FOR MONITORING THE RHEOLOGICAL STATE OF METASTABLE GEL-FORMING COMPOSITIONS USED IN ENHANCED OIL RECOVERY TECHNOLOGIES, ARE CONSIDERED

Ключевые слова: *вибрационная вискозиметрия, вискозиметр «Реокинетика», гелеобразующие составы, камертон.*

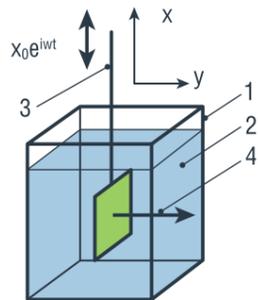
Одним из способов повышения эффективности добычи нефти является применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. При этом в пласт закачивают специально разработанные жидкости с заданной динамикой изменения реологического состояния [2, 15, 16, 19 и др.]. Диапазон его возможного изменения весьма широк – от маловязкой ньютоновской жидкости до практически нетекучего твердообразного тела; в ходе технологического процесса возникает проблема контроля закачиваемого раствора.

Главным параметром является его вязкость; одновременно

с началом закачки начинают ее измерение в параллельном лабораторном эксперименте, имитирующем реальные условия в разрабатываемом пласте.

Традиционные способы определения вязкости обычно требуют около десяти минут, однако под действием внешних условий реологическое состояние образца может измениться за меньшее время; с другой стороны, для контроля маловязких и гелеобразующих жидкостей используются разные средства измерения. Для адекватного контроля ситуации требуется специальная измерительная техника. Из существующих способов

РИСУНОК 1. Базовая геометрия эксперимента



1 – измерительный объем, 2 – жидкость, 3 – вибронд с пробным телом, 4 – направление распространения волны

измерения вязкости наибольшим быстродействием обладает вибрационный метод [12, 13, 17].

Вибрационная вискозиметрия основана на классической теории вязкого течения и сводится к измерению механического сопротивления, которое жидкая среда оказывает колеблющемуся в ней пробному телу – зонду (рис. 1). То есть зонд является одним из основных элементов измерительного устройства.

Трение между колеблющимся телом и окружающей средой описывается функцией механического сопротивления Z , которой при стабилизации амплитуды его движения пропорционален выходной электрический сигнал датчика U . Предполагается, что пробное тело находится в бесконечно большой среде и стенки сосуда не влияют на результат измерения. В этом случае для ньютоновских жидкостей Z и U связано со значением вязкости простым алгебраическим выражением:

$$Z = F/\xi^1 = A \times F/\xi = C \times (\rho\eta)^{1/2},$$

где Z – механическое сопротивление жидкости;

F – сила, вызывающая движение;

ξ – амплитуда колебаний;

ξ^1 – амплитуда скорости движения;

ρ – плотность жидкости;

η – вязкость жидкости;

A, C – коэффициенты пропорциональности.

Внутри указанных коэффициентов пропорциональности скрыты составляющие, связанные с площадью трущейся о жидкость

твердой поверхности, скоростью движения (частотой) и лобовым сопротивлением, однако все они в эксперименте остаются постоянными и таким образом исчезают при представлении результатов в виде относительных значений.

Как правило, зонд вискозиметра представляет собой конструкцию из двух частей – собственно погружаемое в контролируемую среду пробное тело и элементы его присоединения к вибратору – подвес. При этом трением соприкасающейся с жидкостью части подвеса пренебрегают, а все наблюдаемое в эксперименте механическое сопротивление относят к пробному телу. Далее используем термины «зонд» и «пробное тело» как равнозначные.

Если зонд совершает сдвиговые механические колебания с частотой $\omega = 2\pi f$, то в слое жидкости, примыкающем к его поверхности, образуется поперечная волна. Глубина ее проникновения внутрь вмещающего объема равна

$$\delta = 2\eta/(\rho\omega),$$

где η – динамическая вязкость жидкости; ρ – ее плотность; $k = \omega/c$ – волновое число, c – скорость распространения волны.

Считается, что, если геометрические размеры пробного тела значительно больше величины длины возникающей волны, характер движения вязкой жидкости вблизи зонда произвольной формы аналогичен движению жидкости, возникающему при колебаниях неограниченной плоской поверхности.

Одновременно происходит излучение продольной (звуковой) волны.

Вмещающая пробное тело среда оказывает сопротивление движению [12, 13].

$$Z_m = Ra + iRp$$

Активная составляющая $Ra = Ra1 + Ra2$, где $Ra1$ – сопротивление трения твердой поверхности, возникает из-за излучения поперечных вязких волн; $Ra2$ – сопротивление излучения продольных звуковых волн.

Реактивная составляющая Rp комплексного механического сопротивления также определяется двумя компонентами. Первая $Rp1$

обусловлена присоединенной массой. Она пропорциональна частоте колебаний зонда и от вязкости не зависит. Вторая составляющая $Rp2$ обусловлена перемещением массы вязкой жидкости пограничного слоя. Величина реактивного сопротивления $Rp2$, как и величина активного сопротивления $Ra1$, пропорциональна значению $(\eta\rho\omega)^{0.5}$. Пограничный слой оказывает одинаковое активное и реактивное сопротивление.

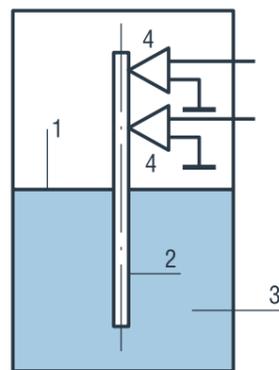
С уменьшением частоты колебаний и поперечных размеров вибратора эффективность излучения им звука уменьшается. При условии $kr \ll 1$, волновое поле в неограниченной среде не зависит от формы создающего его объекта и при описании ситуации пробное тело можно заменить осциллирующим шаром радиуса r . Тогда значение $Rp1$ стремится к величине

$$i\omega\rho(V/2),$$

где V – объем шара, а $\rho V = m_0$ – заключенная в нем масса жидкости.

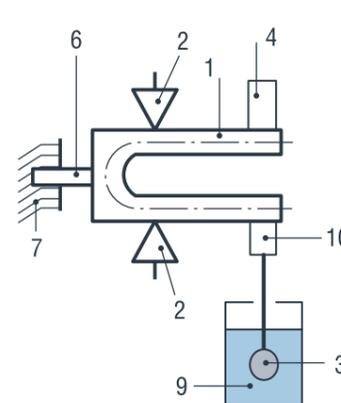
Как правило, пробное тело конструктивно выполняют в виде объекта простой геометрической формы – шара, круглого стержня, пластины и т.д., от которой зависит соотношение указанных компонентов механического сопротивления. Например, лобовое сопротивление тонкой пластины, совершающей движение в своей плоскости много меньше, чем значение ($Ra1$). Материал зонда в любом случае должен обладать стабильностью механических характеристик и высокой коррозионной стойкостью.

РИСУНОК 2. Датчик с вибратором-веретеном



1 – мембрана, 2 – вибронд, 3 – измерительный объем, 4 – электромеханический преобразователь

РИСУНОК 3. Горизонтальный датчик



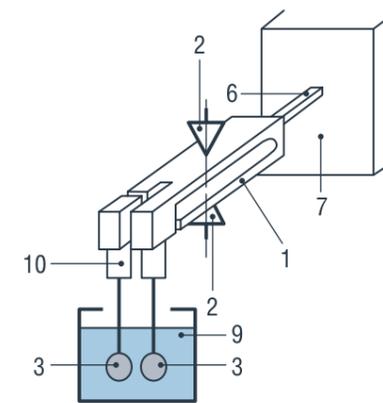
Желательны также минимальные температурные коэффициенты линейного расширения.

Пробное тело-зонд современного лабораторного вибрационного вискозиметра присоединено к электрически управляемому вибратору. Возможно, наиболее распространенными в настоящее время являются устройства на основе вибраторов типа «веретена», «Marimex ViscoScore», вискозиметры серии ВВН [13]. Пробное тело и область возбуждения – измерения параметров движения находятся в этом случае по разные стороны изолирующей мембраны. Это дает возможность встраивать датчик в замкнутый измерительный объем или трубопровод, но не обеспечивает требуемую для отслеживания слабых межмолекулярных взаимодействий чувствительность измерений.

Добротность вибратора определяют возможную предельную чувствительность измерения. С этой точки зрения более перспективными являются устройства на основе камертона, имеющие малое значение $Z0$ и $U0$, которые определяется при движении пробного тела на воздухе. В некоторых конструкциях к одному из плеч акустического камертона крепится вибронд, а второе плечо имеет функцию компенсатора.

В работе [14] показано, что при использовании компенсатора передача колебательной энергии от возбудителя на основание датчика уменьшается, при этом пропорционально уменьшается влияние на амплитуду колебаний механического сопротивления связи между камертоном и массой

РИСУНОК 4. Горизонтальный датчик с симметричной нагрузкой ветвей



(землей). Результатом является повышение стабильности амплитуды движения пробного тела и увеличение чувствительности датчика к изменениям вязкости. Такие датчики обеспечивают непрерывность измерения, имеют достаточно высокое быстродействие и могут быть размещены в пробах малого объема. Использование двух компенсирующих друг друга плеч камертона с двумя зондами, очевидно, дает возможность двукратного увеличения чувствительности при необходимом увеличении размеров измерительного сосуда.

В [10] в качестве вибратора использован горизонтально расположенный стеклянный камертон с зондом в виде шара диаметром 4 мм, вытянутого автором на тонкой короткой ножке с помощью горелки из нижнего плеча камертона (верхнее в этом

РИСУНОК 6. Вертикальный датчик с симметричной нагрузкой и мембраной

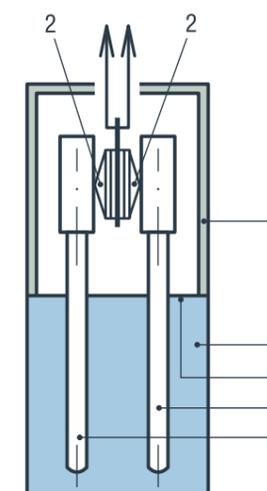
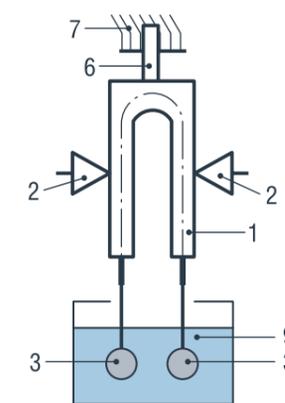


РИСУНОК 5. Вертикальный датчик с симметричной нагрузкой



случае – компенсатор). Устройство демонстрирует достаточно высокую чувствительность и точность измерения.

Изготовление камертона из металла дает возможность реализовать различные варианты построения измерительного узла, отличающихся ориентацией и местом крепления зондов к скобе камертона. Они схематически изображены ниже на соответствующих рисунках, однако следует отметить практически полное отсутствие разработок, использующих сменные стеклянные или кварцевые зонды. Эти материалы удовлетворяют всем необходимым требованиям и превосходят большинство металлов по коррозионной стойкости.

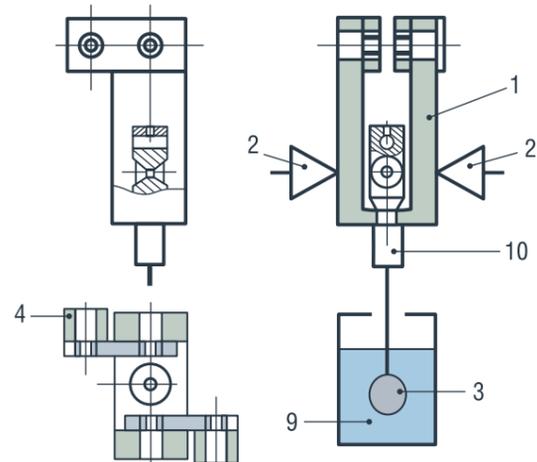
На рисунках имеет место единая система обозначений:

1 – скоба камертона, состоит из двух ветвей и неподвижной узловой области; 2 – электромеханический преобразователь (пьезокерамика или электродинамический), 3 – пробное тело, 4 – противовес, 5 – утолщенная ось, 6 – планка, 7 – масса, 8 – изолирующая мембрана, 9 – контролируемая жидкость, 10 – узел сочленения зонда со скобой камертона.

Во всех рассматриваемых устройствах также «виртуально» присутствует главная ось камертона, относительно которой разнесены параллельные ей ветви (плечи камертона) и на которой находится область нулевой фазы – узел рассматриваемой колебательной системы с распределенными параметрами.

Используются крутильные (рисунки 6, 7) и возвратно-поступательные

РИСУНОК 7. Вертикальный датчик с крутильным движением пробного тела в основании камертона



(рисунки 3, 4, 5) колебания одного или пары (рисунки 5, 8) пробных тел в устройствах с разной степенью симметрии построения измерительного узла, горизонтальная (рисунки 3, 4) и вертикальная (рисунки 5–8) ориентация главной оси камертона относительно горизонта. При этом пробное тело может находиться перпендикулярно (рисунки 3, 4), параллельно и на продолжении главной оси (рисунки 5, 6, 8) с совмещением или разнесением (рисунки 8, 9) зоны крепления устройства относительно узловой точки. Области возбуждения и регистрации движения могут быть расположены на противоположных ветвях камертона, по одну и по разные стороны относительно узловой точки вдоль главной

оси, а противовесы смещены относительно нее, создавая при возвратно-поступательном движении ножек камертона крутящий момент относительно главной оси. Горизонтальная ориентация присутствует, например, в устройствах типа [14, 15], «Реокинетика» [18] и «Виброскан» [6]. Вертикально расположен датчик вискозиметра Гернета [3], устройств серии SV компании A&D [9], вискозиметров Степичева и Кремлевского [4]. Упрощенно их структуру отображают рис. 5, 6 и 8. Горизонтально ориентированные датчики имеют высокую

чувствительность. Это дает возможность использовать в качестве пробного тела объекты небольшого размера и соответственно уменьшить необходимое для измерения количество вещества. Их главным недостатком является невозможность герметизации измерительного объема и несимметричность механической нагрузки ветвей, что существенно ограничивает область их применения и круг контролируемых объектов. В предельном случае датчик представляет собой зажатую с конца консольную пластину – вторая ветвь камертона отключается.

РИСУНОК 8. Вертикальный датчик с возвратно-поступательным движением двух пробных тел в основании камертона

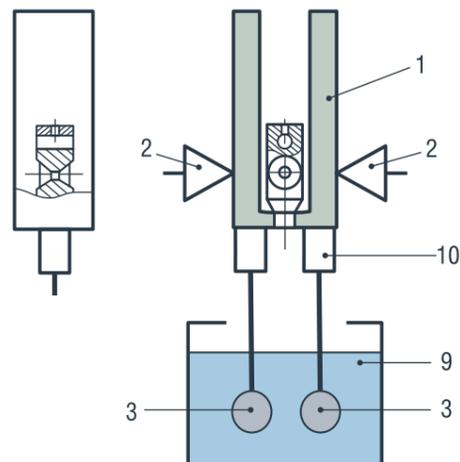


РИСУНОК 10. Стеклозные зонды для вискозиметра «Реокинетика»

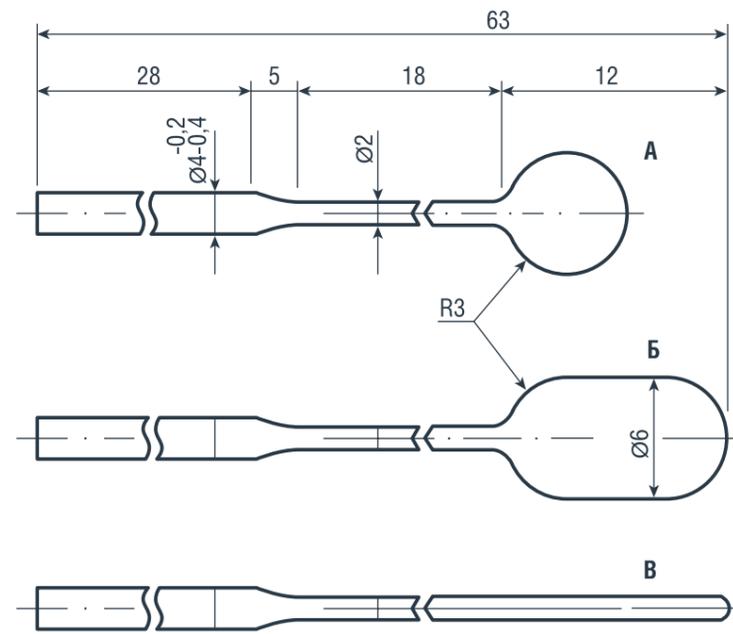


РИСУНОК 9. Вертикальный подвес камертона на растяжках. Он использован в устройствах, которые изображены на рис. 7 и 8

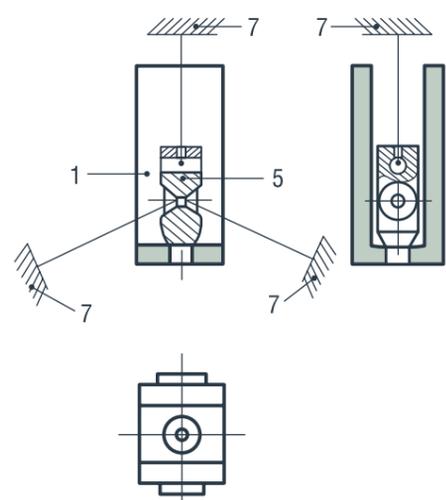
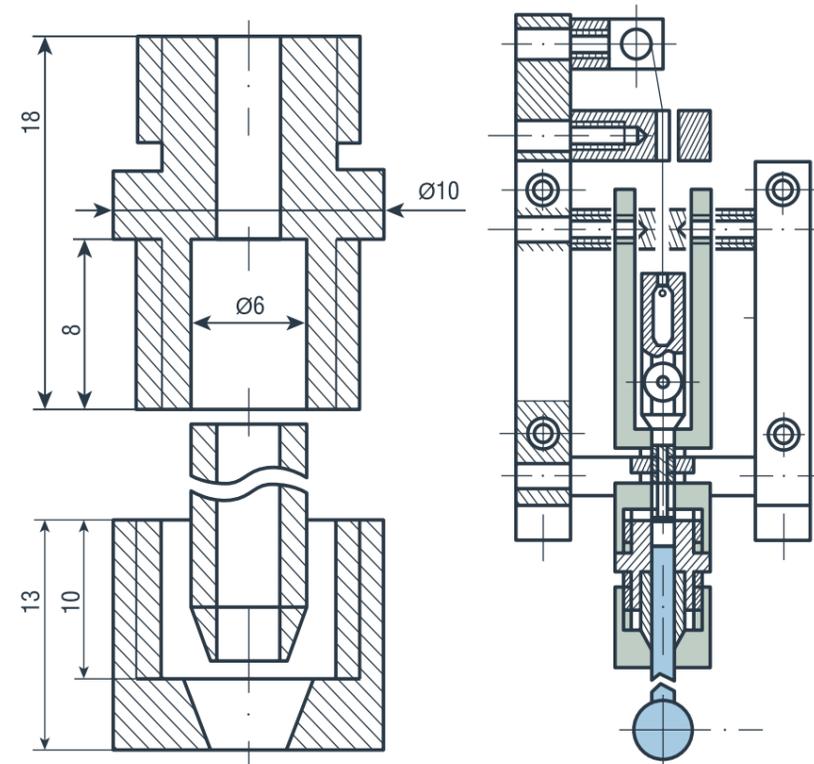


РИСУНОК 11. Цанговый подвес и стеклянный зонд в структуре датчика крутильных колебаний. Слева – фрагменты цанги; справа – стеклянный зонд с цангой в структуре вертикального камертонного датчика [5]



Область возбуждения вертикально ориентированного камертона, электромеханические преобразователи (рис. 6, 8) и два пробных тела – продолжения его ветвей – могут находиться по разные стороны формирующей узловую точку мембраны 8 или его основания (рис. 8) Это создает потенциальную возможность герметизировать измерительный объем, проводить долговременные непрерывные измерения и контролировать токсичные и летучие жидкости.

На рисунке 10 представлены разработанные для вискозиметров «Реокинетика» стеклянные/ кварцевые (варианты исполнения) измерительные зонды с утолщенным окончанием оси. Они имеют форму в виде тела вращения и могут быть использованы в составе вискозиметров продольных и в составе вискозиметров крутильных колебаний [4].

А – зонд общего назначения, пробное тело в виде шара;

Б – зонд повышенной чувствительности, пробное тело в виде скругленного на концах цилиндра, предназначен для

контроля маловязких жидкостей, например, разбавленных растворов полимеров; В – зонд расширенного диапазона измерений, пробное тело в виде тонкого стержня; предназначен для контроля динамики реологического состояния.

Они присоединяются к вибратору с помощью узла сочленения утолщенной стеклянной оси с металлом – цангового подвеса (рис. 11).

Таким образом, рассмотрены конструкции зондов камертонного датчика с горизонтальной и вертикальной ориентацией камертона, универсального цангового подвеса и сменных стеклянных зондов, разработанных для вискозиметра «Реокинетика».

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР № 121031500048-1).

Литература

1. S.V. Gupta *Viscometry for Liquids Calibration of Viscometers* // Springer Series in Materials Science, 2016, Book 194, 266 p.
2. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных

месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов / Успехи химии. – 2007. – Т. 76, № 10. – С. 1034–1052.

3. А.с. № 612160 Гернет М.М., Денисов В.И., Маршалкин Г.А., Казаков П.В. Вибрационный вискозиметр // Б.И. – 1978. – № 23.

4. А.с. № 329445 Степичев А.А. Двухчастотный измеритель вязкости камертонного типа // Б.И. – 1972. – № 7.

5. Богословский А.В. Определение точки гелеобразования полимерсодержащих составов вибрационным методом / А.В. Богословский, И.С. Кожевников, Л.А. Стасьева, Л.К. Алтунина / Вестник ТвГУ. Серия: Химия. – 2017. – № 4. – С. 91–98.

6. Богословский А.В. Сканирование ПВС содержащей двухфазной системы бензол-вода неподвижным и вибрирующим зондом / А.В. Богословский И.С. Кожевников / Вестник ТвГУ. Серия: Химия. – 2016. – № 1. – С. 6–13.

7. Богословский А.В. Архитектура камертонных датчиков вязкости / А.В. Богословский И.С. Кожевников / Башкирский химический журнал. 2023. – Т. 30, № 1. – С. 129–133.

8. Богословский А.В. Зонды для камертонного датчика / А.В. Богословский, И.С. Кожевников / Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: материалы X Международной конференции, Томск, 2023. – С. 36–37.

9. Вибровискозиметр серии SV. Руководство по эксплуатации. Электронный ресурс: <https://www.tirvesov.ru/docs/guide/10138.pdf>.

10. Гочжень Ч. Измерение вязкости и плотности при помощи колеблющегося шарика / Ч. Гочжень, С. Лаоли / Приборы для научных исследований. – 1985. – № 8. В. Н. С. 144–147.

11. Колешко В.М. Проектирование интеллектуальных сенсорных систем измерения вязкости материалов / В.М. Колешко, В.Я. Сунка, Е.В. Крупская. – Минск: БНТУ, 2010. – 81 с.

12. Крутин В.Н. Колебательные вискозиметры и пути их совершенствования / В.Н. Крутин / Вибрационная вискозиметрия: [сборник научных трудов] / – Новосибирск, 1976. – С. 8–28.

13. Крутин В.Н. Колебательные реометры / В.Н. Крутин / – М.: Машиностроение, 1985. 160 с.

14. Кузьмин В.Я., Измерения массы, плотности и вязкости / В.Я. Кузьмин, С.И. Торопин, Ю.В. Тарбеев и др. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 175 с.

15. Лейк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи / Л. Лейк. – Остин: Университет Техас, 2005. – 449 с.

16. Лозин Е.В. Применение коллоидных реагентов для повышения нефтеотдачи / Е.В. Лозин, В.Н. Хлебников. – Уфа: Башнипинефть, 2003. – 233 с.

17. Соловьев А.Н. Вибрационный метод измерения вязкости жидкостей / А.Н. Соловьев, А.Б. Каплун. – Новосибирск: Наука, – 1970. – 142 с.

18. Соломин Б.А. Камертонный вибровискозиметрический датчик для исследования термостимулированных процессов в жидкостях / Б.А. Соломин, А.М. Низаметдинов, М.Л. Конторович, А.А. Черторийский / Известия Самарского научного центра РАН. – 2015. – Т. 17, № 2. – С. 26–30.

19. Шрамм Лорье Л. Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли. Состав, свойства, применение / Лорье Л. Шрамм. – СПб.: ЦОП Профессия, 2018. – 592 с.

KEYWORDS: *vibrational viscometry, viscometer «Rheokinetics», gel-forming compositions, tuning fork.*

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ НА РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА С ВОЗМОЖНОСТЬЮ УПРАВЛЕНИЯ ЗОНАМИ ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЗАВОДНЕНИЯ ВО ВСЕ МЕНЕЕ БЛАГОПРИЯТНЫХ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ СТАНОВИТСЯ РЕАЛИЯМИ СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ТАКИХ УСЛОВИЯХ ЧАСТО ОЦЕНИВАЕТСЯ КАК ЭКОНОМИЧЕСКИ, ТАК И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИ НЕЭФФЕКТИВНЫМ. ТРАДИЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СЛОЖЕННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРОМ И НАСЫЩЕННЫХ МАЛОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ, ОСЛОЖНЕННЫХ МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА, НЕ ПОЗВОЛЯЮТ ДОСТИЧЬ ДАЖЕ СРЕДНИХ ПРОЕКТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ. ВЫСОКИЕ ТЕМПЫ ОТБОРА И НИЗКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ОХВАТА ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПРИВОДЯТ К БЫСТРОМУ ПЕРЕХОДУ РАБОТЫ ПЛАСТА НА ЕСТЕСТВЕННЫЙ СМЕШАННЫЙ РЕЖИМ И РЕЖИМ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА ОЦЕНИВАЕТСЯ В ДИАПАЗОНЕ ОТ 10 ДО 30%, ЧТО СРАВНИМО С РЕЗУЛЬТАТАМИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ. ОЧЕВИДНО, ЧТО И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЖИМА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА БУДЕТ ВО МНОГОМ ЗАВИСЕТЬ ОТ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ. УЧИТЫВАЯ, ЧТО НАИМЕНЕЕ БЛАГОПРИЯТНЫЕ УСЛОВИЯ ДВИЖЕНИЯ НЕФТИ ФОРМИРУЮТСЯ ВБЛИЗИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ СОЗДАНИЯ ЗОН ВЫСОКОЙ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ (ЗОН РАЗГАЗИРОВАНИЯ), НЕОБХОДИМО ИМЕТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ ФОРМИРОВАТЬ И «УПРАВЛЯТЬ» ЗОНАМИ РАЗГАЗИРОВАНИЯ. ФОРМИРОВАНИЕ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОМ ПОДКЛЮЧЕНИИ ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, А ЗАДАЧА УПРАВЛЕНИЯ СВЯЗНА С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ВРЕМЕНИ ЗАКРЫТИЯ РАБОТАЮЩЕГО ИНТЕРВАЛА, ЗАВИСЯЩЕЕ ОТ СКОРОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ОБЛАСТИ ДРЕНИРОВАНИЯ, ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫДЕЛИВШЕГОСЯ ГАЗА ПО ОБЪЕМУ ПЛАСТА И ДИНАМИКИ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ ПО ГАЗУ

УДК 662.276

THE APPLICATION OF THE FLOODING METHOD IN INCREASINGLY LESS FAVORABLE RESERVOIR CONDITIONS IS BECOMING THE REALITY OF TODAY. THE USE OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS IN SUCH CONDITIONS IS OFTEN CONSIDERED BOTH ECONOMICALLY AND ENERGETICALLY INEFFICIENT. TRADITIONAL TECHNIQUES TO THE DEVELOPMENT OF FIELDS COMPOSED OF A LOW-PERMEABILITY RESERVOIR AND SATURATED WITH LOW-VISCOSITY OIL, WITH MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING, DO NOT ALLOW EVEN THE AVERAGE VALUES OF THE OIL RECOVERY COEFFICIENT TO BE ACHIEVED. HIGH PRODUCTION RATES AND LOW COVERAGE FACTOR LEAD TO A NATURAL COMBINATION DRIVE AND A DISSOLVED GAS DRIVE. THE OIL RECOVERY COEFFICIENT IN THE DISSOLVED GAS DRIVE IS ESTIMATED IN THE RANGE FROM 10 TO 30 %, WHICH IS COMPARABLE TO THE RESULTS OF FLOODING OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS. IT IS OBVIOUS THAT THE EFFICIENCY OF THE DISSOLVED GAS DRIVE WILL LARGELY DEPEND ON THE RESERVOIR PROPERTIES AND THE TECHNOLOGY OF IMPLEMENTATION. CONSIDERING THAT THE LEAST FAVORABLE CONDITIONS FOR OIL MOVEMENT ARE FORMED NEAR THE BOTTOM-HOLE ZONE OF WELLS DUE TO THE CREATION OF HIGH GAS SATURATION ZONES (DEGASSING ZONES), IT IS NECESSARY TO BE ABLE TO FORM AND "CONTROL" THE DEGASSING ZONES. THE FORMATION OF DEGASSING ZONES CONSISTS IN SEQUENTIALLY CONNECTING THE PERFORATION INTERVALS OF A HORIZONTAL WELL. THE CONTROL TASK IS ASSOCIATED WITH DETERMINING THE CLOSING TIME OF THE OPERATING INTERVAL, DEPENDING ON THE RATE OF PRESSURE CHANGE IN THE DRAINAGE AREA, THE REDISTRIBUTION OF THE LIBERATED OVER THE RESERVOIR VOLUME GAS AND THE DYNAMIC OF THE WELL'S GAS FLOW RATE

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, режим растворенного газа, давление насыщения, зона дренирования пласта, гидродинамическое моделирование.

Назарова Лариса Николаевна

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., профессор

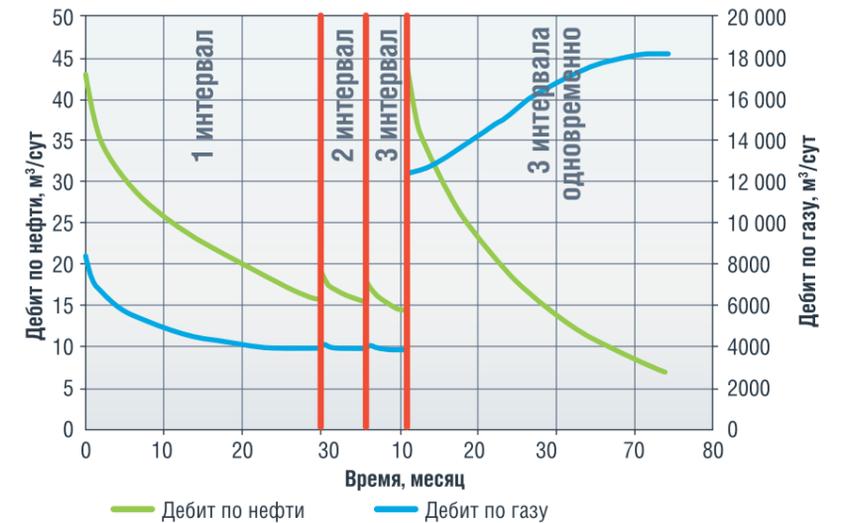
Чукарина Мария Владимировна

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, аспирант



Эксплуатация скважин с низкими забойными давлениями (как правило, ниже давления насыщения) приводит к формированию зон разгазирования в призабойной зоне пласта. Время формирования и размеры этих зон зависят от типа месторождения, фильтрационных характеристик пласта и режима эксплуатации скважин. При снижении забойного и пластового давлений и сам размер этих зон, и степень газонасыщенности в них увеличивается. Максимально негативные процессы с точки зрения изменения условий движения нефти к стволу скважины происходят в призабойной зоне, формируя зоны с максимальным сопротивлением движению нефти [3]. Эти процессы становятся очевидными при росте газового фактора (ГФ), снижении дебита скважины по нефти [5, 7]. При достижении газовым фактором некоторого предельного значения дальнейшая разработка становится нерентабельной. Используя базовый подход к разработке низкопроницаемых коллекторов, пластов, насыщенных нефтью с высоким газосодержанием и характеризующихся невысоким энергетическим потенциалом, возможно создать более благоприятные условия для реализации режима растворенного газа (РРГ). Формирование локальных зон разгазирования возможно при последовательном создании областей действия режима растворенного газа по длине горизонтальной скважины. Длина горизонтального участка скважины и количество интервалов перфорации определяется в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта и степени его неоднородности. Работа была выполнена на базе гидродинамического симулятора

РИСУНОК 1. Дебит по нефти и газу для каждого из интервалов (1, 2, 3, 1–3 – время работы всех интервалов)



ТНавигатор (РФД) и направлена на разработку и оценку технологической эффективности подключения и закрытия интервалов перфорации горизонтальной скважины с возможным подключением всех интервалов на заключительном этапе ее работы. В работе была рассмотрена последовательность формирования зон от более удаленной части ствола к «пятке» [6]. Такой подход позволил продлить срок работы скважины с пяти месяцев до трех лет за счет поддержания динамики дебита скважины по нефти на уровне 43–15 м³/сут. Каждый интервал отключался в момент начала роста дебита скважины по газу. Последующим этапом работы скважины стало подключение всех интервалов перфорации, что позволило продлить работу скважины еще на 2,8 года с изменением дебита по нефти с 43 до 7 м³/сут (рисунок 1).

Весь объем выделившегося газа можно условно разделить на две части: 1 – газ, движущийся к стволу скважины; 2 – газ, движущийся к кровле пласта и формирующий зону высокой газонасыщенности (вторичную газовую шапку). Первоначально величина газового фактора определялась объемом поступающего газа к стволу скважины, а затем начинал сказываться объем газа, который поступал из вторичной газовой шапки (рисунок 2) [4]. В зависимости от характера разгазирования и принятого критического значения ГФ скважина может быть закрыта как на первом, так и на втором этапе.

В данной работе приведены результаты исследований по определению характера и степени влияния геолого-физических параметров пласта на возможность создания зон разгазирования и эффективность их работы. В качестве основных изменяемых параметров были приняты проницаемость и нефтенасыщенная толщина пласта. Объектом исследования был принят нефтяной пласт, насыщенный маловязкой нефтью с пластовым давлением близким к давлению насыщения. В базовых вариантах с различными значениями характеристик пласта длина горизонтального ствола скважины принята равной 1100 м с притоком флюидов по всей длине скважины и одинаковым условием закрытия скважины 2500 м³/м³. Для проведения первоначальных расчетов использовалась однородная модель пласта с проницаемостью 0,010 мкм² и толщиной 10 м.

РИСУНОК 2. Распределение газонасыщенности по пласту с формированием вторичной газовой шапки

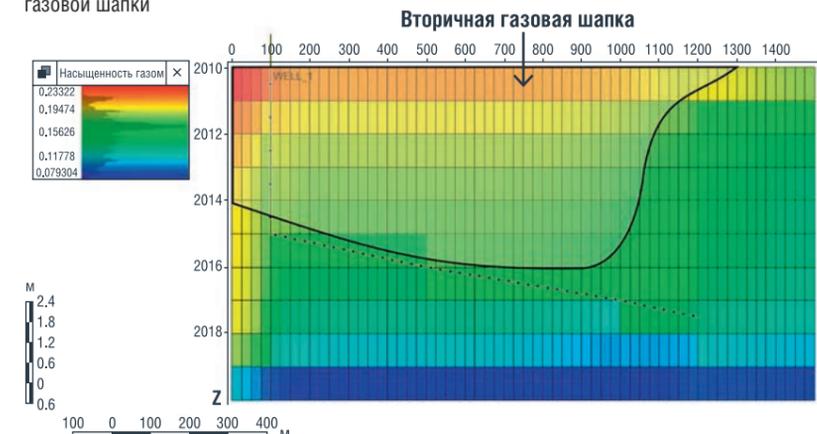
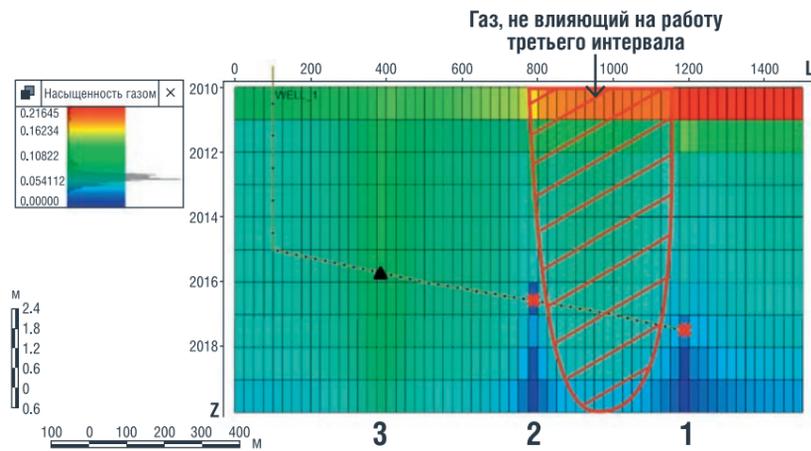


РИСУНОК 3. Распределение газонасыщенности при открытии третьего интервала



Во втором варианте рассмотрена работа скважины с последовательным подключением интервалов перфорации в соответствии с их расположением – от более удаленных участков к «пятке», локальные зоны разгазирования также формировались последовательно, но с рядом некоторых особенностей. При работе первого интервала происходило снижение пластового давления в некотором объеме пласта, определяемом величиной пьезопроводности.

Затем в работу подключался второй интервал и т.д. Очевидно, что работа каждого из интервалов начиналась при различных значениях пластового давления. Во время открытия второго интервала вблизи него уже сформирована область, насыщенная свободным газом, в результате чего менялось соотношение объемов выделившегося газа, поступающего в скважину и формирующего газовую шапку. Изменившиеся пластовые условия влияли на работу и третьего интервала перфорации: он начинал работать также с большим значением газонасыщенности, способствуя более быстрому поступлению газа из газовой шапки [1, 2]. Каждый интервал закрывался при первых признаках роста дебита скважины по газу, не допуская притока газа из газовой шапки.

Сравнение эффективности проводилось по накопленной добыче нефти в конце работы скважины каждого из вариантов. Необходимо обратить внимание, что в базовом варианте из-за большей скорости снижения пластового давления продолжительность работы значительно меньше, чем в варианте с последовательным подключением

перфораций. Для более объективной оценки проводились дополнительные расчеты: у скважины отсутствовали какие-либо ограничения по значению ГФ или минимального дебита и изменялись режимы работы за счет изменения забойного давления. В этом случае возможно сравнение эффективности за одно и то же время эксплуатации. Накопленная добыча нефти для скважины с открытым стволом оставалась на 60–84% меньше, чем у скважины с последовательным подключением интервалов перфорации.

В результате эффективность применения рассматриваемой технологии не зависела от режима работы скважины. При последовательном подключении снижалось негативное влияние выделяющегося растворенного газа, происходило перераспределение давления в пласте так, что некоторый объем газа области разгазирования первого интервала не оказывал влияния на образующуюся в это время область разгазирования вблизи второго интервала. Такой же процесс происходил и при открытии третьего интервала (рисунок 3).

После отключения последнего интервала в рассмотренных вариантах предусмотрено подключение всех трех интервалов

ТАБЛИЦА 1. Характеристика работы интервалов перфорации

Интервал	Время работы интервала, месяц	Добыча нефти, тыс. м ³	Добыча газа, млн м ³
1	30	22,712	4,551
2	6	3,110	0,737
3	5	2,422	0,604
1–3	34	19,286	16,407

перфорации для использования эффекта «открытия кингстонов», т.е. добыть остатки при возможно допустимом снижении давления. В таблице 1 приведено сравнение добычи нефти и газа за время работы каждого из интервалов.

При последовательном подключении интервалов перфорации увеличился объем пласта, вовлеченного в процесс разработки, прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) по сравнению с базовым вариантом составил 62% при снижении накопленной добычи газа на 27% за счет уменьшения объема газа, поступающего из вторичной газовой шапки.

Для оценки влияния фильтрационно-емкостных характеристик пласта на эффективность реализации РРГ при различных условиях работы скважины были рассмотрены варианты со значениями абсолютной проницаемости коллектора от 0,001 до 0,030 мкм² с нефтенасыщенной толщиной 10 м. Для условий притока флюидов влияние проницаемости на работу скважины совершенно очевидно: при увеличении проницаемости увеличивается скорость перераспределения пластового давления, уменьшается время эксплуатации за счет более быстрого процесса разгазирования и соответственного увеличения объема пласта, неохваченного процессом разработки. При увеличении проницаемости до 0,030 мкм² эффективность последовательного подключения интервалов (таблицы 2, 3). Такой характер изменения КИН объясняется ростом величины пьезопроводности пласта и более быстрым перераспределением пластового давления.

Для оценки влияния толщины пласта на эффективность применения технологии последовательного подключения интервалов перфорации горизонтальной скважины были проведены расчеты, в которых приняты значения от 3 до 20 м нефтенасыщенной толщины и значения проницаемости – 0,001–0,025 мкм².

ТАБЛИЦА 2. Сравнение накопленной добычи нефти по вариантам

Значение проницаемости, мкм ²	Базовый вариант			Вариант последовательного подключения интервалов		
	Время разработки, месяц	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	КИН	Время разработки, месяц	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	Прирост КИН, %
0,010	8	29,363	0,087	75	47,530	61,9
0,015	7	29,322	0,087	51	47,670	62,6
0,020	5	29,006	0,086	40	47,070	62,3
0,025	3	28,759	0,085	32	46,600	62,0
0,030	3	28,750	0,085	26	46,480	61,7

ТАБЛИЦА 3. Сравнение накопленной добычи газа по вариантам

Значение проницаемости, мкм ²	Накопленная добыча газа (базовый вариант), млн м ³	Накопленная добыча газа (последовательное подключение), млн м ³	Снижение добычи газа, %
0,010	30,519	22,299	26,9%
0,015	33,011	22,145	32,9%
0,020	30,153	22,795	24,4%
0,025	29,151	23,553	19,2%
0,030	32,552	22,586	30,6%

По результатам расчетов было отмечено закономерное увеличение КИН при различных сочетаниях изменяемых параметров от 45% при $k = 0,010$ мкм² и $h = 20$ м до 82,3% при $k = 0,015$ мкм² и $h = 3$ м при работе скважин с последовательным подключением интервалов по сравнению с базовыми вариантами. Очевидно, что прирост КИН связан со значительным увеличением времени работы скважины от 18 мес. до 5,6 года соответственно за счет создания более благоприятных условий для работы скважины. При сочетании ФЕС $k = 0,001$ мкм² и $h = 20$ м последовательное подключение интервалов оказалось неэффективным.

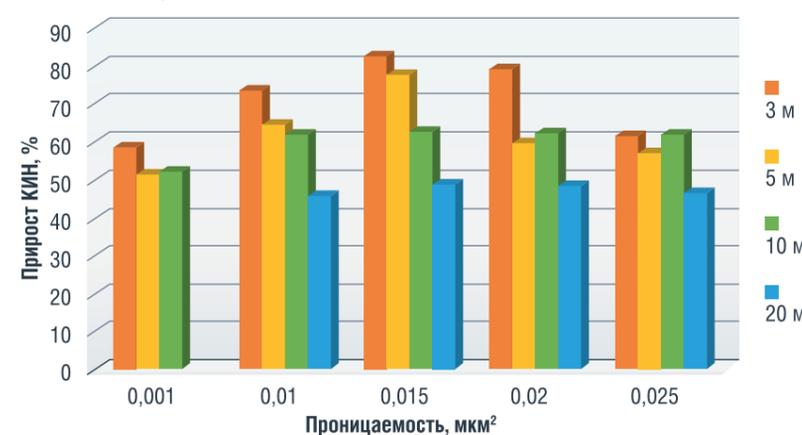
При различных значениях толщины пласта объем подвижных запасов

нефти различен, поэтому сравнение накопленной добычи нефти для пластов с разной толщиной некорректно. Было проведено сравнение прироста КИН (рисунок 4).

Выводы

- Применение технологии последовательного подключения интервалов перфорации создает более благоприятные условия работы скважины на РРГ и обеспечивает не только прирост коэффициента извлечения нефти, но и снижение добычи растворенного газа.
- На эффективность последовательного подключения интервалов оказывает влияние сочетание ФЕС, при этом

РИСУНОК 4. Сравнение увеличения значения КИН



эффективность по приросту КИН составила от 45 до 82% (в рассмотренном диапазоне значений) по сравнению с базовыми вариантами.

- Увеличение проницаемости и нефтенасыщенной толщины снижает эффективность рассматриваемой технологии реализации РРГ за счет более быстрого перераспределения пластового давления и формирования «общей» зоны свободного газа по всему стволу горизонтальной скважины. ●

Литература

1. Карпов В.Б. Экспериментальное исследование гистерезиса фазовых проницаемостей при водогазовом воздействии в условиях Восточно-Перевальского месторождения / В.Б. Карпов, В.И. Дарищев, И.А. Ахмадейшин, В.А. Дедечко, А.М. Полищук, Е.В. Шеляго, И.В. Язынина // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 100–103.
2. Kokorev V.I. Hysteresis of Relative Permeabilities in Water-Gas Stimulation of Oil Reservoirs. / V.I. Kokorev, V.B. Karpov, V.I. Darishchev, I.A. Akhmedeyshin, K.A. Bugaev, K.A. Shchekoldin, V.A. Dedechko, A.M. Polischuk, E.V. Shelyago, I.V. Yazygina // Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014. doi: https://doi.org/10.2118/171224-MS.
3. Колбиков С.В. Оценка факторов, влияющих на разработку нефтяных оторочек // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных и газовых месторождений: Сборник материалов по итогам 4-й научно-практической конференции, посвященной памяти Н.Н. Лисовского. Москва, 22–23 апреля 2014 г. – М.: НИИЦ «Недра-XXI», 2015. – С. 36–48.
4. Мищенко И.Т. Система добычи нефти из истощенных залежей с использованием природной энергии / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, П.В. Пятибратов // Добыча и бурение. – 2003. – № 9. – С. 14–17.
5. Назарова Л.Н. Влияние технологических режимов эксплуатации скважин на степень выработки запасов / Л.Н. Назарова, Е.В. Нечаева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 96–97.
6. Назарова Л.Н. Формирование локальных зон дренирования пласта при режиме растворенного газа / Л.Н. Назарова, М.В. Чукарина // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7 (655). – С. 5–8.
7. Пятибратов П.В. Повышение нефтеотдачи низкопроницаемых пластов на основе одновременно-раздельной добычи и закачки газа / П.В. Пятибратов, Д.С. Калинин, Л.Н. Назарова // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 58–61.

KEYWORDS: reservoir engineering, dissolved gas drive, saturation pressure, drainage area, hydrodynamic modeling.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ для увеличения нефтеотдачи месторождений с ТРИЗ

ПРЕДСТАВЛЕНЫ НОВЫЕ КИСЛОТНЫЕ НЕФТЕВЫТЭСНЯЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ ГБК-Ф И ПБК-Ф НА ОСНОВЕ ПАВ, АДДУКТА НЕОРГАНИЧЕСКОЙ КИСЛОТЫ, ПОЛИОЛА, КАРБАМИДА И ФТОРСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ, СОЗДАННЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ И ПРИНЦИПОВ «ЗЕЛеной ХИМИИ». КОМПОЗИЦИИ ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНО ИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ. КОМПОЗИЦИИ СОВМЕСТИМЫ С МИНЕРАЛИЗОВАННЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ, ИМЕЮТ НИЗКУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ЗАМЕРЗАНИЯ, УДОБНУЮ ТОВАРНУЮ ФОРМУ, НИЗКОЕ МЕЖФАЗНОЕ НАТЯЖЕНИЕ НА ГРАНИЦЕ С НЕФТЬЮ, ПРИМЕНИМЫ В ШИРОКОМ ИНТЕРВАЛЕ ТЕМПЕРАТУР, ОТ 10 ДО 200 °С, ОБЕСПЕЧИВАЮТ ЭФФЕКТИВНОЕ НЕФТЕВЫТЭСНЕНИЕ И ПРОЛОНГИРОВАННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ. ДАНО ОПИСАНИЕ НАУЧНЫХ ОСНОВ СОЗДАНИЯ КОМПОЗИЦИЙ И ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИНЦИПОВ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. ПРИ ЗАКАЧКЕ 30–50 м³ КОМПОЗИЦИИ НА СКВАЖИНУ ЗАФИКСИРОВАН СРЕДНИЙ ЭФФЕКТ В 2000 Т ДОПОЛНИТЕЛЬНО ДОБЫТОЙ НЕФТИ И ПОКАЗАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ДОСТИЖЕНИЯ ЕЩЕ БОЛЬШЕГО ЭФФЕКТА ПРИ КОМПЛЕКСНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАЗЛИЧНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

NEW ACID OIL-DISPLACING COMPOSITIONS GBK-F AND PBK-F BASED ON SURFACTANTS, INORGANIC ACID ADDUCTS, POLYOLS, CARBAMIDE AND FLUORINE-CONTAINING COMPOUNDS, CREATED USING THE METHOD OF DEEP EUTECTIC SOLVENTS AND THE PRINCIPLES OF "GREEN CHEMISTRY", ARE PRESENTED. THE COMPOSITIONS ARE INTENDED TO INCREASE OIL RECOVERY AND INTENSIFY THE DEVELOPMENT OF FIELDS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES, INCLUDING DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY OILS IN CARBONATE AND TERRIGENOUS RESERVOIRS. THE COMPOSITIONS ARE COMPATIBLE WITH MINERALIZED FORMATION WATERS, HAVE A LOW FREEZING POINT, CONVENIENT COMMERCIAL FORM, LOW INTERFACIAL TENSION AT THE BOUNDARY WITH OIL, ARE APPLICABLE IN A WIDE TEMPERATURE RANGE, FROM 10 TO 200 °C, PROVIDE EFFECTIVE OIL DISPLACEMENT AND PROLONGED EXPOSURE PER LAYER. A DESCRIPTION OF THE SCIENTIFIC BASIS FOR CREATING COMPOSITIONS AND THE PRINCIPLES USED IS GIVEN. THE RESULTS OF LABORATORY STUDIES ARE PRESENTED

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, глубокие эвтектические растворители, фторсодержащие соединения, фазовые диаграммы, эвтектика, кислотная композиция, ПАВ, нефтевытеснение, высоковязкие нефти, лабораторные и промышленные испытания, карбонатный и терригенный коллектор.

УДК 622.276.4



**Алтунина
Любовь Константиновна**
заслуженный деятель науки РФ,
главный научный сотрудник,
заведующая лабораторией коллоидной
химии нефти, д.т.н., профессор



**Кувшинов
Владимир Александрович**
ведущий научный сотрудник,
к.х.н.



**Кувшинов
Иван Владимирович**
ведущий программист



**Стасьева
Любовь Анатольевна**
научный сотрудник



**Козлов
Владимир Валерьевич**
старший научный сотрудник,
к.х.н.



**Шолидодов
Мехроб Рустамбекович**
научный сотрудник,
к.х.н.

Лаборатория коллоидной химии нефти,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки,
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской
академии наук (ИХН СО РАН)

Трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ) сегодня составляют примерно 65 % от общего объема всех доказанных запасов нефти в России. К ним относятся запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах (36 %), высоковязкие нефти (13 %), остаточные запасы выработанных месторождений, а также месторождений в сложных для добычи условиях, например, в Арктике. В ближайшие десятилетия Арктическая зона России будет стратегическим резервом развития минерально-сырьевой базы и добычи углеводородов. Минэнерго России считает важным вовлечение в разработку всех ТРИЗ на территории РФ [1–3]. Освоение ТРИЗ, в том числе в Арктической зоне, требует нестандартных подходов, создания и широкомасштабного промышленного применения новых научно обоснованных технологий добычи нефти, разработки новых химических реагентов для осуществления технологий, адаптированных к северным условиям [4, 5].

В настоящее время для решения обширного круга практических задач применяются методы «зеленой химии», основанные на использовании новых наноструктурированных полифункциональных материалов – глубоких эвтектических растворителей (ГЭР), впервые описанных в 2001–2003 гг. [6–9]. Глубокие эвтектические растворители – перспективный класс низкотемпературных систем, которые образуются из двух или трех компонентов за счет комплексобразования и делокализации заряда посредством водородных связей, и имеют более низкую температуру плавления (эвтектику) по сравнению с точками плавления отдельных компонентов. Один из компонентов ГЭР – акцептор водородных связей, другой – донор. Количество различных комбинаций веществ, составляющих ГЭР, достаточно велико, их физико-химические и кислотно-основные свойства можно варьировать в широких пределах, что позволяет реализовать процессы получения новых материалов и реагентов, в частности – для увеличения нефтеотдачи ТРИЗ в мягких, экологически безопасных условиях. Использование ГЭР перспективно для создания нефтевытесняющих и гелеобразующих композиций, их твердых и жидких товарных форм для увеличения нефтеотдачи месторождений, в том числе в северных и арктических регионах [10–12].

В ИХН СО РАН для решения проблемы увеличения нефтеотдачи месторождений северных регионов и Арктики на принципах «зеленой химии» создаются фундаментальные основы новых физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с использованием кислотных нефтевытесняющих композиций нового поколения на основе ПАВ и ГЭР [13, 14]. Их применение позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти и охвата пласта воздействием, улучшить проницаемость коллектора, разработка твердых и низкозастывающих жидких товарных форм композиций облегчает их транспортировку и хранение в северных регионах и Арктике.

В 2021–2023 гг. закончена НИР, в результате которой на принципах «зеленой химии» с применением метода глубоких эвтектических растворителей были разработаны новые кислотные нефтевытесняющие композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «СХК», их жидкая и твердая товарные формы для технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти месторождений с терригенными коллекторами.

В работе приведены результаты промышленных испытаний композиции ГБК, являющейся первой в линейке разработанных композиций ГБК-Ф, ПБК-Ф. Композиция ГБК также основана на использовании ГЭР и ПАВ, но не содержит фторсодержащих соединений и предназначена для использования преимущественно на месторождениях с карбонатным коллектором. Опытно-промышленные испытания проводились на пермо-карбонной залежи Усинского месторождения в 2014, 2017–2018 годах, и их позитивные результаты послужили обоснованием для продолжения исследований и разработки новых композиций, для применения на более широком спектре различных объектов, в том числе на терригенных коллекторах.

В настоящей работе представлены результаты указанных исследований.

Объекты и методы

При создании кислотных нефтewытесняющих композиций на основе ПАВ и ГЭР, состоящих из комплексов многоосновных кислот и кислот Льюиса с координирующими растворителями, в которых за счет донорно-акцепторного взаимодействия неорганических поликислот с полиолами образуются сильные комплексные кислоты, использовали ГЭР, образованные четырехкомпонентными системами «неорганическая многоосновная кислота – полиол – карбамид – фторсодержащее соединение», а также двух- и трехкомпонентными системами, входящими в четырехкомпонентную систему. В качестве неорганической многоосновной кислоты использовали борную кислоту H_3BO_3 , в качестве полиолов – трехатомный спирт глицерин $C_3H_8O_3$ и четырехатомный спирт пентаэритрит $C_5H_{12}O_4$, в качестве фторсодержащих соединений – фтористоводородную (плавиковую) кислоту HF и фторид бифторид аммония $NH_4F \cdot HF$. Пентаэритрит – белый кристаллический порошок со сладким вкусом, производится в Пермском крае, г. Губаха, в ПАО «МЕТАФРАКС».

С целью определения оптимального состава нефтewытесняющих композиций на основе ГЭР и ПАВ проведены исследования фазовых равновесий и физико-химических свойств четырехкомпонентных систем «неорганическая многоосновная кислота – полиол – карбамид – фторсодержащее соединение», а также двух- и трехкомпонентных систем, входящих в четырехкомпонентную систему, являющихся глубокими эвтектическими растворителями, как основы для термотропных наноструктурированных нефтewытесняющих композиций.

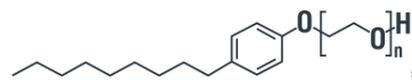
Температуры плавления ГЭР на основе бинарных систем определяли капиллярным методом на приборе для измерения температуры плавления «Stuart SMP 30». Температуры кристаллизации ГЭР на основе бинарных, тройных и четверных систем определяли в циркуляционном термостате «Thermo HAAKE DC 30».

Исследование реологических свойств композиций и пластовых флюидов проводили методами вибрационной вискозиметрии с использованием вискозиметра «Реокинетика» с камертонным датчиком, ротационной вискозиметрии с использованием вискозиметров HAAKE Viscotester iQ (измерительная система коаксиальных цилиндров CC25 DIN/Ti) и Реотест-2.1.M (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S1) при различных скоростях сдвига (при изменении скорости сдвига от 10 до 1200 c^{-1} и от 3 до 1312 c^{-1}).

Плотность растворов композиций и пластовых флюидов определяли пикнометрическим методом и плотномером EASY D40. Значения pH композиций измеряли потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода с использованием микропроцессорного лабораторного pH-метра производства HANNA Instruments.

Для увеличения отмывающей способности нефтewытесняющих композиций и облегчения их доступа к породе-коллектору в состав композиций вводили поверхностно-активные вещества (ПАВ). Принципы подбора ПАВ для различных нефтewытесняющих композиций описаны ранее в ряде работ [4, 15, 16]. В качестве совместимых с минерализованными пластовыми водами неионогенных ПАВ (НПАВ) использовали оксиэтилированные

алкилфенолы с различной степенью оксиэтилирования общей формулы $RArO(CH_2CH_2O)_nH$, где Ar – бензольное кольцо, R – длинный углеводородный радикал (обычно C_9-C_{18}), n – среднее число оксиэтильных групп в молекуле НПАВ (степень оксиэтилирования), структурная формула



в частности, НПАВ производства РФ неололы АФ 9-12 – оксиэтилированные изонилфенолы на основе тримеров пропилена со степенью оксиэтилирования 12. Для того чтобы композиции неионогенных ПАВ могли использоваться при высоких пластовых температурах – выше 100 °С, в композицию вводили также анионактивные ПАВ (АПАВ), повышающие температуру помутнения неионогенного ПАВ. Для применения ПАВ в широком интервале температур использовали композиции НПАВ и АПАВ в соотношении 2: 1. В качестве АПАВ использовали алкилсульфонат натрия волгонат, химическая формула $R-SO_2ONa$ с длиной цепи алкильного радикала $C_{11}-C_{18}$, полученного из n-парафинов. Использовали также комплексный ПАВ Нефтенол ВВД марки ЗТ – частично сульфированный неолол АФ 9-12 – смесь НПАВ неолола АФ 9-12 и АПАВ – его сульфозетоксилата (29–35 %) с этиленгликолем (25–30 %).

Лабораторные исследования фильтрационных характеристик и нефтewытесняющей способности композиций для увеличения нефтеотдачи проводили в ИХН СО РАН на установке ООО «КАТАКОН» производства России, состоящей из двух параллельных колонок объемом 125 cm^3 . При исследовании фильтрационных характеристик и нефтewытесняющей способности композиций использовались насыпные модели пласта, приготовленные из дезинтегрированного ядерного материала, модель пластовой воды месторождений и дегазированную нефть месторождения (термостабилизированная нефть с добавлением керосина). Проницаемость параллельных колонок различалась в 1,7–5,1 раза. Противодавление составляло 2 МПа.

Эффективность применения нефтewытесняющей композиции изучали в условиях доотмыва остаточной нефти после ее вытеснения водой или паром из двух параллельных колонок с различной проницаемостью, а также в условиях, моделирующих пароциклическую обработку добывающих скважин. Сначала осуществляли вытеснение нефти водой до полной обводненности продукции из обеих колонок при заданной температуре. Каждые 5–15 минут замеряли температуру, давления на входе и выходе из колонок, объемы вытесненной нефти и воды из каждой колонки. По полученным данным рассчитывали градиент давления $grad P$, атм/м, скорость фильтрации V , м/сут, подвижность жидкостей k/μ , $mkm^2/(mPa \cdot c)$, и коэффициент вытеснения нефти водой K_v , %. После вытеснения нефти водой одновременно в обе колонки закачивали оторочку нефтewытесняющей композиции, продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали определенное время. Затем продолжали нагнетание воды. Измерение указанных выше параметров – температуры, давления на входе и выходе, объемов вытесненной нефти и воды из каждой колонки – производили постоянно, каждые 5–15 минут. Кроме того, определяли pH жидкости на выходе из колонок и концентрацию карбамида, входящего в состав

композиции. По полученным данным рассчитывали градиент давления, скорость фильтрации, подвижность жидкостей, абсолютный коэффициент вытеснения нефти – композицией и водой и прирост коэффициента вытеснения нефти.

В АО «Геологика», г. Новосибирск, были проведены лабораторные испытания эффективности кислотных составов для интенсификации добычи нефти ГБК-Ф и ПБК-Ф на ядерных моделях, составленных из цилиндрических образцов ядра. Подготовка пластовых флюидов к фильтрационным экспериментам включала создание модели пластовой воды, модели воды системы поддержания пластового давления в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 и изовязкозной модели нефти. Подготовка ядерных моделей пласта к фильтрационным экспериментам включала: изготовление цилиндрических образцов ядра высотой около 50 мм и диаметром 30 ± 1 мм; фотографирование, литологическое описание; рентгеновскую томографию; экстракцию и сушку до постоянной массы согласно ГОСТ 26450.0-85; определение открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу (гелию); определение открытой пористости методом жидкостенасыщения согласно ГОСТ 26450.1-85 и создание остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны в пластовых условиях. Эффективность вытеснения нефти из пласта, состоящего из двух пропластков с разной проницаемостью, оценивалась по общему количеству дополнительно вытесненной нефти из двух ядерных моделей пласта с разной проницаемостью после воздействия реагента.

За период с 2014 по 2019 год совместно с индустриальным партнером ИХН СО РАН, ООО «ОСК», на пермо-карбонной залежи Усинского месторождения высоковязкой нефти, эксплуатируемого «ЛУКОЙЛ-Коми», проводились опытно-промышленные работы (ОПР) с применением композиции ГБК для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязкой нефти на естественном режиме и в сочетании с тепловыми методами. Наблюдения за эффектом велись по предоставленным оператором месторождения данным МЭР (месячных экономических расчетов). Применение композиции было опробовано на всех доступных типах объектов: паронагнетательные, пароциклические и добывающие скважины.

Результаты и обсуждение

Для создания термотропных наноструктурированных нефтewытесняющих композиций с регулируемыми физико-химическими, поверхностно-активными и реологическими свойствами с целью их применения в нефтедобывающей отрасли для увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в широком диапазоне климатических условий, включая северные регионы и Арктику, проведена разработка новых ГЭР с использованием комплексов многоосновных кислот и кислот Льюиса с координирующими растворителями (полиолами), карбамидом, полициклическим амином и фторсодержащими соединениями.

В композициях на основе ПАВ, аддукта неорганической борной кислоты и полиолов – трехатомного спирта глицерина и четырехатомного спирта пентаэритрита, которые позволяют регулировать вязкость композиций при сохранении свойств ньютоновской жидкости, за счет донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР происходит образование сильной комплексной кислоты, на 4 порядка более сильной, чем исходная неорганическая кислота. Так, борная кислота является слабой кислотой, $pK = 9,2$, но образует комплексные кислоты с полиолами: с глицерином – сильную глицеринборную кислоту, у которой при $pK = 5,7-6,5$, диссоциирующую на ионы по типу одноосновной кислоты [16], рисунок 1. При донорно-акцепторном взаимодействии глицеринборной кислоты с катионом металла в растворе образуется растворимый внешнесферный циклический комплекс, рисунок 2. Аналогичные комплексные соединения образуются при взаимодействии борной кислоты с пентаэритритом (рисунок 3, уравнение 2). В тройной системе ГЭР «пентаэритрит – борная кислота – карбамид» борная кислота с пентаэритритом образует комплексный ион, имеющий строение, показанное на рисунке 4 а. При нагревании борной кислоты с пентаэритритом получают полимерные соединения – полимер линейного строения, рисунок 4 б [17, 18].



По результатам лабораторных исследований, для усиления действия композиций на терригенный

РИСУНОК 1. Донорно-акцепторное взаимодействие борной кислоты и глицерина с образованием комплексной глицеринборной кислоты

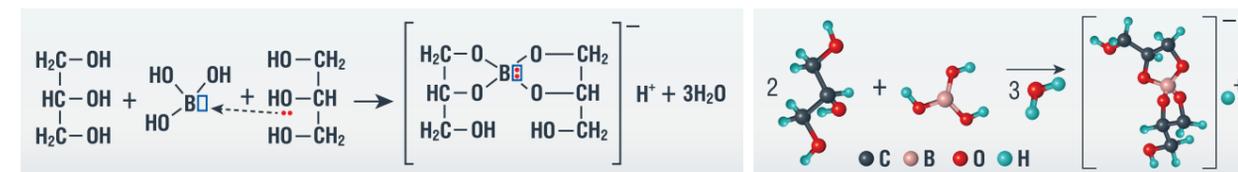


РИСУНОК 2. Схема донорно-акцепторного взаимодействия глицеринборной кислоты с катионом металла в растворе с образованием растворимого внешнесферного циклического комплекса

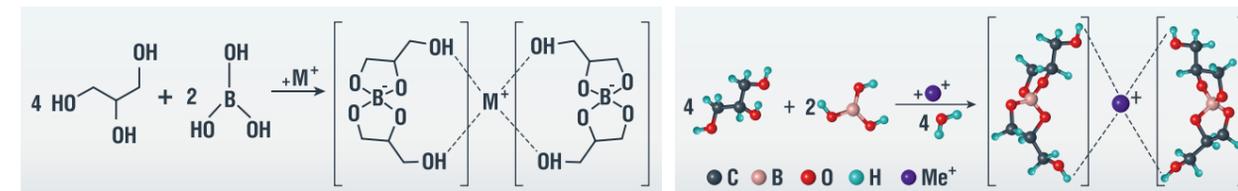


РИСУНОК 3. Схема донорно-акцепторного взаимодействия борной кислоты и пентаэритрита с образованием комплексной пентаэритритборной кислоты

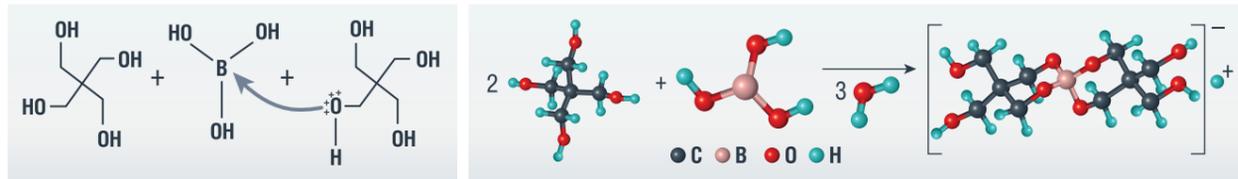


РИСУНОК 4. Комплексный ион пентаэритрита с борной кислотой (а) и полимер линейного строения (б)

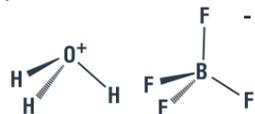


коллектор, в состав композиции предложено ввести фториды – плавиковую кислоту HF и/или фторид бифторид аммония $\text{NH}_4\text{F}\cdot\text{HF}$, NH_4HF_2 . Введение фторидов в состав кислотных композиций усиливает их способность увеличивать проницаемость терригенного коллектора. Ионы фтора образуют с тройной системой ГЭР комплексы с pH в интервале 0,2–1,1, что приводит к увеличению растворимости терригенной породы коллектора в 2,5–3,0 раза и ее проницаемости.

Из фазовых диаграмм плавкости и кипения системы $\text{H}_2\text{O}-\text{HF}$ [19] следует, что при комнатной температуре фтористый водород HF находится в газообразном состоянии. На диаграмме кипения водного раствора HF имеется азеотроп при температуре 114,5 °С, 38,2% мас., поэтому удобно использовать 40%-ный раствор HF с температурой замерзания около минус 50 °С – плавиковую кислоту, которая производится промышленностью.

Фторид бифторид аммония NH_4HF_2 существует в виде бесцветных кристаллов, легко и быстро растворимых в воде, хорошо впитывающих влагу, взрывобезопасен, пожаробезопасен. На фазовой диаграмме плавкости $\text{H}_2\text{O}-\text{NH}_4\text{HF}_2$ [19] имеется эвтектика минус 14,8 °С, 23,6% мас., поэтому NH_4HF_2 можно использовать при разработке низкотемпературной жидкой и твердой товарных форм композиций на основе ПАВ и ГЭР.

Плавиковая кислота – кислота средней силы, константа диссоциации составляет $6,8 \cdot 10^{-4}$, степень диссоциации 0,1 н раствора 9%, однако она разъедает стекло и другие силикатные материалы, поэтому плавиковую кислоту хранят и транспортируют в полиэтиленовой таре [20]. При добавлении 40%-ной плавиковой кислоты HF к тройной системе ГЭР «полиол – борная кислота – карбамид», борная кислота с HF в водных растворах образуют $\text{H}[\text{BF}_4]$ – тетрафторборную кислоту по реакции (3) [21]:



Тetraфторборная кислота – неорганическое комплексное соединение, очень сильная кислота с формулой $\text{H}[\text{BF}_4]$, существует только в растворе в виде соединения $\text{H}^+[\text{BF}_4]^-$, где H^+ – сольватированный протон. Растворителем может быть любое подходящее

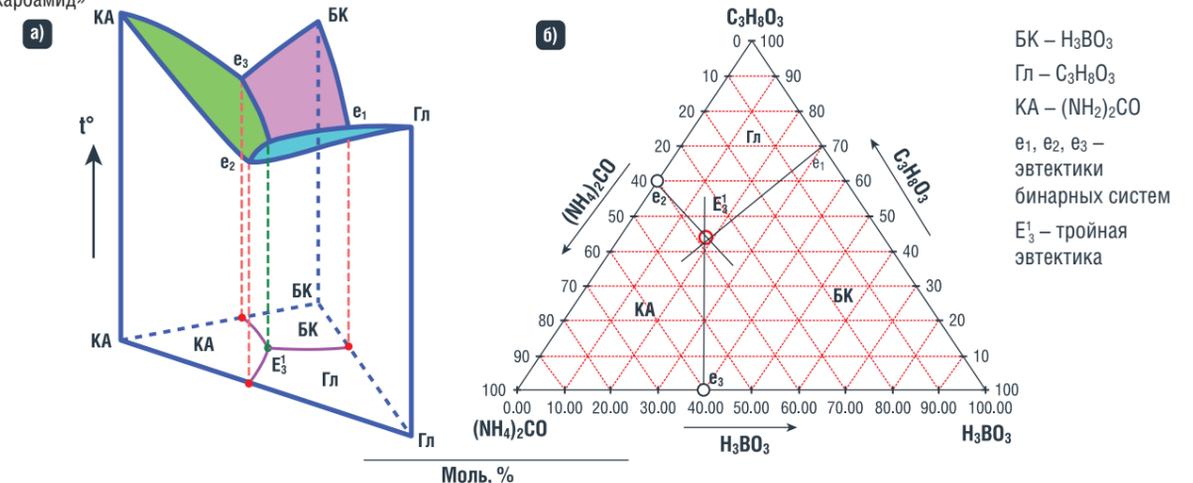
основное соединение Льюиса. Например, в водных растворах она существует в виде катиона гидроксония H_3O^+ и аниона $[\text{BF}_4]^-$: $\text{H}_3\text{O}^+[\text{BF}_4]^-$. Водные растворы представляют собой бесцветную жидкость со слабым запахом, $\text{pK}_a = -0,44$.

Таким образом, в четверных ГЭР системы «полиол – борная кислота – карбамид – HF», борная кислота образует с полиолами комплексные полиолборные кислоты, на 4 порядка более сильные, чем сама борная кислота, и с HF образует очень сильную тетрафторборную кислоту. В результате при добавлении плавиковой кислоты pH композиций на основе тройного ГЭР и ПАВ будет снижаться.

Исследование диаграмм фазового равновесия бинарных, трех- и многокомпонентных систем ГЭР и их эвтектических точек позволяет получить ГЭР с заданными свойствами, в частности, температурой застывания. Если температура застывания ГЭР находится в отрицательной области температур, то на ее основе можно получить низкотемпературную жидкую товарную форму нефтewытесняющей композиции. Если же температура застывания ГЭР находится в положительной области, то на ее основе можно получить твердую товарную форму нефтewытесняющей композиции.

Исследованы фазовые равновесия в двух-, трех- и четырехкомпонентных ГЭР в системах «многоосновная борная кислота – карбамид – полиол – фторсодержащее соединение», где в качестве полиола использовали глицерин и пентаэритрит (ПЭР). Экспериментальное исследование фазовых равновесий и физико-химических свойств ГЭР, представляющих двух-, трех- и четырехкомпонентные системы, показало, что при соотношениях компонентов, соответствующих эвтектическим, их температура кристаллизации существенно ниже, чем у отдельных компонентов ГЭР. Установлено, что на фазовых диаграммах плавкости бинарных систем – борной кислоты с полиолами и карбамидом, – эвтектические точки составляют: для состава 30% мол. борной кислоты и 70% мол. глицерина – минус 26,5 °С; для состава 50% мол. борной кислоты и 50% мол. ПЭР – 58 °С; для состава 40% мол. борной кислоты и 60% мол. карбамида – 67 °С. Для тройной системы «борная кислота – карбамид – глицерин», построенной на основании диаграмм плавкости бинарных систем, рисунок 5 [13], при соотношениях компонентов,

РИСУНОК 5. Пространственная (а) и плоскостная (б) диаграммы состояния трехкомпонентной системы «борная кислота – глицерин – карбамид»



соответствующих эвтектическому составу, температура кристаллизации равна минус 38,9 °С, что существенно ниже температур эвтектик в бинарных системах. На ее основе можно создать жидкую низкотемпературную товарную форму нефтewытесняющей кислотной композиции, используя метод глубоких эвтектических растворителей [22, 23].

Для тройной системы «борная кислота – карбамид – ПЭР» при соотношениях компонентов, соответствующих эвтектическому составу, температура кристаллизации существенно ниже эвтектических точек в бинарных системах «борная кислота – ПЭР», «карбамид – ПЭР» и «борная кислота – карбамид» (58 °С, 96 °С и 67 °С соответственно) и составляет 19 °С. На ее основе можно создать твердую товарную форму нефтewытесняющей кислотной композиции.

На основании исследования фазовых равновесий в двух-, трех- и многокомпонентных ГЭР в системах «борная кислота – карбамид – полиол – фторсодержащие соединения» были выбраны оптимальные соотношения компонентов и созданы кислотные нефтewытесняющие композиции пролонгированного действия на основании ГЭР и ПАВ, проведены лабораторные исследования физико-химических характеристик композиций. На основе трехкомпонентных ГЭР «борная кислота – карбамид – полиол» и ПАВ были предложены композиции ГБК (полиол – глицерин) и ПБК (полиол – ПЭР) [13], на основе многокомпонентных ГЭР «борная кислота – карбамид – полиол – фторсодержащие соединения» – композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф. Выбор ПАВ определяется областью применения композиций.

Для оптимизации концентрации фторсодержащих компонентов в кислотных нефтewытесняющих композициях пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений проведено исследование pH, вязкости и плотности составов ГБК-Ф и ПБК-Ф на основе борной кислоты, карбамида и полиолов с добавкой плавиковой кислоты HF и фторида бифторида аммония $\text{NH}_4\text{F}\cdot\text{HF}$ различной концентрации.

В результате лабораторных исследований были созданы нефтewытесняющие кислотные композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты, полиолов и

фторидов. Композиции имеют низкую температуру замерзания, минус 20 °С – минус 60 °С (ГБК-Ф) или твердую товарную форму (ПБК-Ф), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, регулируемые физико-химические и реологические свойства, применимы в широком интервале температур, от 10 °С до 200 °С. Композиции совместимы с нефтью и минерализованными пластовыми водами месторождений, так как комплексные соединения, образуемые композициями, дают растворимые соли с катионами Ca^{2+} , Mg^{2+} и др., что предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции. Сама плавиковая кислота HF и составы, содержащие соляную кислоту HCl с добавлением HF, дают с ионами кальция Ca^{2+} в минерализованных пластовых водах нерастворимые осадки CaF_2 , коагулирующие коллектор (см. рисунок 6).

РИСУНОК 6. Разбавление композиции ГБК-Ф и кислотного состава, содержащего 12% HCl с 3% HF, пластовой водой: а – Арланского месторождения в соотношении 1:2; б – Соболиного месторождения в соотношении 1:4



Установлена высокая растворяющая способность композиций по отношению к карбонатным и терригенным коллекторам и их отдельным компонентам. Преимуществом композиций является технологичность применения в северных регионах и Арктике.

Композиции обладают замедленной реакцией с породами, предотвращают образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывают обезвоживающее действие, восстанавливают исходную проницаемость коллектора. Все используемые в композициях реагенты являются продуктами многотоннажного отечественного промышленного производства. Композиции ГБК и ПБК наиболее эффективны в карбонатных коллекторах, композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф, содержащие комплексы с фторсодержащими соединениями, способны более эффективно растворять породу и карбонатного, и терригенного коллектора, поэтому их можно использовать для увеличения проницаемости и карбонатного, и терригенного коллектора.

Лабораторные исследования влияния композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на основе ГЭР, комплексов многоосновных кислот и кислот Льюиса с координирующими растворителями на фильтрационные характеристики и нефтевытеснение

из моделей неоднородного пласта, состоящих из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным керновым материалом (терригенный коллектор) и имеющих различную проницаемость, проводили применительно к условиям Восточно-Мессояхского и Русского нефтегазоконденсатных месторождений тяжелых высоковязких нефтей (Ямало-Ненецкий АО) и месторождения легкой маловязкой нефти Олень (Томская область) с терригенным коллектором в области температур 24–150 °С (например, рисунки 7 и 8).

Проведена оценка влияния кислотных фторсодержащих нефтевытесняющих композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на проницаемость моделей терригенного коллектора и коэффициент нефтевытеснения. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности применяемых кислотных композиций для вытеснения как легких маловязких, так и тяжелых высоковязких нефтей из коллектора терригенной

природы в широком диапазоне его проницаемости: прирост коэффициента нефтевытеснения составил 13,2–32,5% по отдельным колонкам и в среднем по моделям пласта 20,7–26,3%. Во всех проведенных экспериментах наблюдалось выравнивание фильтрационных потоков внутри моделей пласта: менялось отношение подвижностей жидкости в колонках, составляющих модель неоднородного пласта. Исследование влияния обработки кислотной фторсодержащей нефтевытесняющей композицией модели неоднородного пласта Восточно-Мессояхского месторождения на изменение ее фильтрационных характеристик позволило установить существенное увеличение проницаемости коллектора, что четко указывает на высокую эффективность композиции как кислотного состава для обработки коллектора терригенной природы: проницаемость по нефти модели пласта увеличивается при обработке объемом композиции, равным одному объему пор модели пласта, с 0,013 до 0,357 мкм².

В научно-техническом центре АО «Геологика», г. Новосибирск, на параллельных керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов зерна различной проницаемости, моделирующих высоко неоднородный терригенный коллектор, проведены лабораторные испытания кислотных составов ГБК-Ф и ПБК-Ф на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «СХК» применительно к термобарическим условиям продуктивного пласта типичного месторождения Западной Сибири: температура – 72 °С, начальное пластовое давление – 14,6 МПа, горное давление – 40 МПа, модель пластовой нефти с вязкостью 7,77 мПа·с.

Проведенные лабораторные испытания кислотных составов ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на керновых моделях 1 и 2 соответственно, составленных из цилиндрических образцов зерна терригенного коллектора, со средними проницаемостями колонок 211.67 и 25.17 мД для модели 1 и 202.22 и 13.66 мД для модели 2 показали их высокую эффективность для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами. Композиция ГБК-Ф обеспечивает прирост коэффициента нефтевытеснения в интервале 20–25% и из высокопроницаемой, и из низкопроницаемой колонки модели высоко неоднородного пласта не только за счет высоких нефтеотмывающих свойств, но и за счет выравнивания профиля приемистости, увеличения коэффициента охвата пласта физико-химическим воздействием (в высоко неоднородной модели пласта отношение проницаемостей пропластков отличалось в 8 раз). Композиция может применяться на месторождениях как с легкой, так и с высоковязкой нефтью, в том числе при паротепловом и пароциклическом воздействии. Низкая температура застывания жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф (минус 50 °С) делает ее технологичной к применению в северных регионах и Арктике. Композиция ПБК-Ф обеспечивает прирост коэффициента нефтевытеснения в среднем по модели 26% (10% из более высокопроницаемой колонки, 42% из низкопроницаемой колонки) за счет высоких нефтеотмывающих свойств, даже при небольшом объеме оторочки, так как она имеет низкую вязкость, оказывает меньшее сопротивление при фильтрации (перепад давления при закачке меньше в 10 раз по

сравнению с композицией ГБК-Ф) и эффективна для однородных низкопроницаемых коллекторов. Твердая товарная форма композиции обеспечит хорошую логистику и технологичность применения в северных регионах и Арктике.

В 2024–2025 гг. планируется провести опытно-промышленные испытания композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на 5–10 скважинах. При успешном проведении ОПР планируется организация опытно-промышленного производства новых кислотных составов на базе АО «СХК».

Основные отличительные особенности композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф:

- композиции имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью и высокую нефтевытесняющую и нефтеотмывающую способность;
- значение pH композиций находится в пределах 0,2–1,2, в их состав входят фториды, поэтому их можно использовать для увеличения проницаемости как терригенного, так и карбонатного коллектора пласта;
- плотность композиций можно регулировать в пределах от 1,06 до 1,3 кг/м³;
- композиции совместимы с минерализованными пластовыми водами, не дают осадков при разбавлении, снижают набухание глинистых минералов породы-коллектора и восстанавливают начальную проницаемость пласта;
- вязкость композиций можно регулировать от единиц до сотен мПа·с;
- композиции могут перераспределять фильтрационные потоки в неоднородном пласте и увеличивать охват пласта заводнением;
- композиции являются низкозастывающими, с температурой застывания от минус 6 до минус 60 °С, что позволяет работать в северных регионах в зимних условиях;
- композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф мало опасны для человека и окружающей среды, с ними легко и удобно работать в условиях нефтепромыслов с использованием стандартного оборудования.

Композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф имеют высокую нефтевытесняющую и нефтеотмывающую способность, снижают фильтрационные сопротивления в призабойных зонах скважин, увеличивают проницаемость коллектора, уменьшают остаточную нефтенасыщенность, снижают набухаемость глин (глинистого цемента коллектора, фильтрата бурового раствора), разрушают межфазные слои на границе нефть – порода – вода, дезмульгируют водонефтяные эмульсии.

Композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф – пожаробезопасные жидкости, без запаха, имеют пониженную адсорбцию на породах пласта, могут применяться в широком интервале пластовых температур и минерализации вод, для низкопроницаемых, высоконеоднородных пластов. Преимуществом композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф является технологичность применения в зимних условиях в северных регионах и Арктике.

Далее приведены результаты проведенных в 2014–2018 годах ОПР по применению кислотной композиции ГБК на основе ПАВ, которая была первой в ряду разрабатываемых в настоящее время кислотных

РИСУНОК 7. Нефтевытесняющая способность композиции ГБК-Ф и фильтрационные характеристики неоднородной модели терригенного пласта Русского месторождения после закачки композиции ГБК-Ф: увеличение подвижности и прирост коэффициента вытеснения при 24 и 150 °С. Исходная газовая проницаемость модели: 1 колонка – 2,358, 2 – 1,516 мкм²

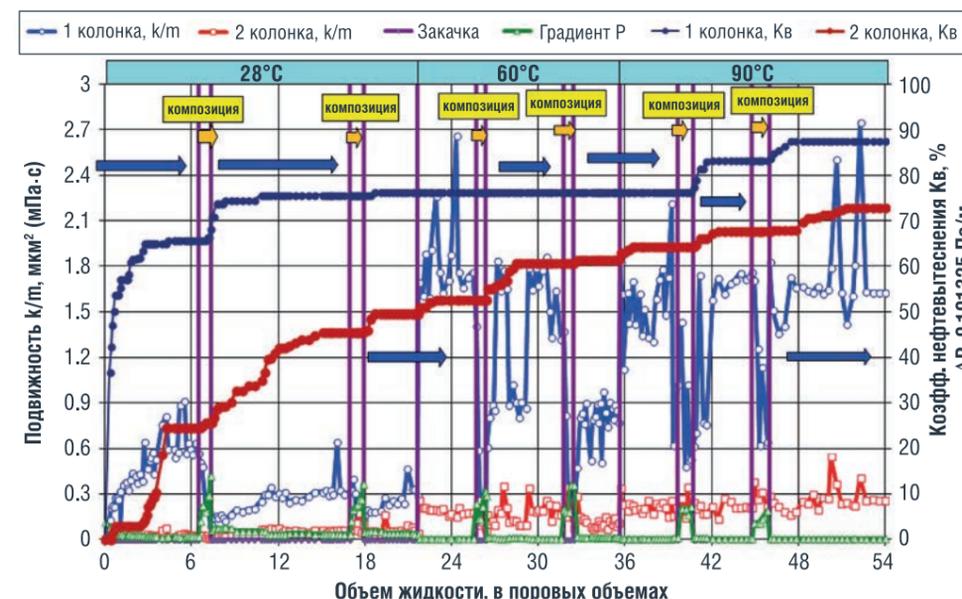
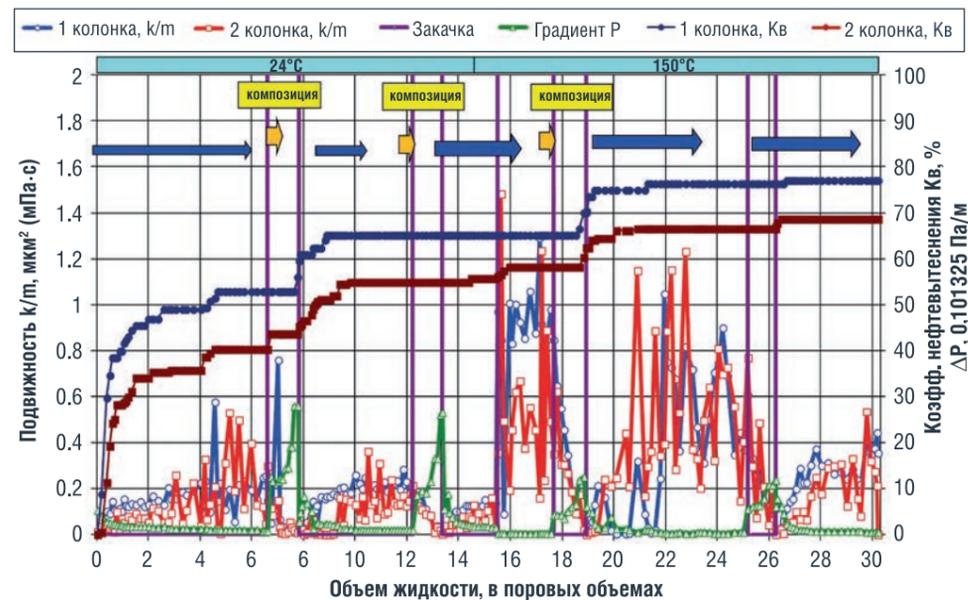
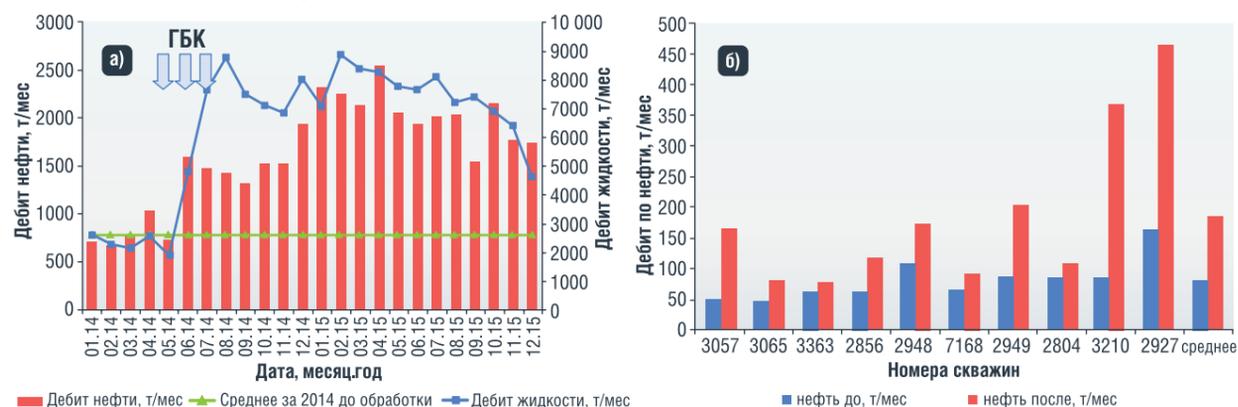


РИСУНОК 8. Нефтевытесняющая способность композиции ПБК-Ф и фильтрационные характеристики неоднородной модели терригенного пласта Восточно-Мессояхского месторождения после закачки композиции ПБК-Ф: увеличение подвижности и прирост коэффициента вытеснения при 28, 60 и 90 °С. Исходная газовая проницаемость модели: 1 колонка – 1,436 мкм², 2 колонка – 0,605 мкм²

РИСУНОК 9. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК на низко продуктивных добывающих скважинах пермо-карбонатной залежи Усинского месторождения: (а) – суммарно по 10 добывающим скважинам; (б) – среднее значение месячных дебитов по нефти для отдельных скважин до и после обработки композицией ГБК



композиций с применением ГЭР. Композиция ГБК не содержит фторсодержащих соединений (литера «Ф» в названиях ГБК-Ф и ПБК-Ф), и предназначена преимущественно для применения на карбонатных коллекторах. Успешно проведенные ОПР на пермо-карбонатной залежи Усинского месторождения, результаты которых приведены ниже, послужили основой для дальнейшей разработки новых композиций, описываемых в данной работе, для расширения их применимости на различных объектах, в том числе на терригенных коллекторах.

Всего за период 2014–2018 были проведены следующие виды ОПР:

1. Произведена закачка кислотной композиции ГБК в 10 низкопродуктивных добывающих скважинах с целью интенсификации добычи, обработка произведена в 2014 году.
2. Кислотную композицию на основе ГЭР и ПАВ применяли для обработки холодной малодебитной добывающей скважины, также с целью интенсификации добычи. Обработка произведена в декабре 2019 и результат отслеживался в течение 2019 года.
3. Кислотную композицию ГБК применяли при подготовке добывающей скважины к очередному циклу пароциклической обработки (ПЦО) в июле 2018 г., закачку композиции проводили перед закачкой пара, для увеличения приемистости и радиуса дренирования перед ПЦО, с последующей ПЦО и мониторингом работы скважины.
4. Кислотную композицию ГБК применяли для восстановления приемистости по жидкости и увеличения нефтеотдачи на горячей нагнетательной горизонтальной скважине в январе 2018 года, в качестве дополнительной обработки в составе комплексного воздействия на экспериментальный участок [24].

По пунктам 1 и 2 объем закачки находился в интервале 30–50 м³ по готовой композиции. На рисунке 9 представлен обобщенный график увеличения дебитов по нефти и по жидкости суммарно по всем 10 скважинам, обработанным в 2014 году, за 19 месяцев после обработки, и средние значения месячных дебитов по нефти для отдельных скважин до и после обработки композицией ГБК (за 19 месяцев). После закачки кислотной композиции ГБК наблюдалось

увеличение дебитов по нефти на 5,5–14,8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости на 15–25 м³/сут. Средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 80 т/мес, по результатам 19 месяцев после обработки – 185 т/мес, то есть прирост дебита по нефти составил в среднем 104 т/мес на скважину. Дополнительно добытая нефть за весь период наблюдения (19 месяцев) составила ~20 000 т по 10 скважинам, ~ 2000 т/скв. По результатам проведенных работ технология была рекомендована к промышленному применению. Результаты обработки отдельной добывающей малодебитной скважины в 2018 году представлены на рисунке 10. На рисунке видно снижение обводненности продукции и увеличение дебитов по нефти после обработки. На момент последнего зафиксированного наблюдения, эффект продолжался, суммарная дополнительная добыча нефти составила 542 т, средний прирост дебита по нефти ~2,3 т/сут. Снижение обводненности говорит о подключении к работе скважины ранее не действовавших нефтенасыщенных интервалов с низкой проницаемостью.

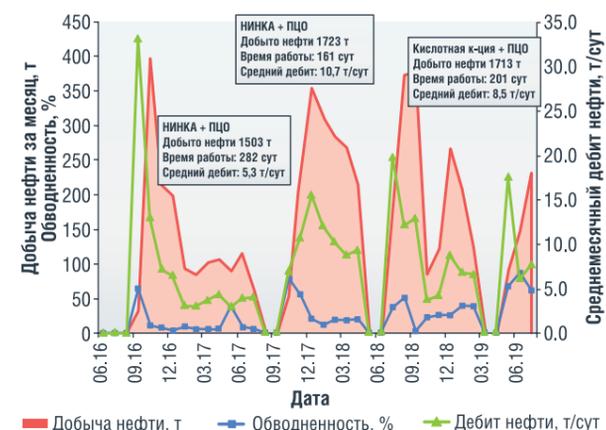
В пункте 3 представленного выше списка проведенных ОПР рассматривается обработка ПЦО с кислотной композицией ГБК на основе ПАВ в сравнении с предшествующими обработками на данной скважине.

РИСУНОК 10. Динамика работы скважины малодебитной добывающей скважины Усинского месторождения, после обработки кислотной композицией ГБК в 2018 году



Было закачено 100 м³ по готовой композиции. Режим работы скважины до проведения мероприятий на момент завершения предыдущего цикла ПЦО: дебит по нефти 9,4 т/сут, по жидкости 11,7 т/сут, обводненность 20%. В первый месяц после ввода в эксплуатацию был зафиксирован режим работы: дебит по нефти 19,6 т/сут, по жидкости 31,4 т/сут, обводненность 37,7%. В графическом виде динамика работы скважины в трех последних циклах ПЦО представлена на рисунке 11. Суммарно за цикл добыто 1713 т нефти, длительность цикла 201 сутки, средний дебит за время цикла 8,5 т/сут, с наибольшим значением в первые два месяца после обработки. При комбинированной закачке композиции с ПЦО сложно разделить итоговый эффект от собственно закачки пара и эффект от введения реагентов. Как правило, эффект прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) от введения композиции составляет 5–10% и 20–30% прирост от обработки паром. Однако с ростом обводненности продукции скважины, в том числе с увеличением количества уже проведенных циклов ПЦО, эффект от обработки паром без реагентов заметно снижается. По результатам ОПР видно, что использование химических композиций и их чередование позволяет избежать снижения эффективности ПЦО от цикла к циклу и продлить эффективный срок эксплуатации скважины.

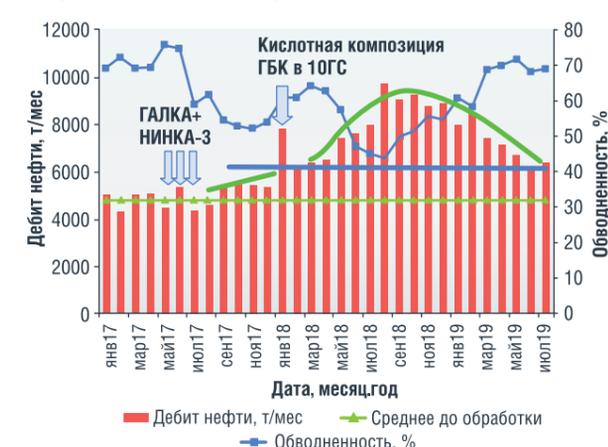
РИСУНОК 11. Динамика работы пароциклической скважины при комбинированных ПЦО с реагентами в 2016–2019 гг., с применением композиции ГБК в цикле 2018 года



Большой интерес представляют обработки композицией нагнетательных скважин, в том числе горячих, что и показал первый промышленный опыт применения такой обработки (пункт 4 списка ОПР). Обработывая нагнетательную скважину, можно получить эффект по большому числу реагирующих скважин участка, и воздействие композиции не будет ограничено только призабойной зоной скважины или камерой прогрета паром при пароциклике. В случае с нагнетательной скважиной действие композиции продолжается дольше, вплоть до максимального снижения концентрации ПАВ и реагентов композиции за счет разбавления вследствие дисперсии при движении оторочки композиции по пласту.

Рассмотрим представленную на рисунке 12 динамику работы участка из 20 добывающих скважин после закачки композиций в одну из нагнетательных скважин, подающих горячую воду. Если попытаться выделить из

РИСУНОК 12. Динамика работы опытного участка из 20 добывающих скважин после закачки химических композиций в горячую нагнетательную горизонтальную скважину



общей картины кумулятивного эффекта воздействия группы композиций только воздействие кислотной композиции ГБК (зеленые огибающие и синяя черта на рисунке), то из 55 тыс. тонн дополнительно добытой нефти ~16 тыс. тонн – это дополнительный эффект именно от последнего воздействия. С учетом того, что было закачено всего 100 м³ готовой композиции, имеем удельный эффект от обработки на порядок выше, чем для точечной обработки отдельной добывающей скважины.

Таким образом, технология увеличения нефтеотдачи с применением нефтewытесняющих кислотных композиций пролонгированного действия, разработанных ИХН СО РАН, направлена на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи за счет увеличения приемистости нагнетательных скважин и дебитов по нефти добывающих скважин путем закачки композиции в нагнетательные и/или добывающие скважины. Областью применения технологии являются залежи нефти, в том числе высоковязкой нефти, с полимиктовым или карбонатным коллектором, разрабатываемые на естественном режиме, а также методами заводнения, паротеплового или пароциклического воздействия, с низкой или невысокой эффективностью процесса и относительно низкими отборами запасов нефти.

Композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф могут применяться совместно с физическими методами воздействия на пласт, в частности, с сонохимическим комплексом в целях увеличения его эффективности.

Выводы

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами, с карбонатными и терригенными коллекторами, в том числе в северных и арктических регионах, на принципах «зеленой химии» с применением метода глубоких эвтектических растворителей (ГЭР), созданы кислотные нефтewытесняющие композиции пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты, полиолов, карбамида и фторсодержащих соединений.

В результате экспериментальных исследований кислотно-основных и фазовых равновесий ГЭР в многокомпонентных системах с донорно-акцепторными взаимодействиями «борная кислота – карбамид – полиол (глицерин, пентаэритрит) – фторсодержащие соединения» определены оптимальные составы и области концентраций компонентов кислотных композиций.

Проведены лабораторные исследования физико-химических характеристик композиций. Установлена их полная совместимость с пластовыми водами, нефтью и породой различных месторождений, исследования коррозионной активности показало их соответствие требованиям, предъявляемым к кислотным составам. Разработан регламент для производства жидкой товарной формы (ЖТФ) кислотной композиции ГБК-Ф.

Проведенные в АО «Геологика», г. Новосибирск, лабораторные испытания кислотных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов керна терригенного коллектора, показали их высокую эффективность для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами. Композиция ГБК-Ф обеспечивает пророст коэффициента нефтевытеснения в интервале 22–25% из высокопроницаемой и низкопроницаемой моделей высоко неоднородного пласта за счет высоких нефтеотмывающих свойств и выравнивания профиля приемистости, увеличения коэффициента охвата пласта физико-химическим воздействием (отношение проницаемостей пропластков в модели пласта отличалось в 8 раз). Композиция может применяться на месторождениях как с легкой, так и с высоковязкой нефтью, в том числе при паротепловом и пароциклическом воздействии. Низкая температура застывания жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф (минус 50 °С) делает ее технологичной к применению в северных регионах и Арктике. Композиция ПБК-Ф обеспечивает пророст коэффициента нефтевытеснения в интервале 12–26% за счет высоких нефтеотмывающих свойств, даже при небольшом объеме оторочки, она имеет низкую вязкость, оказывает меньшее сопротивление при фильтрации (перепад давления при закачке в 10 раз меньше по сравнению с ГБК-Ф) и эффективна для однородных низкопроницаемых коллекторов. Твердая товарная форма обеспечит хорошую логистику и технологичность применения в северных регионах.

Успешно проведенные в 2014–2018 годах ОПР по применению композиции ГБК, давшей старт разработке целой линейки композиций, в том числе ГБК-Ф и ПБК-Ф, позволяют рассчитывать на дальнейшее развитие этой темы и выход на ОПР с новыми композициями на различных объектах, в том числе на терригенных коллекторах.

В 2024–25 гг. планируется проведение опытно-промышленных испытаний композиций на месторождениях нефти с терригенными коллекторами, при успешном проведении работ – организация АО «СХК» опытно-промышленного производства композиций на основе фторсодержащих продуктов АО «СХК» для нефтедобывающей отрасли промышленности РФ. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования РФ (НИОКТР № 121031500048-1).

Литература

- Zolotukhin A.V., Gudmestad O.T., Yarlshbyu E.T. Resources of oil and gas, development of offshore deposits. WIT press, Southampton, Great Britain. 2011. 279 p.
- Тарасюк В.М. // Экологический вестник России. 2014. № 6. С. 22.
- Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. Утверждена Указом Президента Российской Федерации № 645 от 26 октября 2020 г., 40 с.
- Surfactant-based compositions for enhanced oil recovery in arctic high-viscosity oil fields / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov, L.A. Stasyeva // Petroleum Chemistry. 2022. – V. 62. – № 2. – P. 169–182.
- Romero-Zeron Laura. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview. ISBN 978-953-51-2701-7, Print ISBN 978-953-51-2700-0, InTech, 2016. – 200 p.
- Emma L. Smith, Andrew P. Abbott, and Karl S. Ryder. Deep Eutectic Solvents (DESs) and Their Applications. Chem. Rev. 2014, 114, 21, 11060–11082. <https://doi.org/10.1021/cr300162p>.
- Yizhak Marcus. Deep Eutectic Solvents. Springer Nature Switzerland AG, 2019. – P. 200.
- Qin H. et al., Overview of acidic deep eutectic solvents on synthesis, properties and applications, Green Energy & Environment, 2020. – Vol. 5. – Is. 1. – P. 8–21.
- Глубокие эвтектические растворители в биотехнологии / О.В. Морозова, И.С. Васильева, Г.П. Шумакович, Е.А. Зайцева, А.И. Ярополов // Успехи биологической химии. – 2023. – Т. 63. – С. 301–348.
- Al-Rujaibi O., Al-Wahaibi Y., Pourafshary P. [et al.] Simulation study of wettability alteration by deep eutectic solvent injection as an EOR agent for heavy oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016. – Vol. 144. – P. 66–75.
- El-hoshoudy A.N., Soliman F.S., Mansour E.M. [et al.] Experimental and theoretical investigation of quaternary ammonium-based deep eutectic solvent for secondary water flooding // Journal of Molecular Liquids, 2019. – Vol. 294. – Is. 111621.
- Advanced compositions for increasing oil recovery on the principles of “green chemistry” / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, I.V. Kuvshinov, V.V. Kozlov, M.R. Sholidodov // AIP Conference Proceedings. – 2022. – V. 2509. – 020015. – DOI: 10.1063/5.0084773 <https://doi.org/10.1063/5.0084773>.
- Кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе глубоких эвтектических растворителей / Л.К. Алтунина, Л.А. Стасьева, В.А. Кувшинов, М.Р. Шолитодов, В.В. Козлов, И.В. Кувшинов // Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – Т. 31. – № 2. – С. 140–152. – DOI:10.15372/KhUR2023448.
- Laboratory Testing of Acidic EOR Oil-Displacing Compositions Based on Surfactants, Inorganic Acid Adduct and Polyols / M.R. Sholidodov, V.V. Kozlov, L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stas'eva // Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2022. – V. 15. – No. 2. – P. 186–196. DOI: 10.17516/1998-2836-0283.
- Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития, 2018. – Т. 26. – № 3. – С. 261–277.
- Шварц Е.М. Взаимодействие борной кислоты со спиртами и оксикислотами / Е.М. Шварц. – Рига: Зинатне, 1990. – 414 с.
- Shvarts, E. M. Reactions of Polyols with Boric Acid and Sodium Monoborate / E.M. Shvarts, R.T. Ignash, R.G. Belousova // Russian Journal of General Chemistry. – 2005. – Vol. 75. – No. 11. – P. 1687–1692.
- Киргинцев А.Н. Растворимость неорганических соединений в воде. Справочник / А.Н. Киргинцев, Л.Н. Трушников, В.Г. Лаврентьева. – Ленинград: Химия, 1972. – 248 с.
- Википедия: сайт – Используемая страница последний раз отредактирована 6 декабря 2022. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D1%8F_%D0%BA%D0%B8%D1%81%D0%BB%D0%BE%D1%82%D0%B0 (дата обращения: 05.12.22).
- Википедия: сайт – Используемая страница последний раз отредактирована 28 августа 2022. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%84%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D0%BA%D0%B8%D1%81%D0%BB%D0%BE%D1%82%D0%B0 (дата обращения: 05.12.22).
- Acidic Oil-Displacing System based on Deep Eutectic Solvents and Surfactants: Development, Physical and Chemical Studies, Evaluation of its Effect on the Composition and Properties of Oil / M. R. Sholidodov, L.K. Altunina, V.V. Kozlov, V.A. Kuvshinov, L.A. Stas'eva and A.R. Saidentsal // Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2023. – Vol. 16. – No 3. – P. 337–349.
- Оценка эффективности кислотной композиции ГБК при вытеснении маловязкой и высоковязкой нефти / М.Р. Шолитодов, А.Р. Сайденцаль, Л.К. Алтунина, В.В. Козлов, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева // Изв. вузов. Химия и хим. технология. – 2023. – Т. 66. – Вып. 11. – С. 101–109. – DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.8t.
- Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И. В. Кувшинов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 103–113. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113>.

KEYWORDS: enhanced oil recovery, deep eutectic solvents, fluorine-containing compounds, phase diagrams, eutectic, acid composition, surfactants, oil displacement, high-viscosity oils, laboratory and field tests, carbonate and terrigenous reservoirs.



РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ РМЭФ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

24–26 АПРЕЛЯ 2024

XXXI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, до6.2626

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
main@restec.ru
+7 (812) 320 6363



@ENERGYFORUMSPB

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ
В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!



ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ на реологические свойства высокопарафинистой нефти



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

УДК 622.276.6



Галушкина Злата Константиновна

студент Томского государственного университета, инженер 2-й категории лаборатории реологии нефти, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

ИЗУЧЕНО ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ ПОЛИАЛКИЛМЕТАКРИЛАТА С ДОБАВЛЕНИЕМ ВЫСОКОКИПАЮЩИХ ФРАКЦИЙ ТЯЖЕЛОЙ, СМОЛИСТОЙ НЕФТИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ТАКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, КАК СТЕПЕНЬ ИНГИБИРОВАНИЯ, ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ, ВЯЗКОСТЬ, ЭНЕРГИЯ АКТИВАЦИИ ВЯЗКОГО ТЕЧЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРА ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА. ПОКАЗАНО, ЧТО ИНГИБИРУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ УЛУЧШАЮТ СТРУКТУРНО-РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ. ТАКИМ ОБРАЗОМ, СОГЛАСНО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ, ВЫСОКОКИПАЮЩИЕ ФРАКЦИИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ МОГУТ ПОВТОРНО ПРИМЕНЯТЬСЯ, А НЕ УТИЛИЗИРОВАТЬСЯ

THE WORK STUDIED THE EFFECT OF INHIBITORY COMPOSITIONS BASED ON POLYALKYL METHACRYLATE WITH THE ADDITION OF HIGH-BOILING FRACTIONS OF HEAVY, TARRY OILS ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF HIGHLY PARAFFINIC OIL. THE FOLLOWING CHARACTERISTICS WERE CONSIDERED: DEGREE OF INHIBITION, POUR POINT, VISCOSITY, ACTIVATION ENERGY OF VISCOUS FLOW, PHASE TRANSITION TEMPERATURE. IT HAS BEEN SHOWN THAT INHIBITORY COMPOSITIONS IMPROVE THE STRUCTURAL AND RHEOLOGICAL PARAMETERS OF HIGHLY PARAFFINIC OIL. THUS, ACCORDING TO THE RESULTS OF THE STUDY, HIGH-BOILING FRACTIONS OF HEAVY OIL CAN BE REUSED RATHER THAN DISPOSED OF

Ключевые слова: присадка, ингибирующая композиция, высокопарафинистая нефть, степень ингибирования, температура застывания, фазовый переход, вязкость, высокосмолистая нефть, поверхностно-активные вещества.



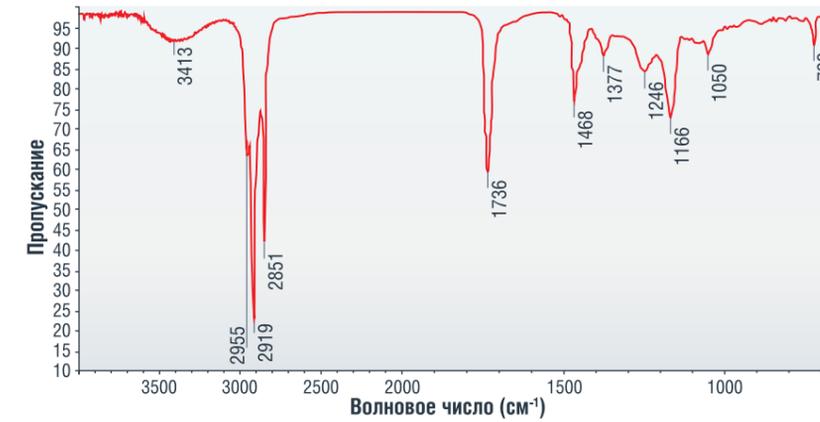
Прозорова Ирина Витальевна

старший научный сотрудник лаборатории реологии нефти, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

В настоящее время растет количество нефтяных месторождений, в которых нефть содержит большое количество парафиновых углеводородов. Из-за образования в таких системах асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) добыча и транспортировка нефти сильно осложнена [1].

Добавление полимерных химических реагентов, ингибирующих или замедляющих образование осадка, является одним из наиболее действенных методов предотвращения осадкообразования. В нефтяных системах, где содержание парафиновых углеводородов больше 8 %, эффективность ингибирующих присадок заметно снижается. Для увеличения эффективности действия присадки в таких системах используют различные поверхностно-активные вещества [2]. В связи с тем, что высококипящие фракции нефти зачастую утилизируют, тем самым загрязняя

РИСУНОК 1. ИК-спектр используемого полимера



окружающую среду, для улучшения свойств присадки предлагается использовать в качестве соГПАВ тяжелые, смолистые нефти и их высокомолекулярные фракции, что позволит отказаться от утилизации в пользу повторного использования. Поэтому целью работы является изучение влияния ингибирующей композиции, состоящей из амфифильного полимера (ПР) и тяжелой, смолистой нефти и битумов, на реологические свойства высокопарафинистой нефти.

Объектом исследования является нефть, характеризующаяся малым содержанием асфальтенов (~0,9% масс.), смол (~2% масс.) и высоким содержанием парафинов (~16% масс.). ИК-спектр используемого полимера показал характерные для полиалкилакрилатов полосы поглощения (рис. 1).

В таблице 1 приведены составы ингибирующих композиций, в том числе высококипящие фракции тяжелой, смолистой нефти, применяемых в качестве поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Депрессорные свойства полимера и ингибирующих композиций изучали по изменению температуры застывания и динамической вязкости. Динамическую вязкость определяли с использованием BROOKFIELD DV-III ULTRA PROGRAMMABLE RHEOMETER. Данный прибор предназначен для измерения крутящего момента, создаваемого при вязкостном сопротивлении жидкости. Результаты, полученные при помощи реометра, были использованы для построения зависимостей вязкость – температура, расчета температур фазовых переходов и энергии

активации вязкого течения исследуемой нефти в присутствии различных композиций (рис. 1).

Из рисунка 2(а) видно, что индивидуальное добавление нефтяных остатков к исходному образцу нефти при 0 °С может как снижать динамическую вязкость (в 2,7–2,9 раз), так и увеличивать ее (в 1,7–2 раза), однако это изменение незначительно по сравнению с добавлением полимера и ингибирующих композиций.

При использовании ингибирующей композиции наблюдается тенденция к снижению динамической вязкости у образцов после 0 °С относительно образца с полимером, кривая

имеет плавный характер. В случае композиции 2 видно, что зависимость вязкости от температуры линейна – фазового перехода нет в диапазоне исследуемых температур.

При помощи кривых, изображенных на рисунке 2(б), определили температуру фазовых переходов. Фазовый переход определяется по резкому изменению угла наклона кривой в аррениусовских координатах. При помощи уравнения Френкеля–Эйринга определили энергию активации вязкого течения:

$$\eta = A * \exp^{E_a/RT},$$

где η – динамическая вязкость, мПа·с; A – предэкспоненциальный коэффициент, показывающий зависимость вязкости системы от иных параметров структуры в скрытом виде; E_a – энергетический барьер флуктуационного перехода, Дж/моль; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); T – абсолютная температура, К.

Энергию активации вязкого течения можно назвать мерой упорядоченности и стабильности дисперсной системы, а также она характеризует межмолекулярное и межчастичное взаимодействие. Таким образом, чем меньше энергия активации, тем менее упорядоченной и стабильной

ТАБЛИЦА 1. Состав полимерной присадки и ингибирующих композиций

Название	Состав	Соотношение
Полимер (ПР)	Полиалкилметакрилат: толуол	1:3
Образец 1	Остаток* нефти Крапивинского месторождения: толуол	1:3
Образец 2	Остаток нефти месторождения Зуунбаян: толуол	1:3
Образец 3	Остаток нефти месторождения Цагаан-Дис: толуол	1:3
Образец 4	Остаток нефти месторождения Тамсагбулаг: толуол	1:3
Образец 5	Остаток нефти месторождения Цагаан-Элс: толуол	1:3
Образец 6	Мазут: толуол	1:3
Композиция 1	ПР: остаток нефти Крапивинского месторождения: толуол	1:1/17:3
Композиция 2	ПР: остаток нефти месторождения Зуунбаян: толуол	1:1/17:3
Композиция 3	ПР: остаток нефти месторождения Цагаан-Дис: толуол	1:1/17:3
Композиция 4	ПР: остаток нефти месторождения Тамсагбулаг: толуол	1:1/17:3
Композиция 5	ПР: остаток нефти месторождения Цагаан-Элс: толуол	1:1/17:3
Композиция 6	ПР: мазут: толуол	1:1/17:3

Остатки* – нефтяные фракции, выкипающие более чем при 350 °С

РИСУНОК 2. Влияние добавки полимера и нефтяных остатков на вязкостно-температурные характеристики нефти (а); в полулогарифмических аррениусовских координатах (б)

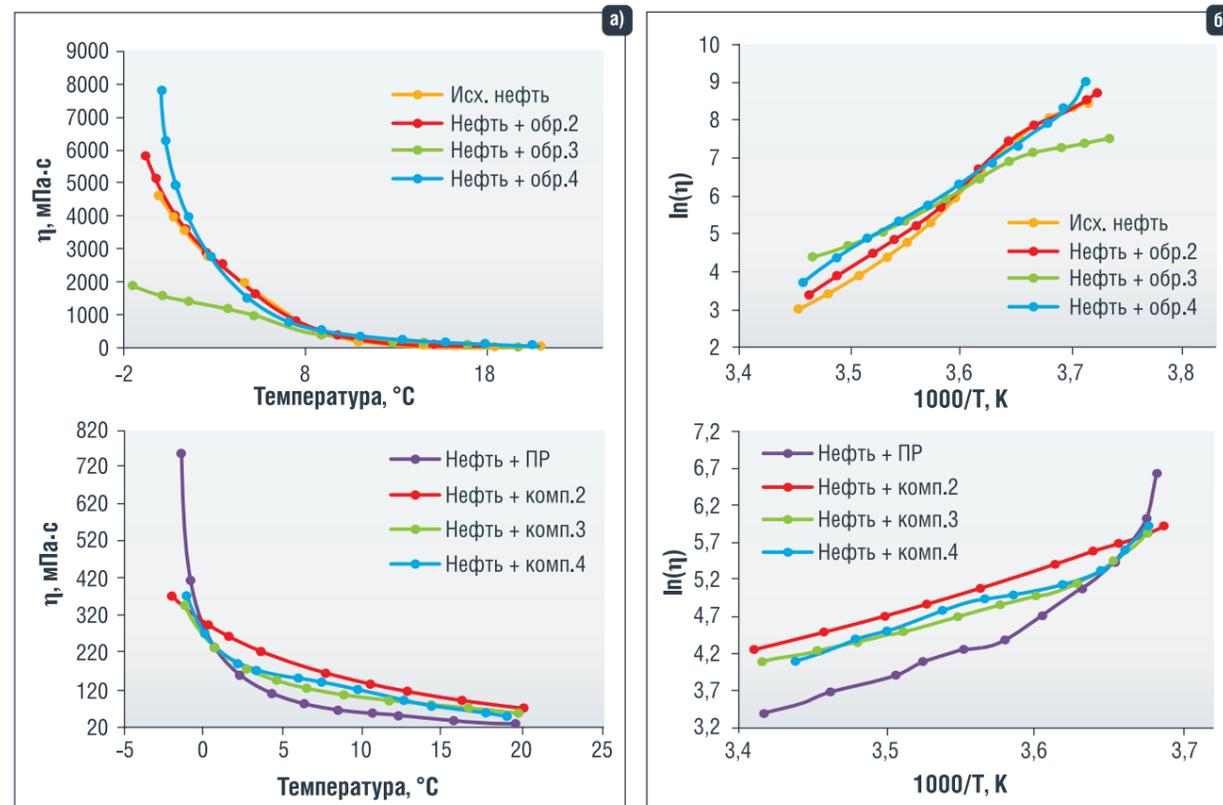


ТАБЛИЦА 2. Состав полимерной присадки и ингибирующих композиций

Ингибирующая композиция	E _a (1/2), кДж/моль	T _{фп} , °C	Температура застывания, °C
Исх. нефть	96,45/57,39	4,7	+4,0
Нефть + ПР	32,59/129,66	2,4	-8,4
Нефть + образец 1	98,02/124,24	6,4	+5,0
Нефть + композиция 1	33,98/6,98	4,6	-1,9
Нефть + образец 2	85,27	-	+6,4
Нефть + композиция 2	25,37	-	-10,0
Нефть + образец 3	58,52/28,74	5,2	+4,6
Нефть + композиция 3	20,47/55,90	2,6	-6,1
Нефть + образец 4	95,35/111,12	4,8	+1,8
Нефть + композиция 4	26,30/79,96	1,4	-9,0
Нефть + образец 5	68,56/23,99	6,3	+4,5
Нефть + композиция 5	22,68/63,66	1,7	-3,3
Нефть + образец 6	58,41/116,96	5,8	+5,1
Нефть + композиция 6	19,26/77,33	0,2	-5,0

является система. Полученные значения приведены в таблице 2.

Из таблицы 2 видно, что при добавлении полимера в нефтяную систему происходит уменьшение энергии активации вязкого течения в высокотемпературной области в 2,9 раза и увеличение

в низкотемпературной области в 2,2 раза. Температура фазового перехода снизилась на 12,4 °C.

При индивидуальном добавлении нефтяных остатков в высокотемпературной области энергия активации вязкого течения в общем случае снижается.

В низкотемпературной области энергия активации может и увеличиваться, и снижаться. Температуры фазовых переходов при этом почти везде изменяются незначительно. Использование ингибирующих композиций позволяет существенно уменьшить энергию активации вязкого течения нефтяной системы как в высокотемпературной, так и в низкотемпературной областях.

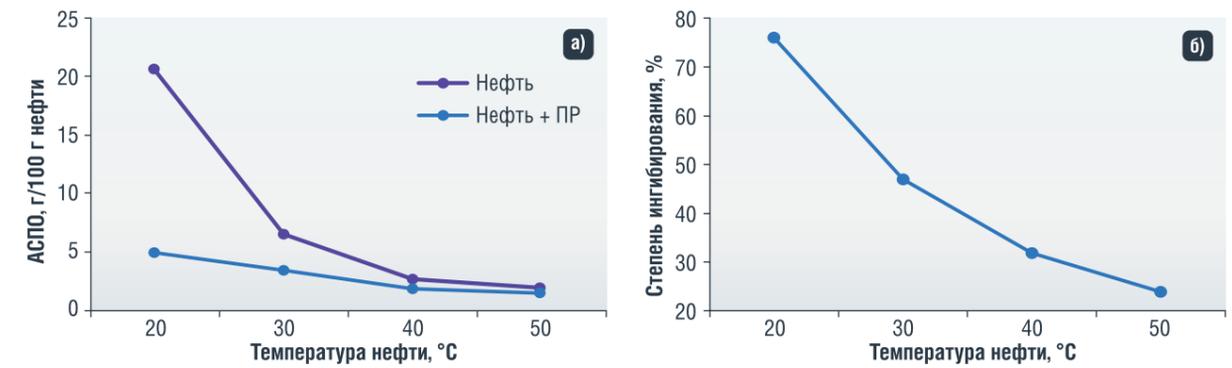
Зависимость количества АСПО от температуры нефти выявляли методом «холодного стержня». Из полученных данных построены графики, отражающие количество осадка и степень ингибирования полимера от температуры нефти (рис. 3).

Степень ингибирования – разность масс осадков образца исходной нефти и образца с добавкой, отнесенная к массе осадка исходной нефти, выражается в процентах:

$$I = \frac{m_{исх} - m_{пр}}{m_{исх}} \times 100\%,$$

где I – степень ингибирования в %; m_{исх} – масса осадка образца исходной нефти в г; m_{пр} – масса осадка образца с полимерной композицией в г.

РИСУНОК 3. График зависимости влияния температуры нефти на осадкообразование исходной нефти и нефти с добавлением 0,05 % полимерной присадки (а), график зависимости степени ингибирования присадки от температуры нефти (б)



Из зависимостей, приведенных на рис. 3 можно видеть, что с увеличением температуры ингибирующая способность присадки сильно падает и при 50 °C составляет всего 24%, тогда как при 20 °C – 79%. Из полученных данных можно сделать вывод, что эффективность полимера с повышением температуры снижается. Ингибирующую присадку наиболее эффективно применять при температуре, наиболее близкой к температуре застывания нефти (~5 °C).

Температуру застывания выявляли при помощи прибора для измерения температуры застывания «Кристалл» (таблица 3).

Из таблицы 3 видно, что индивидуально используемые

нефтяные остатки обладают незначительной ингибирующей способностью.

Наиболее эффективными относительно добавления полимера являются композиции 2 и 6, которые повышают степень ингибирования на 15,2 и 17,9% соответственно.

Наименее эффективной является композиция 4, которая повышает степень ингибирования на 2,6% относительно образца с полимером. Лучшие результаты в понижении температуры застывания также показала композиция 2, снизив ее на 19% относительно образца с полимером, тогда как наибольшее повышение температуры застывания показала композиция 5. Полимерные

композиции увеличивают степень ингибирования до 90%, что может говорить о синергизме нефтяных отходов и полимерной присадки.

Вывод

Исходя из полученных данных, можно сказать, что исследуемые ингибирующие композиции улучшают вязкостно-температурные свойства рассматриваемой нефтяной системы, наиболее эффективно проявляя себя в низкотемпературной области (около 0 °C). Использование данных композиций влияет на температуру фазового перехода и застывания системы, а также на количество образуемого АСПО. Таким образом, можно сделать вывод, что данные нефтяные остатки можно использовать, как ПАВ для высокопарафинистой нефти. Это позволит не только улучшить процесс транспортировки нефти, но и использовать компоненты, которые в большинстве случаев подвергаются утилизации, что положительно повлияет на состояние окружающей среды. ●

Авторы выражают благодарность лаборатории углеводородов и высокомолекулярных соединений нефти ИХН СО РАН за предоставленные образцы тяжелой нефти.

Литература

- Литвинцев И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем / И.В. Литвинцев. – Томск: Изд-во ТГУ, 2015. – 181 с.
- Попова Е.С. Влияние амфифильного полимера и карбоновых кислот на структурно-механические свойства высокопарафинистой нефти / Е.С. Попова. – Томск: изд-во ТГУ, 2022. – 74 с.

KEYWORDS: additive, inhibitory composition, high-paraffin oil, degree of inhibition, freezing point, phase transition, viscosity, high-tar oil, surfactants.

ПАКЕРНЫЕ РЕЗИНЫ ПРОИЗВОДСТВА

ООО «ОЗ РТИ-ПОДОЛЬСК»:

от теории к рабочим кейсам и собственным технологиям

ПРЕИМУЩЕСТВА ПАКЕРОВ С НАБУХАЮЩИМИ ЭЛАСТОМЕРАМИ ПЕРЕД МЕХАНИЧЕСКИМИ, ГИДРАВЛИЧЕСКИМИ И ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИМИ УСТРОЙСТВАМИ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ, ИЗОЛЯЦИИ МЕЖПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ И ДРУГИХ РАБОТ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН НЕ ВЫЗЫВАЮТ СОМНЕНИЯ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОИЗВОДСТВА НАБУХАЮЩИХ РЕЗИНОВЫХ СМЕСЕЙ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ?

THERE IS NO DOUBT ABOUT THE ADVANTAGES OF PACKERS WITH SWELLING ELASTOMERS OVER MECHANICAL, HYDRAULIC AND HYDROMECHANICAL DEVICES FOR FORMATION SEGREGATION, ISOLATION OF INTERLAYER FLOWS AND OTHER WORK DURING WELL CASING. WHAT SOLUTIONS IN THE FIELD OF PRODUCTION OF SWELLING RUBBER COMPOUNDS DO RUSSIAN ENTERPRISES OFFER?

Ключевые слова: водонабухающая резиновая смесь, пакер, уплотнительный эластомер, приращение диаметра, объем набухания.

Фармаковская Маргарита Павловна
главный специалист по резине, к.т.н.

Соннинская Светлана Владимировна
начальник отдела испытаний и исследований

Дубасов Максим Игоревич
инженер-технолог

Линькова Наталья Сергеевна
маркетолог

ООО «ОЗ РТИ-Подольск»

Достоинства пакеров с набухающими эластомерами являются: установка без специальных спусковых устройств, «самозалечивание», позволяющее использовать устройство в необсаженных стволах скважин с мягкими, рыхлыми почвами, скважинах с поврежденными обсадными колоннами; надежность и долговечность; экономические преимущества [1].

Исследования по созданию набухающих резиновых смесей в различных средах с целью импортозамещения

были начаты совместными работами специалистов ООО «НТЦ «ЗЭРС» и ООО «ОЗ РТИ-Подольск» еще в 2008 году [2]. А с 2013 года ООО «ОЗ РТИ-Подольск» уже массово производит и поставляет различные модели конструкций уплотнительных элементов пакеров (УЭНП) [3, 4], для которых были разработаны специальные резиновые смеси, способные набухать в водных и углеводородных средах.

Накопив достаточный опыт в производстве УЭНП, «Опытный завод РТИ-Подольск» начал разрабатывать для пакеров с набухающими эластомерами новые рецептуры резин для эксплуатации в различных условиях.

В данном направлении технологам завода пришлось столкнуться с рядом трудностей, одной из которых оказалось сопоставление результатов набухания резин. На предприятиях резиновой промышленности испытания проводятся по ГОСТ 269-66 [5] и ГОСТ 9.030-74 [6], в соответствии с которыми используются небольшие, плоские образцы, изготовленные методом прессования. У производителей набухающих пакеров используются различные методики, либо самостоятельно разработанные, либо унаследованные от зарубежных фирм, имитирующие набухание изделия.

Учитывая этот фактор, ООО «ОЗ РТИ-Подольск» в сотрудничестве с заказчиками проводит работу по унификации методов испытания и набору данных показателей для поставляемых резиновых смесей, которые затем будут введены в техническую документацию.

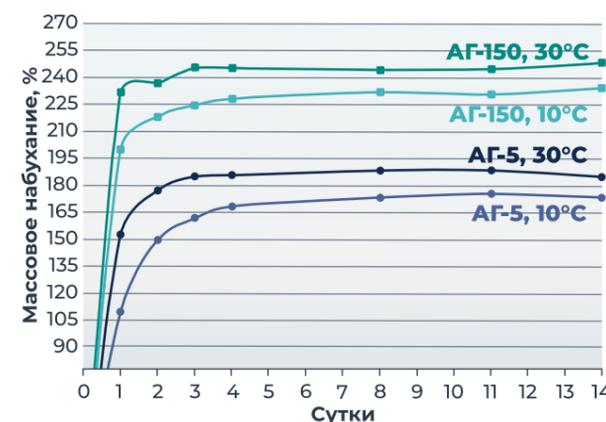
Водонабухающая резиновая смесь для низкотемпературных пакеров

Санкционная политика Европы и США способствовала возникновению в России ряда предприятий, производящих пакеры в виде привулканизованных к металлической трубе набухающих резиновых смесей.

В 2022 году к технологам завода обратились специалисты одного из таких предприятий с просьбой создать водонабухающую резиновую смесь с жесткими техническими требованиями: температура ниже 16 °С и высокой минерализацией. Уже имеющиеся в ассортименте резиновые смеси были разработаны под температуру не ниже 30 °С и минерализацию 15–50 г/л (АГ-5 и Г-40-6к).

При этом необходимо было учесть, что новая смесь для низкотемпературного водонабухающего пакера должна при очень высокой степени набухания сохранять приемлемый уровень упруго-прочностных свойств, значительно ухудшаемый введением водонабухающих реагентов. Решением стало разработка новой марки резины, отвечающей всем требованиям и учитывающей нюансы заказчика.

РИСУНОК 1. Массовое набухание образцов водонабухающих резин в растворе KCl 5%



В результате работы специалистами ООО «ОЗ РТИ-Подольск» была изготовлена резиновая смесь АГ-150, которая при достаточно высоком набухании (см. рис. 1) по сравнению с резиной АГ-5 при температуре 10 °С практически не отличается от последней по физико-механическим показателям. Преимущества по «приращению диаметра» и «объемному набуханию» резиновой смеси АГ-150 по сравнению с АГ-5 и Г-40-6к при низких температурах в минерализованных средах наглядно видны на рис. 2 и на рис. 3. Эти результаты получены при стендовых испытаниях «мини-пакеров» (длина 200 мм, диаметр по металлу 114 мм, диаметр по резине 136 мм) измерением приращения диаметра при набухании в свободном состоянии.

РИСУНОК 2. Приращение диаметра образцов в растворе 1,25% KCl при 30 °С

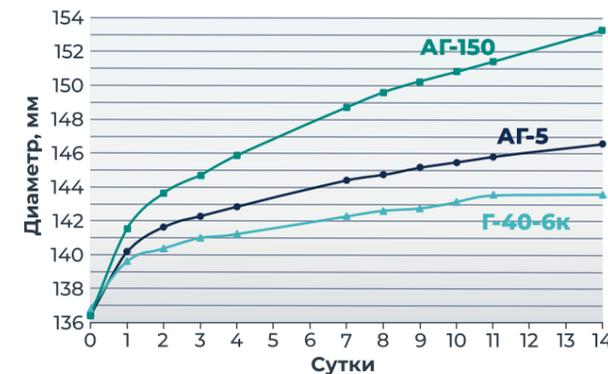
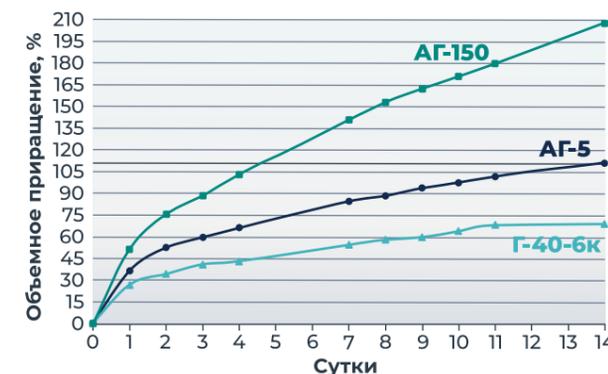


РИСУНОК 3. Объемное изменение образцов в растворе 1,25% KCl при 30 °С



Новая марка водонабухающей смеси успешно прошла испытания уже на готовых изделиях заказчика и положительно зарекомендовала себя на объектах. В данный момент ООО «ОЗ РТИ-Подольск» продолжает стендовые испытания резины АГ-150 при разных условиях для статистического набора данных.

Ассортимент пакерных резин производства «Опытный завод РТИ-Подольск» насчитывает порядка десяти рецептур водо-, нефтенабухающих и гибридных резиновых смесей в виде каландрованных полотен различной толщины или в виде полос, что согласуется с каждым заказчиком индивидуально. Ведется непрерывная работа по усовершенствованию набухающих рецептур резиновых смесей с целью улучшения их долговечности, технологических и упруго-прочностных свойств

Литература

- Ш.П. Казымов, Э.С. Абдуллаева, Н.М. Раджабов – «Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана»; Proceedings Научные труды 43 – 2015, № 3.
- В.В. Торопынин, В.И. Ванифатьев, А.В. Власов, А.Г. Фомин, А.М. Захаров – «Совершенствование технических средств для разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков»; Бурение и нефть № 12. – 2009 г.
- А.В. Власов, А.Г. Фомин, В.И. Ванифатьев, В.В. Торопынин – Пакер // Патент РФ на полезную модель № 86650 – 2009 г.
- А.В. Власов, А.Г. Фомин, В.В. Торопынин – Пакер // Патент РФ на полезную модель № 108095 – 2011 г.
- ГОСТ 269-66 «РЕЗИНА. Общие требования к проведению физико-механических испытаний».
- ГОСТ 9.030-74 ЕСЗКиС «Методы испытаний на стойкость в ненапряженном состоянии к воздействию жидких агрессивных сред».

KEYWORDS: water-swelling rubber compound, packer, sealing elastomer, diameter increment, swelling volume.

УЛЬТРАЗВУКОВАЯ ОБРАБОТКА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ:

Влияние на структуру и состав осадков



▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

ВЫСОКОПАРАФИНИСТАЯ МАЛОСМОЛИСТАЯ НЕФТЬ (ВПН) БЫЛА ПОДВЕРГНУТА ОБРАБОТКЕ УЛЬТРАЗВУКОМ В ТЕЧЕНИИ 10 МИН ПРИ ИНТЕНСИВНОСТИ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ 8 Вт/см² И ЧАСТОТЕ 22 КГц. ПОКАЗАНО, ЧТО ПОСЛЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ ВПН ПРАКТИЧЕСКИ ВДВОЕ ВОЗРАСТАЕТ МАССА ВЫДЕЛЯЕМОГО ИЗ НЕФТИ ОСАДКА, ИЗМЕНЯЕТСЯ ЕГО СТРУКТУРА. ПО ДАННЫМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ, В МАСЛЯНОЙ ФРАКЦИИ ОСАДКА ВПН, ОБРАБОТАННОЙ УЛЬТРАЗВУКОМ, ВОЗРАСТАЕТ КОЛИЧЕСТВО ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ *n*-АЛКАНОВ ПО СРАВНЕНИЮ С МАСЛЯНОЙ ФРАКЦИЕЙ ОСАДКА ИСХОДНОЙ НЕФТИ, А ТАКЖЕ СНИЖАЕТСЯ СОДЕРЖАНИЕ НИЗКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ *n*-АЛКАНОВ, ЧТО ПОДТВЕРЖДАЮТ ДАННЫЕ ХРОМАТОМАСС-СПЕКТРОМЕТРИИ

*HIGHLY PARAFFINIC, LOW-RESIN OIL (HPO) WAS SUBJECTED TO ULTRASONIC TREATMENT FOR 10 MINUTES AT A WAVE FIELD INTENSITY OF 8 W/CM² AND A FREQUENCY OF 22 KHZ. IT HAS BEEN SHOWN THAT AFTER ULTRASONIC TREATMENT OF HPO, THE MASS OF SEDIMENT RELEASED FROM OIL ALMOST DOUBLES AND ITS STRUCTURE CHANGES. ACCORDING TO IR SPECTROSCOPY, IN THE OIL FRACTION OF THE HPO SEDIMENT TREATED WITH ULTRASOUND, THE AMOUNT OF HIGH MOLECULAR WEIGHT AND BRANCHED *n*-ALKANES INCREASES COMPARED TO THE OIL FRACTION OF THE INITIAL OIL SEDIMENT, AND THE CONTENT OF LOW MOLECULAR WEIGHT *n*-ALKANES ALSO DECREASES, WHICH IS CONFIRMED BY GAS CHROMATOGRAPHY-MASS SPECTROMETRY DATA*

Ключевые слова: высокопарафинистая нефть, асфальтосмолопарафиновые отложения, осадки, ультразвуковая обработка, ИК-спектроскопия, хроматомакс-спектрометрия.



**Зубарев
Даниил Андреевич**
ИХН СО РАН,
аспирант

Наиболее востребованными источниками энергии на сегодняшний день по-прежнему остаются горючие ископаемые, ведущую роль среди которых, согласно Международному энергетическому агентству, удерживает нефтяное сырье (доля мирового потребления энергии составляет более 30%) [1]. Неугасающий интерес к ископаемым углеводородным ресурсам и неизбежное истощение легкодобываемых видов сырья (традиционная нефть) приводит к острой необходимости разрабатывать как новые, так и модернизировать имеющиеся технологии увеличения продуктивности нефтяных скважин с остаточными запасами нефтесырья [2, 3].

Немаловажной остается проблема не только продуктивности скважин, но и эффективности транспорта изъятых нефтешлюда с аномальными характеристиками (нетрадиционные нефти или трудноизвлекаемые запасы) [4]. По некоторым оценкам, запасы нетрадиционной нефти доходят до 70% в общем учтенном балансе углеводородов России [8] и, по предварительному прогнозу Роснедра, доля вовлеченных нетрадиционных источников к 2030 г. возрастет от 10 до 20% от общего фонда разрабатываемых скважин [9].

К трудноизвлекаемым запасам (ТриЗ) относят, например, парафинистые и высокопарафинистые нефти с содержанием парафиновых углеводородов свыше 1,5 и 6,0 мас. % соответственно. Согласно статистике, в регионах Крайнего Севера, являющихся практически топливно-энергетической базой страны, залегают более 30%

разведанных запасов нефти, причем большую их часть составляют нефти с высоким содержанием парафинов [5–7].

Транспорт и добыча ТриЗ, как правило, представляет собой крайне непростую задачу. В условиях пласта парафиновые углеводороды пребывают в коллоидном состоянии, образуя нефтяную дисперсную систему (НДС). При извлечении и перемещении нефтешлюда по нефтепроводу внешние условия (температура, давление) претерпевают резкие изменения, что влечет изменение и структуры НДС за счет процесса кристаллизации и укрупнения кристаллов парафинов совместно со смолисто-асфальтеновыми компонентами. Таким образом, НДС переходит из свободного в связнодисперсное состояние, формируя асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на стенках нефтепровода. Образующиеся АСПО могут создавать «пробки»,

УДК 622.276.8

снижая эффективный диаметр потока флюида или вовсе приводя к его полной остановке и закупорке трубопровода [10].

Для борьбы с АСПО при добыче и транспорте парафинистых и высокопарафинистых нефтей применяют различные технологические решения: механические методы (использование скребков), химические методы (введение химических реагентов), тепловые методы (нагрев флюида), физические методы (воздействие магнитным полем) и прочее [11–15].

Перспективными являются экологически чистые волновые методы воздействия, в частности ультразвуковая обработка. Принцип метода основан на высокочастотном (более 20 000 Гц) механическом возбуждении среды, создающим в ней колебания, сильные перепады давления и, как результат, неоднородности. Это приводит к образованию нелинейного эффекта – кавитации [16]. Нагружаемая ультразвуковыми колебаниями среда способна образовывать так называемые кавитационные полости (с радиусом порядка 0,1 мкм и временем жизни ~1 нс), которые при имплозии способны локально выделять большое количество энергии (по некоторым сведениям, до 15 000 К и более 1000 атм) [17].

Несмотря на явный высокий потенциал ультразвукового метода воздействия в различных областях науки [18], в таких сложных смесях, как нефть, прогнозирование результатов его применения, моделирование и описание протекающих при обработке процессов и механизмов действия являются весьма нетривиальными задачами. Хотя существенных успехов начиная с 1950-х годов, когда исследование этого явления применительно к нефтешлюдам начало активно развиваться [19], человечество уже успело добиться [20, 21], остается еще достаточно белых пятен в этом направлении исследовательской деятельности. Так, например, по-прежнему остается дискуссионным и неразрешенным хоть сколько-нибудь обоснованно вопрос о причинах положительного влияния ультразвуковой обработки на свойства высокосмолистых нефтей и отрицательного – на свойства высокопарафинистых нефтей,

несмотря на большое количество наработанного экспериментального опыта и выдвинутых гипотез [22].

Поэтому целью данной работы является исследование свойств выделенных из высокопарафинистой нефти осадков после воздействия ультразвуком.

Объект и методы исследования

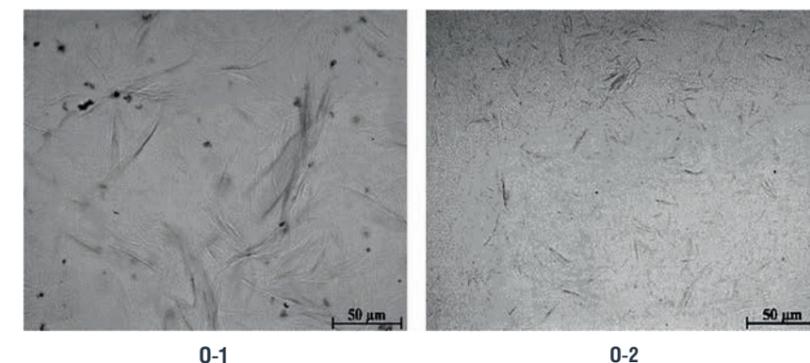
В качестве объекта исследования выступила высокопарафинистая малосмолистая нефть (ВПН) с температурой застывания плюс 20 °С, содержащая 97,8 мас. % масел (в том числе 9,8 мас. % *n*-алканов), 2,2 мас. % смолистых компонентов и следовые количества асфальтенов.

ВПН подвергали ультразвуковой обработке (УЗО) с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН-2Т (частота поля 22 кГц, интенсивность 8 Вт/см²) при температуре окружающей среды 20 °С в течение 10 мин.

Процесс осадкообразования в исходной и обработанной ультразвуком ВПН проводили с использованием установки, работающей по принципу «холодного стержня». Условия проведения эксперимента: температура стержня 14 °С, внешней среды 35 °С, время проведения эксперимента – 1 ч, масса образца – 40 г. Количественную оценку образовавшегося на стержне осадка осуществляли гравиметрическим методом.

Содержание структурных фрагментов в исследуемых образцах определяли с использованием данных ИК-Фурье-спектроскопии (FTIR-спектрометр NICOLET 5700, Германия).

РИСУНОК 1. Микрофотографии осадков ВПН



O-1

O-2

На основании отношения оптических плотностей (D) характеристических полос поглощения ИК-спектров рассчитывались спектральные коэффициенты, позволяющие оценить относительное содержание структурных фрагментов в составе нефти и ее компонентов.

Микроструктуру полученных осадков исследовали методом оптической микроскопии в проходящем свете (AXIO LAB.A1).

Индивидуальный углеводородный состав масляной фракции ВПН и полученных осадков, определяли с использованием хроматомакс-спектрометрической квадрупольной системы GSMS-DFS (Thermo Scientific). Обработку полученных результатов проводили с помощью программного обеспечения Xcalibur.

Для обозначения исследуемых образцов использованы следующие сокращения: ВПН – высокопарафинистая малосмолистая нефть; O-1 – осадок ВПН; O-2 – осадок ВПН, обработанной ультразвуком; M-1 – масляная фракция ВПН; M-2 – масляная фракция осадка ВПН; M-3 – масляная фракция осадка ВПН, обработанной ультразвуком.

Обсуждение результатов

Согласно полученным данным микроскопии, масса осадка, выделенного из нефти после УЗО, увеличивается почти в два раза (6,8 г/100 г и 12,6 г/100 г для O-1 и O-2 соответственно). Осадок исходной ВПН характеризуется игольчатыми образованиями длиной до 50 мкм, которые образуют звездообразные структуры (рис. 1). После УЗО формируются менее протяженные кристаллы игольчатого вида (до 20 мкм).

После УЗО в масляной фракции осадка (образец M-3) возрастает

ТАБЛИЦА 1. Свойства масляной фракции нефти и осадков

Образец	Нормированные оптические плотности полос поглощения		Содержание фракций, %		К
	D720/D1465	D1380/D1465	ΣC10-C18	ΣC19-C35	
М-1	0,30	0,39	27,5	72,5	2,64
М-2	0,41	0,28	26,2	73,8	2,81
М-3	0,42	0,38	29,1	70,9	2,44

РИСУНОК 2. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в осадках ВПН



количество высокомолекулярных и разветвленных n-алканов по сравнению с масляной фракцией исходного осадка (образец М-2), на что указывают соответствующие спектральные коэффициенты полос поглощения 720 и 1380 см⁻¹ (табл. 1).

Данные хроматомасс-спектрометрии масляной фракции образцов О-1 и О-2 (рис. 2) подтверждают данные ИК-спектроскопии: образец М-3 характеризуется большим содержанием высокомолекулярных и меньшим количеством низкомолекулярных n-алканов по сравнению с образцом М-2, о чем также свидетельствуют значения коэффициента $K = (C_{10-C18}) / (C_{19-C35})$, который составляет 2,8 и 2,4 для М-2 и М-3 соответственно.

Заключение

Волновой метод воздействия в ультразвуковом диапазоне частот применительно к нефтяным дисперсным системам, безусловно, приводит как к структурным изменениям НДС и выделенных из нее осадков, так и к изменениям их состава, о чем говорят результаты микроскопии, ИК-спектроскопии и хроматомасс-спектрометрии. Однако необходимо проведение

более детальных исследований для раскрытия природы воздействия ультразвуковых волн на нефтефлюиды, выявления последствий явления кавитации при различных параметрах волнового поля, установления зависимости состава нефтяных дисперсных систем от результатов обработки ультразвуком и многого другого, чтобы обоснованно строить модельные системы и с уверенностью совершать прогнозы в отношении нефтепромысловых испытаний и поведения флюида при его добыче и транспорте. ●

Литература

- Xie Y., Zhang J., Ma C., Chen C., Huang Q., Li Z., Ding Y., Li H., Han S. Combined treatment of electrical and ethylene-vinyl acetate copolymer (EVA) to improve the cold flowability of waxy crude oils // *Fuel*. 2020. V. 267. 1 May. 117161.
- Struchkov I.A., Roschin P.V., Litvin V.T., Ol'hovskaya V.A., Kalinin E.S. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. V. 10. P. 755-767.
- Ansari F., Shinde S. B., Paso K. G., Sjöblom J., Kumar L. Chemical Additives as Flow Improvers for Waxy Crude Oil and Model Oil: A Critical Review Analyzing Structure-Efficacy Relationships // *Energy & Fuels*. 2022. V. 36. P. 3372-3393.
- <https://okb-gamma.ru/expert/articles/hard-to-recover-oil-reserves-and-problems-of-their-production/> сайт компании «ОКБ "Гамма"» (дата обращения: 01.02.2024).
- <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/> (дата обращения: 01.02.2024).

- Garris N.A., Poletaeva O.Yu., Bakiev T.A. Проблемы трубопроводного транспорта углеводородов в условиях мерзлоты и пути их решения // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2020. № 3. С. 64-67.
- Garmroodi Daneshvar M. R., Ahmadvour A. // *Chem. Engineering Research and Design*. 2020. V. 159. P. 362.
- Прищета О.М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 2019. № 5. С. 14-20.
- Государственный доклад: о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2020 году. М. Министерство природных ресурсов и экологии РФ Федеральное агентство по недропользованию, 2021.
- Chala G.T., Sulaiman S.A., Japper-Jaafar A. Flow start-up and transportation of waxy crude oil in pipelines-A review // *J. Non-Newtonian Fluid Mech.* 2018. V. 251. P. 69-87. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2017.11.008>.
- Taheri-Shakib J. Characterization of the wax precipitation in Iranian crude oil based on wax appearance temperature (WAT): The influence of ultrasonic waves / J. Taheri-Shakib, A. Shekarifard, E. Kazemzabeh, H. Naderi, M. Rajabi-Kochi // *Journal of Molecular Structure*. - 2020. - V. 1202.
- Литвинцев И.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В. Эффективность присадок, ингибирующих осадкообразование в нефтегазоконденсатных смесях // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 2. С. 85-89.
- Struchkov I.A., Roschin P.V., Litvin V.T., Ol'hovskaya V.A., Kalinin E.S. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. V. 10. P. 755-767.
- Мусина Н.С., Марютина Т.А. Применение магнитной обработки для изменения состава и физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов // *Журнал аналитической химии*. 2016. Т. 71. № 1. С. 29-36.
- Huang Q., Li H., Zhuang Yu., Ding Y., Ma C., Chen C., Xie Y., Liang H., Han S., Zhang J. Reducing viscosity of waxy crude oil with electric field perpendicular to oil's flow direction // *Fuel*. 2021. V. 283. 1119345. doi:10.1016/j.fuel.2020.1119345.
- Большая советская энциклопедия. в 30-ти т. - 3-е изд. - М.: Совет. Энцикл., 1969-1986.
- Martinez R.F., Cravotto G., Cintas P. Organic Sonochemistry: A Chemist's Timely Perspective on Mechanisms and Reactivity // *The Journal of Organic Chemistry*. 2021. № 86. V. 20.
- Suslick K.S., Eddingsaas N.C., Flannigan D.J., Hopkins S.D., Xu H. The Chemical History of a Bubble // *Acc. Chem. Res.* 2018. № 51, P. 2169-2178.
- Wang Z., Fang R., Guo H. Advances in ultrasonic production units for enhanced oil recovery in China // *Ultrasonic Sonochemistry*. 2020. V. 60. 104791.
- Современное состояние проблем и методов акустического воздействия на процессы добычи и транспорта нефти / Е.М. Баркалова // *Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова*. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. С. 545-547.
- Abramova A., Abramov V., Bayazitov V., Gerasin A., Pashin D. Ultrasonic Technology for Enhanced Oil Recovery // *Engineering*. 2014. V. 6. № 4.
- Морозова А.В., Волкова Г.И. Влияние нефтяных смол и ультразвуковой обработки на свойства нефтеподобной системы // *Химия в интересах устойчивого развития*. 2020. № 28. С. 508-514.

KEYWORDS: high-paraffin oil, asphalt-resin-paraffin deposits, precipitation, ultrasonic treatment, IR spectroscopy, chromatomass spectrometry.



Яркий отдых для наших любимых в отеле премиум-класса



РЕКЛАМА

Московская область,
г. Истра, д.Рождествено,
Территория Строй Капитал,
здание 3 п.6



+7 (495) 994-40-00
reservation@m-istra-l.ru
www.m-istra-l.ru

ТЕПЛОВИЗИОННЫЕ КАМЕРЫ INFRAY

для обеспечения безопасности на объектах ТЭК

РАБОТА НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА СОПРЯЖЕНА СО МНОГИМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ РИСКАМИ. НЕСЧАСТНЫЕ СЛУЧАИ НЕСУТ УГРОЗУ НЕ ТОЛЬКО ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБЪЕКТА, НО СПОСОБНЫ НАНЕСТИ НЕПОПРАВИМЫЙ УЩЕРБ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ И ЗДОРОВЬЮ ЛЮДЕЙ. ВОВРЕМЯ ЗАМЕТИТЬ НЕПОЛАДКИ ПОМОГАЕТ ИНФРАКРАСНОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ, ПЕРЕДАВАЕМОЕ С ТЕПЛОВИЗИОННЫХ КАМЕР

OIL AND GAS OPERATIONS INVOLVE MANY OPERATIONAL RISKS. ACCIDENTS NOT ONLY THREATEN THE EFFICIENCY OF AN INDUSTRIAL FACILITY, BUT CAN CAUSE IRREPARABLE DAMAGE TO THE ENVIRONMENT AND HUMAN HEALTH. THE INFRARED IMAGE TRANSMITTED FROM THERMAL IMAGING CAMERAS HELPS TO NOTICE PROBLEMS IN A TIMELY MANNER

Ключевые слова: инфракрасное изображение, тепловизионная камера, промышленная безопасность, нефтегазовый промысел, контрольно-измерительное оборудование.

Инфракрасное изображение может отражать текущее состояние обнаруженных объектов по распределению их температуры путем физического преобразования различного теплового излучения в тепловые изображения. Это позволяет своевременно обнаружить потенциальные риски, ведущие к отказу оборудования и таким образом снизить вероятность несчастных случаев.

Области применения

Тепловизионные камеры можно использовать на объектах добычи, хранения, переработки нефти и газа.

- Разработка нефтегазовых месторождений потенциально представляет угрозу безопасности, как для экологии районов добычи, так и для персонала. К сожалению, нередко случаются и аварии, сопровождаемые пожарами. Инфракрасное оборудование может быть развернуто в высоких точках зон эвакуации для мониторинга локаций с аномальной температурой, это дает возможность вовремя оповестить о пожаре и обеспечить безопасность.
- Не только при добыче, но также в процессе транспортировки, хранения и распределения природного газа может произойти утечка. В этом случае не исключена вероятность

Компания **IRay Technology Co., Ltd** специализируется на разработке технологий инфракрасного тепловидения и производстве соответствующей продукции с полностью независимыми правами интеллектуальной собственности. Компания стремится предоставлять клиентам по всему миру конкурентоспособные продукты и решения для инфракрасной тепловизии. Основная продукция включает в себя чипы для инфракрасных детекторов в фокальной плоскости, тепловизионные модули и конечные продукты

возгораний, взрывов и других серьезных происшествий, ставящих под угрозу безопасность жизни и сохранность имущества. Тепловизионные камеры обнаружения газа могут быстро выявить утечку газа и определить место, где она произошла, что дает возможность вовремя обеспечить необходимые меры и ликвидировать неполадки, чтобы избежать усугубления ситуации и неизмеримых потерь.



- Тепловизионные камеры позволяют контролировать рабочее состояние электрооборудования для добычи и переработки нефти и природного газа в энергосистемах предприятий, в том числе высоковольтных контакторов, панелей предохранителей и главных силовых выключателей, а также прочих контакторов, двигателей и трансформаторов. Таким образом, можно вовремя обнаружить точки отказа

РЕКЛАМА

и активировать противопожарное оборудование, эффективно предотвращая пожары, вызванные тепловым отказом электрооборудования.

Преимущества

Тепловидение имеет следующие преимущества:

- **Эффективность и безопасность.** Тепловизионные камеры обладают высокой эффективностью работы и могут быстро сканировать большую площадь. Камеры не нуждаются в контакте с измеряемым объектом, что позволяет эффективно избежать вреда, вызванного потенциально вредными веществами, и обеспечить личную безопасность.
- **Интуитивно понятное и точное оборудование.** Тепловизионные камеры могут помочь инспекторам быстро обнаружить зоны с аномальной температурой или места утечки газа, чтобы своевременно устранить скрытые несчастные случаи, пожары и взрывы.
- Предприятия могут создать **систему профилактического обслуживания** оборудования и своевременно принимать меры по устранению неполадок, чтобы сократить

производственные потери или затраты на риск, а также повысить экономическую отдачу.

Рекомендации производителя

Тепловизионная камера для обнаружения охлажденного газа серии **Тяньцзи (Tianji) – CG300C**



Техпараметры

- Высокоточный охлаждаемый детектор 320×256;
- Режим улучшения концентрации газа для чувствительности обнаружения газа 0,001 мл/с;
- Взрывозащита Ex ic IIC T6 Gc и степень IP IP54;
- Могут быть обнаружены сотни газов, включая метан, этан, пропан, бутан, пентан, гексан, гептан, октан, оксид этилена, оксид пропилена, этилен, пропилен, метанол, этанол, этиленгликоль, эфир, пропиональдегид, бензол и толуол.

Тепловизионная камера экспертного уровня серии **Кайянг (Kaiyang) – T400/T630**



Техпараметры

- Разрешение детектора 480×360/640×512 и поддержка сверхразрешения;
- NETD (Шум-эквивалент-разницы температур) 35 мк и точность измерения температуры ±2 °C или ±2% от показания (в зависимости от того, что больше);
- Диапазон измерения от -20 °C до +650 °C (1500 °C опционально);
- 5-дюймовый сенсорный OLED-экран, ОС Android, несколько объективов и различные режимы фокусировки. ●

KEYWORDS: *infrared imaging, thermal imaging camera, industrial safety, oil and gas industry, control and measuring equipment.*

InfRay | Sense Difference



IRay Technology Co., Ltd.

www.infray.com
 Contact: Aleksandr Liu
 Position: Regional Sales Manager
 Email: shaochen.liu@iraytek.com
 Tel/Whatsapp: +86-15658080316



МЕТОДЫ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ ВОДОРОДА из углеводородного сырья

Афанасьев Павел Аркадьевич
младший научный сотрудник

Мухаметдинова Алия Захрафовна
старший научный сотрудник, к.т.н.

Алехина Татьяна Валерьевна
студент магистратуры

Аскарова Айсылу Габдельгафаровна
старший научный сотрудник, к.т.н.

Попов Евгений Юрьевич
заведующий лабораторией, к.т.н.

Черемисин Алексей Николаевич
профессор, к.т.н.

Мухина Елена Дмитриевна
старший научный сотрудник, к.т.н.

Сколковский институт науки и технологий (Сколтех)

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПОВЫШЕННОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ РАЗВИТИЮ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, В КОТОРОЙ ВОДОРОД РАССМАТРИВАЕТСЯ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЬ, СПОСОБНЫЙ СНИЗИТЬ АНТРОПОГЕННОЕ ВЛИЯНИЕ НА КЛИМАТ. ВОДОРОД МОЖЕТ БЫТЬ ПОЛУЧЕН ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ, НО ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ ОН СЧИТАЛСЯ «ЧИСТЫМ», ЦИКЛ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НЕ ДОЛЖЕН ПРИВОДИТЬ К ВЫБРОСАМ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ. С РОСТОМ РЫНОЧНОГО СПРОСА НА ВОДОРОД В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ НАБЛЮДАЕТСЯ И РОСТ ОБЪЕМОВ ЕГО ПРОИЗВОДСТВА. ЭТА ТЕНДЕНЦИЯ ОБУСЛАВЛИВАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ СТРАТЕГИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА КАК ИЗ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ТАК И ИЗ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ. В ЭТОЙ СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОБЗОР МЕТОДОВ ВНУТРИПЛАСТОВОГО СИНТЕЗА ВОДОРОДА ИЗ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. АНАЛИЗ ПОКАЗЫВАЕТ ПРЕИМУЩЕСТВА, ОГРАНИЧЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НОВЫХ МЕТОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА, НЕФТИ И УГЛЯ

CURRENTLY, INCREASED ATTENTION IS PAID TO THE DEVELOPMENT OF HYDROGEN ENERGY, IN WHICH HYDROGEN IS CONSIDERED AS A PROMISING ENERGY CARRIER THAT CAN REDUCE THE ANTHROPOGENIC IMPACT ON THE CLIMATE. HYDROGEN CAN BE PRODUCED FROM A VARIETY OF SOURCES, BUT FOR IT TO BE CONSIDERED "CLEAN", THE PRODUCTION AND CONSUMPTION CYCLE MUST NOT RESULT IN GREENHOUSE GAS EMISSIONS. AS MARKET DEMAND FOR HYDROGEN GROWS IN THE ENERGY INDUSTRY, ITS PRODUCTION VOLUMES ALSO INCREASE. THIS TREND DRIVES THE NEED TO DEVELOP LOW-CARBON STRATEGIES AND TECHNOLOGIES TO PRODUCE HYDROGEN FROM BOTH MINERAL AND RENEWABLE SOURCES. THIS ARTICLE PROVIDES AN OVERVIEW OF METHODS FOR IN-SITU SYNTHESIS OF HYDROGEN FROM HYDROCARBON FEEDSTOCK. THE ANALYSIS REVEALS THE ADVANTAGES, LIMITATIONS AND PROSPECTS OF NEW METHODS FOR PRODUCING HYDROGEN FROM NATURAL GAS, OIL AND COAL

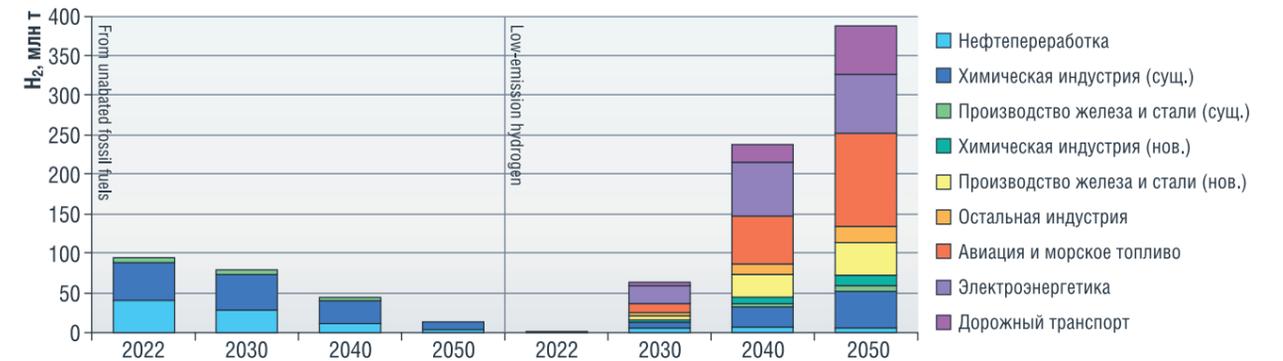
Ключевые слова: водород, водородная энергетика, производство водорода, углеводородное сырье, катализаторы.

В последние годы мировое сообщество активно стремится к переходу на возобновляемые и альтернативные источники энергии с целью сокращения выбросов парниковых газов (CO₂, NO_x, SO_x) на 60% до 2050 года. Этот шаг направлен на достижение глобальной цели ограничения потепления на 2°C в текущем столетии. Некоторые страны уже объявили о планах перехода на безуглеродную

экономику в ближайшем будущем. Возобновляемые источники энергии вызывают все больший интерес под воздействием общественного давления и осознания последствий изменения климата. Общий интерес к возобновляемым источникам энергии, таким как солнечная энергия, энергия ветра, биотопливо, геотермальная энергия и гидроэлектроэнергия, продолжает расти.

УДК 661.961

РИСУНОК 1. Прогноз спроса на водород по секторам, изменено на основе (IEA, 2023)



Водород также может выступать в качестве перспективного энергоносителя для удовлетворения глобального энергетического спроса. С себестоимостью производства в 2,5 доллара США за кг, он может покрыть около 8% мирового спроса на энергию, а при цене в 1,8 доллара США за кг – может обеспечить до 15%.

В настоящее время в некоторых европейских странах водород смешивают с природным газом и используют для отопления жилых помещений, стремясь сократить выбросы углекислого газа (CO₂). В 2010 году итальянская компания Enel запустила водородную электростанцию малой мощности (16 МВт). Японская компания Kawasaki в апреле 2018 года полностью перевела одну из газовых турбин ТЭЦ мощностью 1 МВт в г. Кобе на водородное топливо. В свою очередь, ведущие автопроизводители отреагировали разработкой планов массового производства автомобилей с высокоэффективными топливными элементами, потребляющими водород. Эффективность транспортных средств с топливными элементами значительно превосходит эффективность транспортных средств с двигателями внутреннего сгорания, что делает водород перспективным решением для будущего транспорта.

Водород играет ключевую роль в различных отраслях промышленности. Приблизительно треть всего производимого водорода используется в нефтеперерабатывающей промышленности. Водород применяется для гидроочистки, гидрокрекинга и гидроконверсии сырой нефти, а также является непосредственным участником циклов производства аммиака, метанола, синтетического топлива

и ракетного топлива. Водород необходим в процессах гидроочистки нефти (гидрообессеривания, гидроденитрогенизации), являющихся важнейшими стадиями нефтепереработки. В металлургической отрасли водород используется для восстановления металлосодержащих руд. Например, в 2018 году для различных отраслей было произведено около 75 млн тонн водорода.

Учитывая растущую роль водорода в качестве энергоносителя и его незаменимость в качестве нефтехимического сырья, прогнозируется, что спрос на водород в мире будет продолжать расти, а прогнозируемый объем рынка водорода к 2050 году достигнет 2,5 триллиона долларов. На рис. 1 продемонстрирован прогноз спроса на водород до 2050 г. для различных отраслей, согласно одному из основных сценариев энергетического перехода Net Zero, который направлен на снижение выбросов в эквиваленте CO₂ примерно до 95%. Для производства водорода используют различные методы,

которые в первую очередь различаются по используемому сырью и источнику энергии. Синтезированный водород классифицируют по цвету в зависимости от чистоты технологии, использованной при его производстве – от зеленого, являющегося наиболее экологически чистым вариантом, до черного, характеризующегося значительными выбросами парниковых газов (рис. 2).

На данный момент существует два основных варианта производства водорода с минимальной интенсивностью углеродного следа. Цикл производства «зеленого» водорода не связан с образованием парниковых газов. Этот метод осуществляется через электролиз воды, где используется энергия из возобновляемых источников. Однако данный метод требует существенных капитальных затрат на реализацию технологической схемы, которые могут быть оправданы лишь на позднем этапе внедрения водородных технологий. Второй вариант подразумевает риформинг природного газа

РИСУНОК 2. Методы получения водорода, изменено на основе (World Energy Council, 2021)

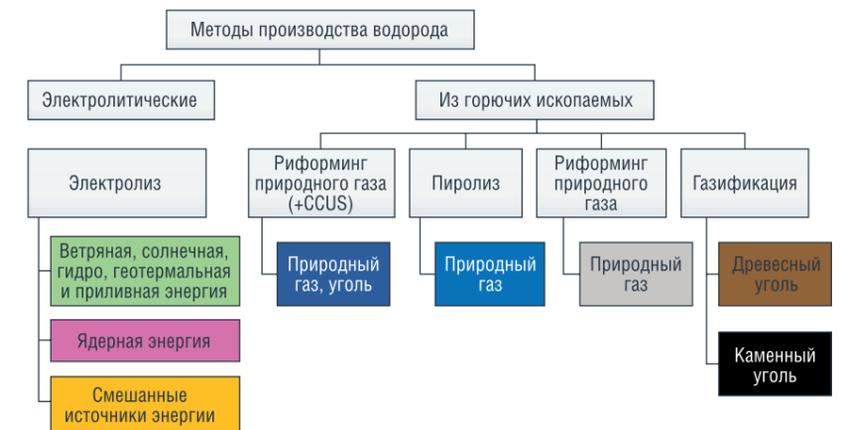


ТАБЛИЦА 1. Классификация методов производства водорода из ископаемого сырья в наземных установках

Категория	Технология	Сырье
Производство из углеводородного сырья	Паровой риформинг метана	метан
	Парциальное окисление метана	метан
	Автотермический риформинг метана	метан
	Углекислотная конверсия метана	метан
	Пиролиз метана	метан
	Газификация угля	уголь
	Пиролиз углеводородов	Нефть / УВ отходы / пластик
Инновационные и гибридные методы	Паровой риформинг УВ	Нефть / УВ отходы / пластик
	Пиролиз биомассы	Биомасса
	Газификация биомассы	Биомасса
	Биологические методы	Вода + биомасса
	Электролиз метанола	Метанол
	Плазмолиз УВ сырья	Нефть / УВ

с использованием технологий улавливания и захоронения парниковых газов, в частности – CO₂.

На данный момент основным источником водорода является природный газ, который используется в качестве сырья в процессах каталитической паровой конверсии (риформинга) метана или автотермического риформинга. «Синтез-газ», представляющий собой смесь водорода и монооксида углерода (CO), является первичным продуктом этого процесса. Паровая конверсия метана реализуется при низких давлениях и очень высоких температурах (800–1000 °C) для достижения глубокой конверсии метана.

Среди методов получения водорода из ископаемого сырья можно выделить следующие: паровой риформинг (конверсия) метана, паровая конверсия тяжелых углеводородов, парциальное окисление метана, автотермический риформинг метана, углекислотная конверсия метана, пиролиз метана, газификация угля и крекинг (пиролиз) метана и нефти (табл. 1). Несмотря на то, что для производства водорода в основном используется углеводородное сырье, также популярны методы получения водорода путем электролиза метанола и газификации биологического сырья. К экзотическим и инновационным методам можно отнести технологии пиролиза биомассы, биологические методы и плазмолиз углеводородного (УВ) сырья. Однако все эти методы в случае их реализации связаны со значительными энергетическими и капитальными затратами на

производство установок достаточной мощности и операционными затратами на улавливание и утилизацию парниковых газов. В настоящее время более 68 % водорода получают из природного газа, 16 % – из нефти, 11 % – из угля и всего около 5 % – из воды.

На сегодняшний день в связи с возросшим интересом к водородной энергетике и расширенными экспериментальными возможностями все упомянутые методы получения водорода из углеводородного сырья активно изучаются в научном и индустриальном сообществе. Актуальные темы включают разработку новых каталитических систем и установок, а также внедрение новых технологий с целью повышения эффективности и экологичности методов производства водорода. Настоящий обзор направлен на систематическое представление общих подходов, выявление ограничений и освещение экспериментальных наработок в области внутрипластовой генерации водорода из углеводородного сырья – из природного газа, нефти и угля. Приведена общая информация о технологиях, основных параметрах, химических превращениях и последних экспериментальных достижениях.

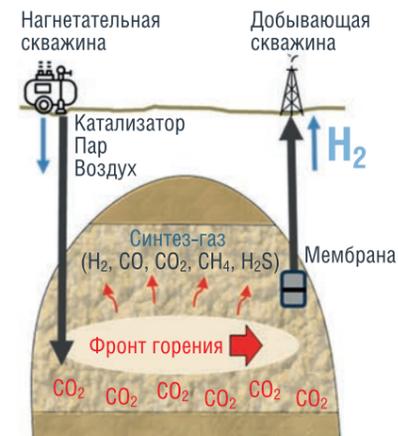
Методы внутрипластовой генерации водорода

Известно, что истощенные нефтяные и газовые месторождения, подобно водоносным горизонтам, соляным пещерам и угольным шахтам, могут быть использованы в качестве подземных хранилищ водорода. Например, в 2018 году

в мире насчитывалось 688 объектов подземного хранения газа общей активной емкостью более 377 млрд м³. В случае реализации конверсии углеводородов *in situ* – в поровом пространстве пласта, насыщенного углеводородами, с использованием методов термостимуляции и каталитической обработки (рис. 3), подобно процессам, происходящим в химических реакторах на поверхности, такие нефтегазовые объекты могли бы стать перспективными вариантами для производства и хранения водорода.

В случае внутрипластовой конверсии углеводородов в синтез-газ нет необходимости в их предварительном извлечении и обработке, также обычно сопровождающихся выбросами парниковых газов. Технология термостимуляции может быть реализована на обводненных и истощенных месторождениях нефти, газа и угля, а также на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, где существующие скважины и трубопроводная инфраструктура могут быть переоборудованы для синтеза и транспортировки водородсодержащего газа, тем самым снижая капитальные затраты. Такой подход может быть использован для интенсификации добычи углеводородов, при которой остаточное количество газообразных и жидких углеводородов в пласте может быть частично преобразовано в водород. Поскольку аналогичные методы стимуляции пластов успешно использовались для интенсификации добычи нефти, битума и угля, стадии закачки катализаторов и тепловых агентов широко известны и описаны в литературе.

РИСУНОК 3. Схема внутрипластовой генерации водорода из углеводородного сырья



Внутрипластовая генерация водорода из природного газа

Генерация водорода в газовом пласте осуществляется в результате доставки катализатора или прекурсора катализатора в пласт и повышения температуры в активной зоне пласта. Повышение температуры может достигаться за счет закачки перегретого пара или внутрипластового горения (ВПГ) углеводородов (в результате закачки окислителя и поджига). В данном случае для закачки в пласт возможно использовать катализатор на основе никеля или раствор водорастворимого металлосодержащего прекурсора (нитрата, оксалата или ацетата никеля). Согласно принципу Ле Шателье, конверсия реагентов может быть улучшена за счет улавливания CO₂ *in situ* с использованием подходящего сорбента. Подробно этот подход описан в ряде работ, при этом доставка катализатора в резервуар описана в патенте.

Технология основана на протекании каталитических процессов парового риформинга метана (включая реакцию водогазового сдвига) и парциального окисления метана. Однако при температуре в зоне реакции, превышающей 500 °C, в условиях низкого содержания водяного пара и воздуха также возможны процессы каталитического крекинга метана и сухой конверсии метана. Прогнозируется, что образующаяся газовая смесь будет самопроизвольно разделяться на компоненты в результате гравитационной сегрегации, вызванной различием в молекулярных массах.

Разогрев активной зоны пласта в данном случае может происходить не только в результате реализации ВПГ остаточной нефти или нефти подстилающих пластов, но и в результате ВПГ природного газа. Для оценки возможности протекания внутрипластового горения метано-воздушных смесей в поровой среде были проведены экспериментальные исследования на установке «труба горения». Были определены параметры, влияющие на процесс горения, такие как давление, расход газа, тип поровой среды и концентрация газов, подаваемых в реактор. Эксперименты по горению метана при постоянной

закачке смеси метана и воздуха позволили добиться возникновения стабильного самоподдерживающегося фронта горения и нагрева модели пласта до 1400 °C. Это указывает на возможность реализации процессов генерации водорода из метана в активной зоне пласта по упомянутым выше механизмам, особенно при реализации внутрипластового горения природного газа. В недавних работах было изучено влияние температуры, времени реакции, соотношения кислород/метан и соотношения пар/метан на генерацию водорода в пласте. Был проведен эксперимент, где верхний предел температуры в реакторе составил 600 °C, а верхний предел давления – 400 бар. Горение метана осуществлялось в смеси с обогащенным воздухом (22% содержания кислорода). Максимальный выход водорода был зарегистрирован при соотношении кислород/метан равном 0,5; авторы также предположили, что шлам мог дополнительно служить катализатором процесса генерации водорода.

Ключевыми сложностями при ВПГ природного газа являются контроль температуры, распространение и поддержание фронта горения, а также ограничения, связанные с неоднородностью коллектора, глубиной залегания углеводородов, типом, свойствами коллектора и тепловыми потерями в близлежащие водоносные горизонты.

К недостаткам способа внутрипластовой генерации водорода можно отнести трудности, связанные с доставкой катализатора к фронту горения, сохранением полученного водорода, взрывоопасностью водородо-воздушных смесей, а также поддержание высокой температуры в активной зоне пласта. Кроме того, порода пласта и тяжелые углеводороды могут отрицательно влиять на активность катализатора, снижая его срок действия. Хотя отмечается, что небольшие концентрации сероводорода в пласте могут положительно влиять на процесс синтеза водорода, ингибируя процессы коксообразования на поверхности катализатора.

Внутрипластовая генерация водорода из нефти и битума

Нагрев активной зоны пласта также может быть осуществлен за счет термического воздействия

посредством ВПГ остаточной нефти. Этот процесс известен в качестве третичного способа увеличения нефтеотдачи и часто применяется на месторождениях тяжелой нефти. В ходе ВПГ температура в зоне горения достигает средних значений 640 °C. При этом фронт горения продвигается от нагнетательной скважины к добывающей, вытесняя значительный объем нефти газами горения и образовавшимися парами. Выделение тепла при ВПГ происходит непосредственно в пласте, что существенно снижает тепловые потери по сравнению с другими тепловыми методами МУН и, как следствие, эксплуатационные затраты процесса.

Технология ВПГ тяжелой нефти или битума также может быть использована для генерации водорода при выборе оптимальных рабочих параметров. В литературе описаны опытно-промышленные испытания технологии ВПГ на битумном месторождении, в котором концентрация водорода в синтетической газовой смеси составила до 20% мол. Генерация водорода возможна за счет акватермолиза нефти, крекинга, газификации нефтяного кокса и в результате паровой конверсии монооксида углерода. Отмечается, что ключевую роль в генерации водорода играет процесс газификации кокса, аналогичный процессу газификации угля. В этом процессе нефтяной кокс, образующийся на стадии низкотемпературного окисления нефти (при температурах 150–300 °C), расходуется не только на стадии высокотемпературного окисления, но и вступает в реакцию с водяным паром. Моделирование процессов внутрипластовой газификации битумов при паровоздушном воздействии на пласт также демонстрирует положительные результаты с образованием водорода в объеме синтетических газов с концентрацией до 40% мол.

Внутрипластовая генерация водорода из угля

Процесс внутрипластового производства водорода из угля можно рассматривать как часть технологии подземной газификации угля. В этой технологии используются две скважины, пробуренные в целевом угольном пласте – нагнетательная и добывающая, соединенные между

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

собой горизонтальным отрезком для улучшения гидродинамической проводимости.

Одновременная закачка кислорода (воздуха) и пара может осуществляться в несколько этапов с последующим ВПГ, в ходе которого пласт может быть нагрет до температур 1000–1300 °С. Процесс включает одновременные реакции пиролиза угля, окисления кокса, паровой газификации кокса и реакцию конверсии водяного газа, приводящую к образованию водорода до 70,92 % об.

Более подходящими для технологии являются глубокие месторождения, в которых невозможно применение стандартных методов добычи. Обзор последних разработок подземной газификации угля в комбинации с улавливанием и захоронением углерода представлен в литературе.

Описанная технология на данный момент достаточно развита благодаря экспериментальным исследованиям, посвященным разработке промышленных газификаторов. Исследования показали, что состав сырья, скорость закачки и концентрация кислорода, добавление пара и давление процесса существенно влияют на выход водорода в получаемом синтез-газе.

Заключение и выводы

Обзор научных публикаций и стратегий развития показывает, что водород, вероятно, будет играть ключевую роль в переходе энергетической отрасли к возобновляемому и экологически чистым источникам энергии. В настоящее время производство «низкоуглеродного» водорода является стратегически важным направлением, но связанные с этим затраты по-прежнему высоки. В нынешних условиях компромисс между экономической эффективностью, выходом водорода и выбросами парниковых газов, может быть достигнут посредством технологии внутрипластовой генерации водорода из углеводородного сырья. Подземная генерация водорода позволит не только синтезировать водород с низким углеродным следом, но и одновременно обеспечит использование остаточных, трудноизвлекаемых запасов, с повышением итогового коэффициента извлечения углеводородов. Кроме того, использование существующей

инфраструктуры разработанных месторождений углеводородов приводит к оптимизации стоимости процесса, сильно снижая капитальные затраты на добычу водорода.

Однако методы внутрипластового получения водорода имеют и свои ограничения. Поскольку все процессы являются каталитическими, выбор подходящего катализатора имеет первостепенное значение. Критериями выбора катализатора являются его эффективность, простота использования и дешевизна. По этой причине большинство исследований в области производства водорода направлены на поиск катализаторов с повышенной эффективностью при минимизации их стоимости. Отсутствие на рынке внутрискважинных устройств с водород-селективной мембраной, ограничивает на текущий момент возможность добычи из пласта чистого водорода с одновременной утилизацией парниковых газов.

Методы внутрипластового получения водорода прошли экспериментальную проверку, но до сих пор не были реализованы в производственных масштабах. При этом наиболее перспективной может оказаться технология одновременной добычи водородсодержащего газа и нефти в месторождениях высоковязких нефтей и битумов, где синтезируемый водород может взаимодействовать с нефтью, повышая ее подвижность.

Таким образом, можно сделать вывод, что внутрипластовая генерация водорода имеет высокий потенциал и может быть широко распространена в будущем. Однако влияние пластовых условий на процессы генерации водорода из углеводородов требует дальнейшего экспериментального и численного моделирования. ●

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-77-10059.

Литература

- Ado, M. R., Greaves, M. and Rigby, S. P. (2022) 'Effect of operating pressure on the performance of THAI-CAPRI in situ combustion and in situ catalytic process for simultaneous thermal and catalytic upgrading of heavy oils and bitumen', *Petroleum Research*, pp. 155–164. doi: 10.1016/j.ptlrs.2021.09.010.
- Cui, Y. et al. (2014) 'Experimental forward and reverse in situ combustion gasification of lignite with production of hydrogen-rich syngas', *International Journal of Coal Science & Technology*, 1, pp. 70–80. doi: 10.1007/s40789-014-0011-8.

- Fezullayev, A. A. et al. (2018) 'Spatial changes of rock properties in depleted petroleum reservoirs used for underground gas storage (a case study: Garadag field, Azerbaijan)', *The International Journal of Engineering and Science (IJES)*, 7(1), pp. 73–80.
- Grib, N. (2019) 'Hydrogen energy: myths and reality', *Oil and Gas Vertical*, (19), pp. 61–69.
- Hajdo, L. E., Hallam, R. J. and Vorndran, L. D. L. (1985) 'Hydrogen Generation During In-Situ Combustion', in *SPE 13661*, pp. 675–689. doi: https://doi.org/10.2118/13661-MS.
- Hydrogen Council (2017) *Hydrogen Scaling Up*.
- IEA (2023) *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*. Paris.
- Jiang, L. et al. (2022) 'Coal decarbonization: A state-of-the-art review of enhanced hydrogen production in underground coal gasification', *Energy Reviews*, 1(1), p. 100004. doi: 10.1016/j.enrev.2022.100004.
- Kapadia, P. R. et al. (2013) 'Practical process design for in situ gasification of bitumen', *Applied Energy*, 107, pp. 281–296. doi: 10.1016/j.apenergy.2013.02.035.
- Mitrova, T. et al. (2019) *Hydrogen economy – path to the low-carbon development*. Moscow, Russia.
- Pu, W. et al. (2020) 'Thermal effect caused by low temperature oxidation of heavy crude oil and its in-situ combustion behavior', *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184(April 2019), p. 106521. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106521.
- Rosen, M. A. and Koochi-Fayegh, S. (2016) 'The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems', *Energy, Ecology and Environment*, 1(1), pp. 10–29. doi: 10.1007/s40974-016-0005-z.
- Rostrup-Nielsen, J. R. (1982) 'Sulfur Poisoning', in: Figueiredo J.L. (eds) *Progress in Catalyst Deactivation*. NATO Advanced Study Institutes Series, 54, pp. 209–227. doi: https://doi.org/10.1007/978-94-009-7597-2_11.
- Rostrup-Nielsen, J. R., Christensen, T. S. and Dybkjaer, I. (1998) 'Steam reforming of liquid hydrocarbons', *Studies in Surface Science and Catalysis*, 113(3), pp. 81–95. doi: 10.1016/s0167-2991(98)80277-2.
- Rui, Y. et al. (2022) 'Experimental Study of the Feasibility of In-Situ Hydrogen Generation from Gas Reservoir', *Energies*, 15(21), p. 8185. doi: 10.3390/en15218185.
- Sanmiquel, J. E., Mehta, S. A. R. and Moore, R. G. (2003) 'An Experimental Study of Controlled Gas-Phase Combustion in Porous Media for Enhanced Recovery of Oil and', 125(March), pp. 64–71. doi: 10.1115/1.1510522.
- Self, S. J., Reddy, B. V. and Rosen, M. A. (2012) 'Review of underground coal gasification technologies and carbon capture', *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 3(January), pp. 1–8. doi: 10.1186/2251-6832-3-16.
- Su, F. qiang et al. (2022) 'Energy recovery evaluation and temperature field research of underground coal gasification under different oxygen concentrations', *Fuel*, 329(May). doi: 10.1016/j.fuel.2022.125389.
- Surguchev, L., Berenblum, R. and Dmitievsky, A. (2010) 'Process for generating hydrogen'.
- Surguchev, L. and Berenblum, R. (2014) 'In-situ H2 Generation from Hydrocarbons and CO2 Storage in the Reservoir', *European Association of Geoscientists & Engineers*.
- United Nations (2015) *Framework Convention on Climate Change*. doi: 10.1007/BF02327128.
- World Energy Council (2021) *National Hydrogen Strategies*.
- Yan, Y. et al. (2020) 'Process simulations of blue hydrogen production by upgraded sorption enhanced steam methane reforming (SE-SMR) processes', *Energy Conversion and Management*, 222(May), p. 113144. doi: 10.1016/j.enconman.2020.113144.
- Yang, D. et al. (2016) 'Recent development on underground coal gasification and subsequent CO2 storage', *Journal of the Energy Institute*, 89(4), pp. 469–484. doi: 10.1016/j.joei.2015.05.004.

KEYWORDS: hydrogen, hydrogen energy, hydrogen production, hydrocarbons, catalysts.

5–7 марта

10-я юбилейная Международная конференция и технический визит

Даунстрим Узбекистан и Центральная Азия 2024

г. Ташкент

МАРТ

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

18–19 марта

Конгресс по цифровизации нефтегазовой отрасли России

НЕФТ 4.0

г. Нижний Новгород

19–20 марта

25-я специализированная выставка в рамках сибирского промышленно-инновационного форума

ОмскГАЗнефтехим 2024

г. Омск, ВЦ «Конгресс-Холл-Континент»

19–20 марта

25-й Сибирский промышленно-инновационный форум

ПромтехЭКСПО

г. Омск

19–21 марта

22-я международная выставка кабельно-проводниковой продукции, оборудования и материалов для ее производства

Cabex 2024

Москва, МВЦ «Экспоцентр»

19–21 марта

20-я международная выставка оборудования и технологий для обращения с отходами и очистки сточных вод

Wasma 2024

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

20–22 марта

Международная специализированная выставка нефтяной, газовой и химической промышленности

Нефть. Газ. Химия 2024

г. Оренбург, Мегамолл «Мармелад»

25–27 марта

Международная конференция и выставка

Нефтяные и нефтехимические Технологии 2024

Китай, г. Пекин

27 марта

XV Межотраслевая конференция

Антикоррозионная защита

Москва, ГК «Измайлово»

27–28 марта

18-я межрегиональная специализированная выставка

Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу

г. Новый Уренгой

ВАРИАЦИИ СОСТАВА ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ

как метод уточнения механизма и пространственной геометрии питания скважин

МАЛООПТИМИСТИЧНЫЕ ПРОГНОЗЫ ОБНАРУЖЕНИЯ НОВЫХ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЛЕГКОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И ИСТОЩЕНИЕ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В ТЕЧЕНИЕ ДЛИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРОБУДИЛИ ИНТЕРЕС К АНАЛИЗУ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕ- И ГАЗОИЗВЛЕЧЕНИЯ НА СТАРЫХ, ВЫРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, А ТАКЖЕ К ОЦЕНКАМ ВОЗМОЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ХОТЯ БЫ ЧАСТИЧНОЙ РЕАБИЛИТАЦИИ ИЛИ «РЕВИТАЛИЗАЦИИ» НЕКОТОРЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЦЕЛОМ («WELL REVITALIZATION»). АВТОРЫ СТАТЬИ ПРЕДЛАГАЮТ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВА НЕФТИ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ВОЗМОЖНЫХ ПРИТОКОВ ИЗ БОЛЕЕ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ

LOW-OPTIMISTIC FORECASTS FOR THE DISCOVERY OF NEW LARGE DEPOSITS OF EASILY RECOVERABLE RESERVES AND THE DEPLETION OF LARGE HYDROCARBON DEPOSITS THAT HAVE BEEN EXPLOITED FOR A LONG TIME HAVE AWAKENED INTEREST IN THE ANALYSIS OF OIL AND GAS EXTRACTION PROCESSES IN OLD, DEPLETED FIELDS. ASSESSMENTS OF THE POSSIBILITY AND ECONOMIC FEASIBILITY OF AT LEAST PARTIAL REHABILITATION OR "REVITALIZATION" OF SOME PRODUCTION WELLS AND FIELDS IN GENERAL ("WELL REVITALIZATION") ARE ALSO CONSIDERED. THE AUTHORS OF THE ARTICLE PROPOSE METHODS FOR STUDYING THE COMPOSITION OF OIL TO DETECT POSSIBLE INFLOWS FROM DEEPER HORIZONS

Ключевые слова: приток нефти, истощение месторождений, пространственная геометрия питания скважины, нефтеизвлечение, состав извлекаемой нефти.

Муравская Юлия Алексеевна
кафедра химии

Туров Юрий Прокопьевич
ведущий научный сотрудник,
к. ф. -м. н.

Гузньева Марина Юрьевна
ведущий научный сотрудник,
к. х. н.

БУ ВО ХМАО-Югры
«Сургутский государственный университет»

Механизм реабилитации старых и выработанных месторождений связывают не с применением новых более эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, а с подпиской восходящими потоками углеводородов из более глубоких слоев земной коры – процессов, обнаруженных на многих крупных месторождениях, находящихся на поздних этапах разработки [1]. Количество подтверждающих эту гипотезу фактов увеличивается в основном за счет анализа динамики нефтеизвлечения и изменений состава извлекаемой нефти из скважин «старых» месторождений. Наиболее перспективными для этого скважинами являются «аномальные», характеризующиеся временной изменчивостью дебитов или отклонениями от среднестатистического по месторождению состава извлекаемой нефти [2]. Для этого

проводят оценку вариаций состава извлекаемой нефти из разных скважин одного месторождения, и по материальному составу объекта рассчитывают значения не только традиционных геохимических параметров, индексов или коэффициентов, но предлагают и новые характеристики, специфичные для конкретной решаемой задачи или геологического объекта [3–5]. Поэтому исследование вариаций состава извлекаемой нефти из разных скважин одного месторождения, а также временных изменений состава нефти из отдельных скважин представляют несомненный интерес как для практики (как способ уточнить механизмы и пространственную геометрию питания скважин для прогноза доступного притока извлекаемого флюида), так и для обнаружения возможных притоков из более глубоких горизонтов.



Объекты и методы исследования

Объекты исследования – 21 образец нефти Угутского месторождения – отобраны на устье 9 разных продуктивных скважин в период с 2018 по 2022 годы. Фракционный состав образцов определяли по схеме SARA-анализа [6] с применением люминесцентной спектроскопии для контроля более четкого разделения фракций насыщенных, не люминесцирующих, и люминесцирующих ароматических веществ. В качестве сорбента использовали силикагель, в качестве элюентов – гексан, бензол и спиртобензольную смесь в соотношении 1:3. Выделенные фракции насыщенных и ароматических веществ, детально исследовали методами газовой хроматографии/масс-спектрометрии (ГХ/МС) на хромато-масс-спектрометре Shimadzu GCMS TQ-8040 (Япония). Идентификацию веществ проводили по полным масс-спектрам методами библиотечного поиска ближайших аналогов, а также методами селективной ионной регистрации с использованием данных из открытых литературных источников [7, 8, 11, 12]. Оценку относительных содержаний веществ в разных образцах проводили по площадям хроматографических пиков на масс-фрагментограммах, полученных по интенсивностям характеристических ионных пиков в масс-спектрах соответствующих соединений [9].

Как было установлено в более ранних авторских исследованиях [10], сходимость результатов определения относительных содержаний изученных веществ не превышает 5% отн., а внутрилабораторная воспроизводимость определения содержаний индивидуальных углеводородов не превышает 15%.

Сопоставление состава образцов было проведено по значениям традиционных геохимических индексов, рассчитанных по относительным содержаниям вышеуказанных классов веществ, которые можно рассматривать в качестве надежной и более удобной общей характеристики состава при сопоставлении большого количества образцов добываемой нефти. В настоящее время в геохимии принято

рассматривать близость значений геохимических параметров для разных образцов нефти или рассеянного органического вещества пород как свидетельство генетического родства изучаемых объектов. На основе рассчитанных значений геохимических параметров делают выводы об условиях осадконакопления, типе исходного органического вещества, механизмах формирования месторождений, термической зрелости нефти и т.д. [11].

Результаты исследования

В результате исследования выделенных насыщенных и ароматических фракций 21 одной пробы нефти идентифицировано более 350 веществ. Установлен качественный состав изучаемых образцов, рассчитаны относительные содержания n-парафинов, наиболее характеристичных изопреноидных алканов, гопанов, стеранов, ароматических углеводородов нафталинового, фенантренового, дибензотиофенового рядов, а также моно- и триароматических стероидов.

Установлен широкий диапазон вариаций состава насыщенных и ароматических соединений в образцах нефти, несмотря на то что все они отобраны из скважин одного месторождения. Так, в пределах месторождения наиболее значимые вариации значений характерны для следующих геохимических индексов:

- *рассчитанных по составу парафинов и изопреноидных углеводородов*: TAR – максимальная разница значений равна 82% отн.; Wax изменяется в пределах 51% отн.; для K(I) характерны колебания от 3% отн. до 41% отн.; Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈ варьируют в пределах 43% и 40% соответственно.

- *рассчитанных по составу гопанов и стеранов*: для Ts/Ts+Tm максимальный процент колебаний значений составляет 27% отн.; Ts/C30 – 55% отн.; 29Ts/29+29Ts варьирует в пределах 35% отн.
- *рассчитанных по составу ароматических соединений*: достаточно заметно варьируют значения индексов TNR-2, DNR-1 и ФИ, средний процент вариаций которых составляет 25% отн.

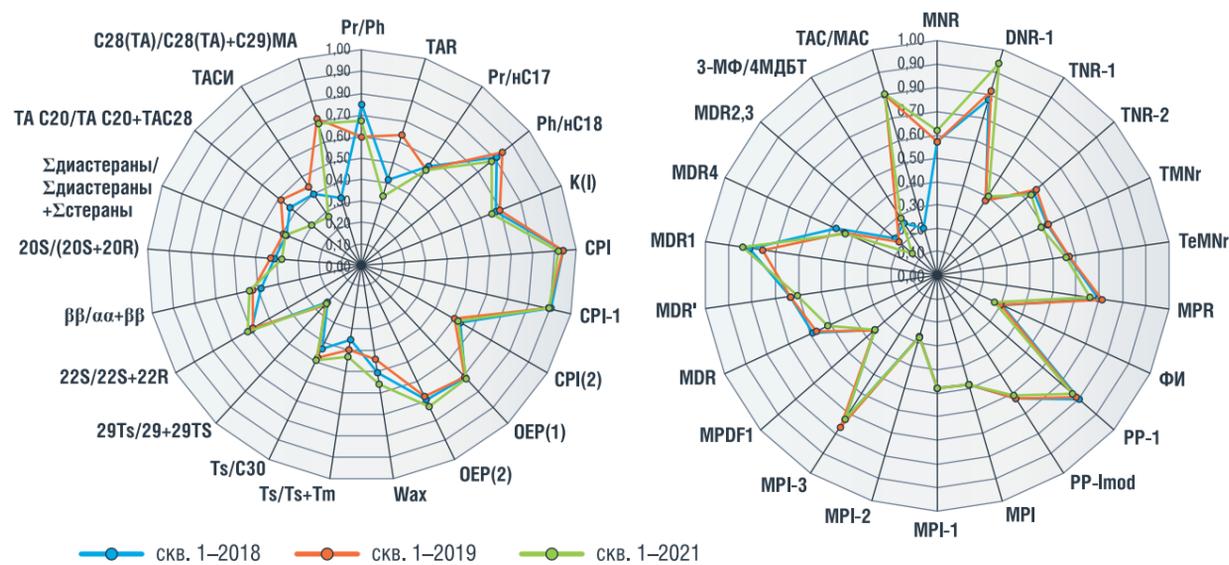
Для количественной оценки зависимости изменений состава образцов нефти от времени пробоотбора (и, соответственно, от времени эксплуатации соответствующих скважин), из пяти скважин через определенные промежутки времени были отобраны образцы нефти, по результатам материального состава которых рассчитывались коэффициенты корреляции r между значениями геохимических индексов и интервалами времени между отборами проб. Интерпретация значимости коэффициентов корреляции проводилась по шкале Чеддока, в соответствии с которой критерию тесноты связи «заметная» соответствуют значения r ≥ 0,5.

Показано, что коэффициенты корреляции между значениями геохимических индексов и периодом времени между отборами проб, рассчитанные по результатам анализов нефтей, отобранных в период с 2018 по 2021 годы, превышают критерий «заметная» одновременно для более чем двух скважин по значениям 12 геохимических параметров. Однако при «добавлении» новой партии образцов нефти, отобранных в 2022 году, коррелирующих со временем геохимических индексов осталось всего три. Следовательно, кроме времени эксплуатации продуктивных скважин, на вариации состава добываемой нефти способны оказать влияние и другие

ТАБЛИЦА 1. Коэффициенты корреляции между значениями геохимических индексов и временем между отбором образцов (2018–2022 гг.)

Индекс*	Коэффициент корреляции r		
	Скв.1	Скв.2	Скв.3
Pr/n-C ₁₇	-0,7	0,6	-0,8
K(I)	-0,7	0,6	-0,7
OEP(2)	0,9	0,8	-0,6

РИСУНОК 1. Вариации значений геохимических индексов скв. 1 с 2018 по 2021 годы



появившиеся с течением времени (в 2022 году) факторы. Полученные коэффициенты корреляции r представлены в таблице 1.

При этом следует отметить широкое разнообразие значений геохимических индексов для образцов нефти, отобранных из одних и тех же скважин в течение всего времени наблюдения за изменениями состава.

В течение пятилетнего периода времени из скв. 1 образцы нефти отбирались три раза – в 2018, 2019 и 2021 годах. Наибольшие колебания значений характерны для геохимических индексов TAR, TA C₂₀/(TA C₂₀+TA C₂₈),

TACI, C₂₈(TA)/[C₂₈(TA)+C₂₉(MA)], TAC/MAC. Так, индекс TAR с 2018 по 2019 год увеличился на 52% отн., однако к 2021 году стал ниже первоначального на 25% отн.; для параметра C₂₈(TA)/[C₂₈(TA)+C₂₉(MA)] также характерен резкий скачок – за год значение данного индекса увеличилось более чем в два раза и осталось практически неизменным в течение дальнейшего периода наблюдения за изменением состава нефти. TACI: за первый год наблюдался небольшой 10%-ный рост значения, но к 2021 году величина индекса уменьшилась на 60%. По аналогичному принципу изменялся параметр TA C₂₀/(TA C₂₀+TA C₂₈), сначала

увеличиваясь на 13%, а затем уменьшаясь на 60%. Наиболее значимый скачок наблюдается у геохимического индекса TAC/MAC. Максимальные колебания индексов Pr/Ph, Wax и Ts/(Ts+Tm) равны 25% отн., 26% отн. и 17% отн. соответственно.

Для простоты восприятия описанных вариаций состава нефти скв. 1 приведен рис. 1.

При анализе изменений состава нефти скв. 2 первое, на что стоит обратить внимание – это образцы нефти, отобранные в 2020 и 2022 годах, обозначенные на рис. 2 желтой и фиолетовой линиями. Для данных образцов

РИСУНОК 2. Вариации значений геохимических индексов скв. 2 с 2018 по 2022 годы

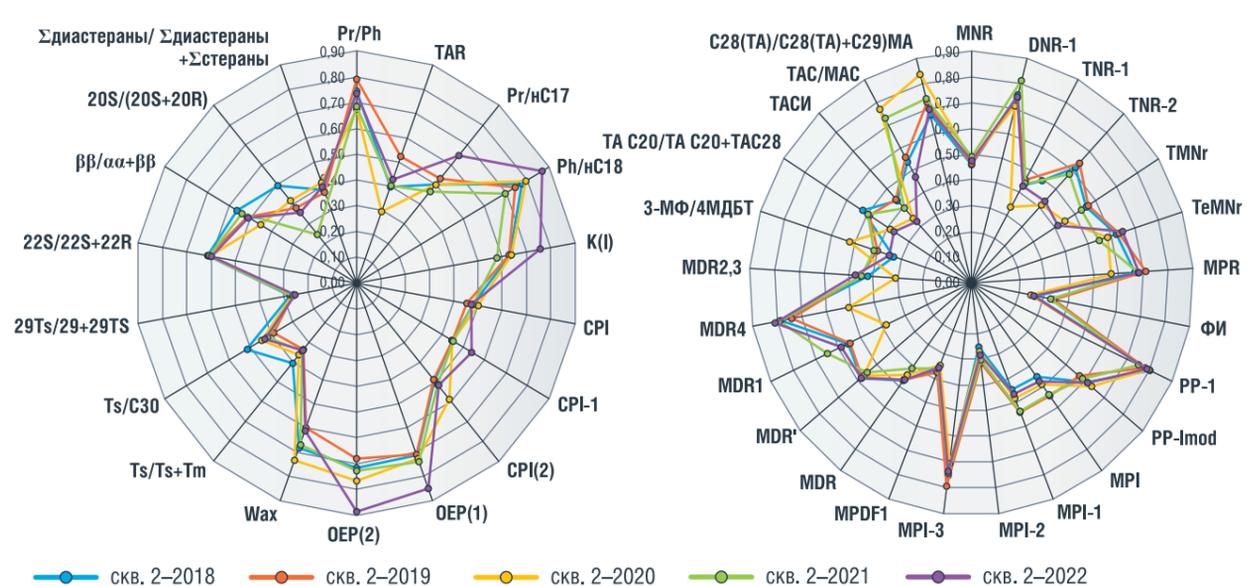
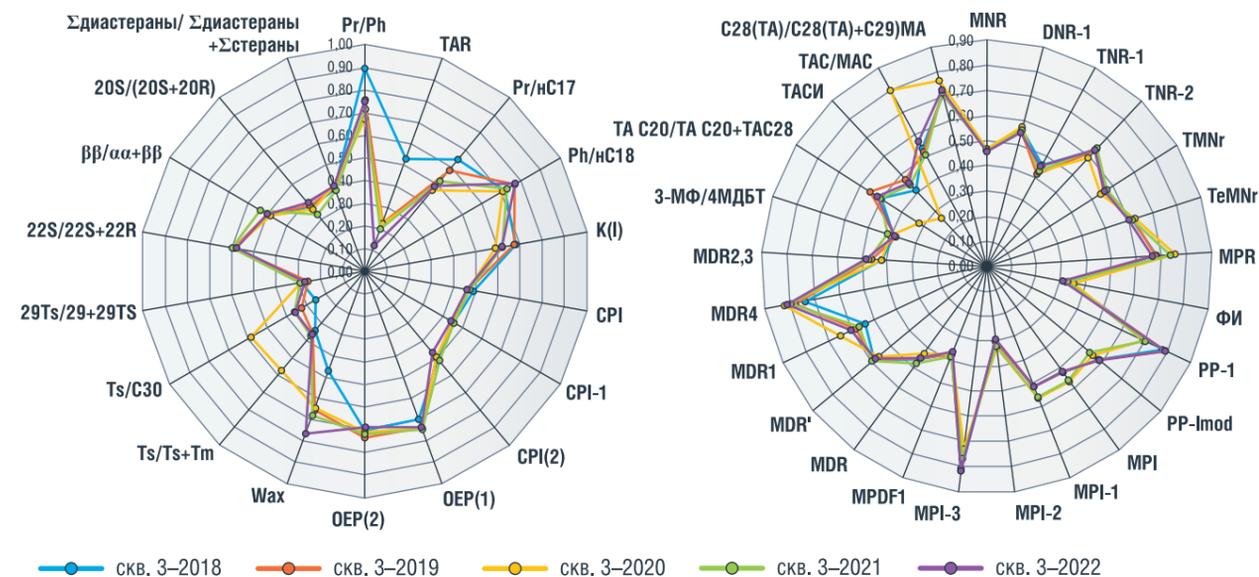


РИСУНОК 3. Вариации значений геохимических индексов скв. 3 с 2018 по 2022 годы



нефти характерна неоднородность состава, на иллюстрации наблюдаются существенные различия значений по большому числу геохимических индексов.

Для образца нефти скв. 2–2020 присуще повышенное значение Wax и пониженное значение параметра TAR, а также существенные различия значений параметров – CPI(2), C₂₈(TA)/[C₂₈(TA)+C₂₉(MA)], TAC/MAC, а также дибензотиофеновых и нафталиновых индексов. Так, TAR меньше, чем усредненный показатель данного индекса по скважине на 49% отн., а Wax выше на 14% отн., CPI(2) выше среднего на 17% отн., а C₂₈(TA)/[C₂₈(TA)+C₂₉(MA)] и TAC/MAC выше минимальных значений на 20% отн. и 65% отн. соответственно. Значения дибензотиофеновых индексов MDR₁, MDR_{2,3}, MDR₄ существенно отличаются от средних показателей по данной скважине. Соотношение MDR₁ меньше на 52% отн., MDR_{2,3} на 45% отн., а MDR₄ на 54% отн. Параметр 3-МФ/4МДБТ отличается от минимального значения по скважине на 57% отн. Отдельному рассмотрению подлежит проба нефти Скв.2–2022, (фиолетовая линия на рис. 2). Для данного образца характерен широкий диапазон вариаций значений геохимических индексов всех идентифицированных классов углеводородов, упоминаемых в данной работе. Самые заметные вариации присущи индексам,

н-парафинов и изопреноидных углеводородов, а также отдельных ароматических соединений. Для ароматических углеводов основные различия наблюдаются по составу нафталинов, три- и моноароматических стероидов. Так, для Скв.2–2022 характерны максимальные значения целого ряда геохимических параметров, отражающих состав насыщенных и изопреноидных соединений. К таким индексам относятся соотношения Pr/C₁₇, Ph/C₁₈, K(I), OEP(1), OEP(2). Таким образом, параметр CPI(1) выше усредненной величины данного параметра по рассматриваемой скважине на 20% отн., а OEP(1) на 18% отн. Геохимические соотношения Pr/C₁₇, Ph/C₁₈, K(I), OEP(2) возрастают на 39% отн., 24% отн., 31% отн. и 30% отн. соответственно, от наименьших величин, присущих данным индексам в целом.

Наибольшие различия состава нефти скв. 3 наблюдаются по n-парафинам, изопреноидам и гопанам. В первую очередь стоит обратить внимание на образец нефти скв.3–2020 (желтая линия на рис. 3).

Так, изменение значений индекса Ts/Ts+Tm с 2018 по 2019 годы были незначительны, однако в 2020 году зафиксирован его резкий рост, который составил 61%, а в последующие 2 года значения данного параметра вернулись к первоначальным. Несколько иная картина наблюдается для индекса Ts/C₃₀, который за первый

год наблюдения увеличился на 23% отн., в период с 2019 по 2020 гг. рост данного коэффициента составил 81% отн., а затем отмечается уменьшение на 38% и до конца наблюдения остается неизменным. Подобные значимые вариации установлены для параметра TACI, который сначала увеличивался на 13% отн., затем понизился на 44% отн., к 2021 году снова возрос в пределах 67% отн. и демонстрировал постоянство до конца изучения вариаций состава нефти данной скважины. В подобных масштабах изменяется индекс C₂₀/(TAC₂₀+TAC₂₈), во временной отрезок 2018–2020 гг., уменьшившись на 36% отн., за следующий год наблюдений вернулся к первоначальному значению, оставаясь постоянным до 2020 года. За два года эксплуатации скважины отмечается небольшой рост значения индекса C₂₈(TA)/[C₂₈(TA)+C₂₉(MA)] – на 8% отн., а затем его возвращение к исходному значению. Подобные колебания характерны для MDR₁, за два года данный индекс возрос на 19% отн., но к 2022 отмечено уменьшение на 11% отн.

Широкий диапазон вариаций значений наблюдается для геохимического индекса TAC/MAC, который за первый год снизился на 3% отн., в последующие 12 месяцев эксплуатации скважины заметно возрос на 54% отн., к 2021 году уменьшился на 58% отн. и к окончанию наблюдений за составом нефти увеличился на 12% отн.

В широком диапазоне величин варьируют значения парафиновых и изопреноидных геохимических индексов Pr/Ph, TAR, Pr/C₁₇ и Wax. Максимальный диапазон изменений установлен для параметров TAR и Wax. Для параметра TAR наблюдается тенденция уменьшения величины – с 2018 по 2019 год значение данного соотношения

Широкий диапазон изменений значений геохимических индексов определяет рекомендацию ограничивать применение геохимических индексов для однозначной связи их с фациально-генетической историей образцов нефти, которая не может значительно различаться в масштабах одного месторождения. Интерпретацию значений геохимических индексов следует проводить с учетом возможного влияния на них техногенного этапа генезиса нефтяной системы

изомеров уменьшилось на 58% отн., затем до 2020 года оставалось неизменным, к 2021 г. понижаясь в пределах 9% отн. и достигло своего минимума в 2022, изменившись на 40% отн. Следовательно, созависимый с TAR параметр Wax демонстрирует постепенное возрастание значений, изменяясь ежегодно на 40% отн., 3% отн., 6% отн. и достигая своего максимума к 2022 году изменившись в пределах 12% отн. За два года исследований геохимический индекс Pr/C₁₇ возрос на 28% отн., в 2021 году возрос на 13% отн., а затем снова понизился на 6% отн.

Таким образом, наблюдается широкий диапазон изменений значений геохимических индексов, подтверждающий значительные вариации состава нефти в процессе эксплуатации как отдельных скважин, так и месторождения в целом. Тем самым показана ограниченная применимость геохимических индексов для однозначной связи их с фациально-генетической историей образцов нефти, которая

не может значительно различаться в масштабах одного месторождения. Поэтому интерпретацию значений геохимических индексов следует проводить с учетом возможного влияния на них техногенного этапа генезиса нефтяной системы. Их формальное применение может приводить к заключению о различном типе исходного

органического вещества и фациально-генетических условий образования нефти в пределах одного месторождения или их изменений в процессе эксплуатации скважины.

Заключение

Несмотря на то, что на сегодняшнее время общепринято связывать значения геохимических индексов с типами исходного органического вещества и условиями формирования нефтяной системы и конкретных нефтяных месторождений, полученные результаты свидетельствуют о том, что вариации состава извлекаемой нефти и значений геохимических индексов определяются не только геохимической историей формирования месторождения нефти, но и, в определенной мере, техногенным этапом истории добывающих скважин. В тоже время существенное влияние на вариации состава могут оказывать как сложность геологического строения данного месторождения, так и возможный приток органического

вещества из более глубоко расположенных очагов генерации углеводородов в настоящее время. Следовательно, полученные результаты и изложенную методику оценки вариаций состава можно рассматривать, в качестве косвенного метода уточнения механизма и пространственной геометрии питания скважин, что, в свою очередь, может позволить не только уточнять геологическое строение эксплуатируемых месторождений, но и проводить оптимизацию режимов работы действующих скважин, что позволит повысить эффективность нефтеизвлечения. ●

Литература

1. Jain S. *Technology Focus: Mature Fields and Well Revitalization (January 2023) // Journal of Petroleum Technology.* – 2023. – Т. 75. – № 01. – С. 62–63.
2. Obermajer M. *Et al. Variable alteration in heavy crude oils of west-central Saskatchewan, Canada // Organic Geochemistry.* – 2004. – Т. 35. – № 4. – С. 469–491.
3. Чуйкина Д.И. и др. *Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти // Экспозиция нефти газ.* – 2018. – № 1 (61). – С. 18–21.
4. Муслимов Р.Х. *О новой парадигме академика А.Э. Конторовича развитие нефтегазового комплекса России исходя из опыта Татарстана по рациональному освоению углеводородных ресурсов недр // Бурение и нефть.* – 2020. – № 9. – С. 6–14.
5. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. *Учет процессов перестроения нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы.* – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 186–192.
6. Sieben V.J. *Optical measurement of saturates, aromatics, resins, and asphaltenes in crude oil / V.J. Sieben, A.J. Stickle, C. Obiosa-Maife, J. Rowbotham, A. Memon, N. Hamed, J. Ratulowski, F. Mostowfi // Energy Fuels.* – 2017. – Vol. 31. – № 4. – P. 3684–3697.
7. Asif M. *Geochemical applications of polycyclic aromatic hydrocarbons in crude oils and sediments from Pakistan: дис. – University of Engineering and Technology Lahore-Pakistan, 2010.*
8. Bogstrand T.K. *Organic Geochemical Analysis of Oils and Condensates in the Northern North Sea: дис. – 2017.*
9. Туров Ю.П., Гузняева М.Ю. *Уточнение геологического строения эксплуатируемого нефтяного месторождения по составу нефти, извлекаемой из различных скважин. Успехи современного естествознания.* – 2020. – № 1. – С. 54–60.
10. Муравская Ю.А., Туров Ю.П., Гузняева М.Ю. *Вариации состава извлекаемой нефти Угутского месторождения / Ю. А. Муравская, Ю. П. Туров, М. Ю. Гузняева // Деловой журнал Neftegaz.RU.* – 2020. – № 7(103). – С. 40–42.
11. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide. Parts I and II. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 1155 p.*
12. Сотнич И.С., Костырева Е.А. *Ароматические соединения в битуминозах баженовской свиты севера Хантейской гемиянтеклизы // Георесурсы.* – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 42–51.

KEYWORDS: *oil inflow, depletion of deposits, spatial geometry of well supply, oil recovery, composition of extracted oil.*

НЕМЕЦКИЙ ЭКСПЕРТ: СТРАНАМ ЕС ПРИДЕТСЯ ЗАПЛАТИТЬ ЗА АНТИРОССИЙСКИЕ САНКЦИИ

DER SPIEGEL

Несмотря на газовое эмбарго и ограничение цен на нефть, Россия пополняет свой военный бюджет за счет доходов от бизнеса в энергетическом секторе. Рост объемов международной торговли России является самой надежной опорой Москвы. ЕС принял уже двенадцать пакетов санкций, но, когда дело доходит до реализации этих мер правительства, начинают бороться за исключения и привилегии для своих стран. Германия начала поставлять все больше продукции в страны Центральной Азии, откуда они переправляются в Москву. Руководству ЕС известно об этом. Чем дольше идут боевые действия, тем сильнее стремление к совместной европейской обороне уступает место торгу о национальных интересах. Будет трудно добиться скорых успехов в борьбе с государством, обладающим ценными природными ресурсами и самой протяженной сухопутной границей в мире после Китая. Необходимо готовиться к долгосрочной конфронтации с Кремлем, аналогичной холодной войне. Европейцы должны вводить меньше санкций, но лучше их контролировать, особенно когда речь идет о военных товарах.



Ограничение цен на нефть должно лучше контролироваться и подкрепляться энергетической политикой, с помощью которой ЕС снизит свой спрос на ископаемое топливо. Правящие круги должны честно признаться своим гражданам

в том, что конфликт с Москвой обходится им дорого. В конфликте с Россией Европа располагает большими экономическими резервами. Ей просто нужно их использовать.

В ЕС ОДОБРИЛИ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЗАРАБОТАТЬ НА РОССИЙСКИХ АКТИВАХ

Bloomberg

Евросоюз продолжает двигаться к реализации своих планов по введению налога на прибыль, получаемую от замороженных активов российского Центробанка. При этом вопрос о непосредственной конфискации пока не стоит.



В целом союзники Украины согласны с тем, что Россия должна заплатить за нанесенный ущерб. Евросоюз, страны «Большой семерки» и Австралия заморозили активы Центробанка России в форме ценных бумаг и денежных средств на общую сумму 283 млрд долл. Большая часть активов находится в европейском депозитарии Euroclear, где за прошлый год они принесли прибыль в размере 3 млрд евро. Несколько стран, включая Германию, открыто заявили, что они против конфискации российских активов по соображениям правового характера. В прошлом году ЕС предложил процесс, в рамках которого необходимо определить действия центральных депозитариев, где хранятся эти активы, прежде чем переходить к рассмотрению дальнейших шагов, таких как налог на прибыль. Но реализация даже такого гораздо менее радикального шага в Евросоюзе продвигается очень медленно из-за обеспокоенности потенциальным воздействием этого решения на стабильность евро.

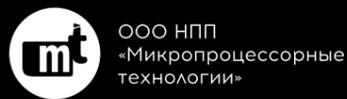
РИСК НЕДООЦЕНЕН. ЭКСПЕРТЫ ЖДУТ ХАОС НА НЕФТЯНОМ РЫНКЕ, НО ПРИ ОДНОМ УСЛОВИИ



Сокращение поставок нефти через Красное море не привело к потрясениям на мировых энергетических рынках. Атаки на корабли напугали транспортные компании, которые перенаправили свои суда по другим маршрутам. По этому водному маршруту проходит около 12% мировых морских перевозок нефти. Безопасность потоков энергоносителей, перевозимых по морю вокруг стран Ближнего Востока, долгое время считались «геополитической миной-растяжкой», способной спровоцировать потрясения на энергетических рынках. Спокойствие нефтяных рынков объясняется рядом факторов. Год назад, когда страны ОПЕК сокращали добычу, а российский нефть попала под санкции, мир приготовился к возможному дефициту нефти. Но вместо этого произошел рост объемов добычи в США, Бразилии, Канаде. Даже Иран, все еще находившийся под санкциями, добавил к мировой добыче полмиллиона баррелей в день. Резервные производственные мощности, главным образом Саудовской Аравии, позволяют нарастить добычу на 5 млн барр. в день.



Когда дело доходит до необходимости оценить геополитические риски, размеры резервных мощностей – это важнейший амортизатор. Между тем мировой спрос на нефть оказался не таким высоким, как ожидалось. Ощущение зависимости от импортной нефти слабеет. Если мы окажемся в ситуации, когда эскалация начнет угрожать добыче, тогда мы увидим рост цен. ●



ООО НПП
«Микропроцессорные
технологии»



НАУКОЕМКИЕ РЕШЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ от НПП «Микропроцессорные технологии»

НА ВСЕХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРИМЕНЯЕТСЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ОТ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ КОТОРОГО ЗАВИСИТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ. ПОЭТОМУ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ПРИДАЮТ ОСОБОЕ ЗНАЧЕНИЕ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ В ОБЛАСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ?

ALL OIL AND GAS INDUSTRY FACILITIES USE ELECTRICAL EQUIPMENT, THE UNINTERRUPTED OPERATION OF WHICH DETERMINES THE EFFICIENCY OF THE ENTERPRISE. THEREFORE, SPECIAL IMPORTANCE IS ATTACHED TO THE TECHNOLOGICAL EFFECTIVENESS OF EMERGENCY AUTOMATION. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN ENTERPRISES OFFER IN THE FIELD OF RELAY PROTECTION OF ELECTRICAL EQUIPMENT?

Ключевые слова: релейная защита, противоаварийная автоматика, цифровые устройства, мобильное приложение, электрооборудование.

Филиппов Юрий Николаевич
руководитель технического маркетинга,
ООО НПП «Микропроцессорные технологии»

Релейная защита и автоматика

Сегодня на замену серии БЗП пришли более современные и функциональные устройства серии «ЛЮТИК» и «АЛТЕЙ». При создании новой линейки инженеры компании сохранили традиционный подход к построению систем РЗА, опираясь на опыт советских и российских релестроителей.

НПП «Микропроцессорные технологии» задает планку для всей отрасли, привнося инновации через их реальную полезность.

НПП «Микропроцессорные технологии» занимается разработкой и выпуском цифровых устройств релейной защиты и автоматики с 2009 года. Отлично зарекомендовавшие себя устройства серии «БЗП-01», «БЗП-02» и «БЗП-03» выпущены суммарным тиражом более 50 000 штук и обеспечивают надежной защитой более 10 000 энергообъектов на территории России и сопредельных государств

За последние годы было внедрено множество новых технических решений, в числе которых:

- оциллографирование оперативного тока терминалом РЗА;
- цифровая шина НЕРВ – доступная альтернатива GOOSE-сообщениям на простых ПС;
- мобильные приложения для наладчиков и оперативного персонала;



РЕКЛАМА

- блинкеры с энергонезависимой памятью сработанного состояния в терминале РЗА;
- технология Light Load – скачивание журналов и осциллограмм на стандартную флешку в одно нажатие;
- интеграция датчиков предиктивной диагностики ячейки 6–35 кВ с терминалом РЗА.

Однако нужды энергообъектов не ограничиваются только устройствами релейной защиты. В связи с этим номенклатура компании ежегодно пополняется новыми продуктами из смежных направлений и не только.

Дуговая защита

Несмотря на то, что устройства дуговой защиты «ЛАЙМ» были выпущены относительно недавно, они быстро завоевали рынок и сейчас являются одними из самых востребованных. При этом



компания не останавливается на достигнутом и уже выпустила модернизированную версию – «ЛАЙМ+». Данные устройства выгодно отличаются от своих аналогов по технико-экономическим показателям. Помимо поставки оборудования предлагается комплексный подход к оснащению объектов – «ЗДЗ ПОД КЛЮЧ».

Контрольно-измерительные приборы (КИП)

Устройства серии «ИРИС» объединены общим подходом к их разработке и заложенными в них инновациями. Приборы являются универсальными для измерений в сетях как с переменным, так и постоянным током, поддерживают запись осциллограмм в формате COMTRADE и работу через мобильное ПО.

При разработке КИП инженеры компании изначально

ориентировались на стандарты отрасли и требования к аттестации приборов как средств измерений. Но этого явно недостаточно. Реальный опыт работы на объектах привел компанию к новым продуктовым свойствам.



Приведем пример: эксплуатация часто ставит маркером предельную величину, отображаемую стрелочным прибором. Именно поэтому в МФУ «ИРИС» реализована автоматическая смена цвета индикатора в зависимости от отклонения параметра. Подобных «фишек» в устройстве много, и все они не предусмотрены текущими стандартами, но пришло время задавать новую планку.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ)

Ежемесячно НПП «Микропроцессорные технологии» оснащает несколько подстанций системами СОПТ различной сложности – от простых и доступных решений до комплексных и мощных.



При этом компания в течение последних лет последовательно создавала собственные цифровые компоненты этой системы, такие как

зарядно-подзарядное устройство «LAUREL» и система мониторинга, диагностики и балансировки аккумуляторных батарей «РЕПЕЙ».

Предиктивная диагностика

Проблема перегрева элементов электроустановок появилась одновременно с появлением самих электроустановок. По статистике 64% аварийных ситуаций на энергообъектах начинается именно с перегрева контактов. Оперативный контроль не способен решить данную проблему ввиду нерегулярности, человеческого фактора и затрудненности доступа в электроустановку. В связи с этим были разработаны устройства предиктивной диагностики – тепловизионное реле «КАКТУС» и система защиты токоведущих частей от перегрева «МЕЛИССА».



Актуальность устройств предиктивной диагностики отметили ПАО «Россети», дополнив ряд СТО рекомендациями к их применению.

С устройствами в энергетике работают люди. Именно поэтому в устройствах производства НПП «Микропроцессорные технологии» особое внимание уделено не только технико-экономическим характеристикам, но и простоте и удобству использования, а также уникальному дизайну. Ну а подкрепляется все это расширенной гарантией и технической поддержкой 24/7! ●

KEYWORDS: relay protection, emergency automation, digital devices, mobile application, electrical equipment.



ООО НПП
«Микропроцессорные
технологии»
www.i-mt.net
OI@i-mt.net

Физический адрес
г. Новосибирск, ул. Писемского, 24/4

Юридический адрес
г. Новосибирск, ул. Писемского, 24/4, 4 этаж

Отдел продаж
+7 495 174 55 50

Тех. поддержка
8 800 555 25 11

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ДАННЫХ ОБ УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ БАССЕЙНЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИИ ИЗ БАЗЫ ДАННЫХ О ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ НЕФТИ, СОЗДАННОЙ И ПОПОЛНЯЕМОЙ В ИНСТИТУТЕ ХИМИИ НЕФТИ СО РАН, И МЕТОДОВ СТАТИСТИЧЕСКОГО И ПРОСТРАНСТВЕННОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ НА ОСНОВЕ ГЕОГРАФИЧЕСКИХ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ. ОПРЕДЕЛЕН СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ПАРАМЕТРОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ БАЖЕНОВСКОЙ НЕФТИ, КАК ДЛЯ ВСЕЙ ТЕРРИТОРИИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ, ТАК И ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ АДМИНИСТРАТИВНЫХ РЕГИОНОВ. ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ НЕФТИ ИСПОЛЬЗОВАНА ВЫБОРКА ОБЪЕМОМ 2833 ОБРАЗЦОВ НЕФТИ ИЗ 127 МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПЛАСТОВЫХ ПАРАМЕТРОВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ НЕПОСРЕДСТВЕННОЕ ВЛИЯНИЕ НА РЕЖИМ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИЗВЛЕЧЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ НЕФТИ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО БОЛЬШИНСТВО ЗАЛЕЖЕЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ РАСПОЛОЖЕНО В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ГЛУБИНАХ ОТ 2000 ДО 4000 М. ПРЕДСТАВЛЕНА ЦИФРОВАЯ КАРТА РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА

УДК: 553.982

AN ANALYSIS OF DATA ON THE CONDITIONS OF OCCURRENCE OF OIL FROM THE BAZHENOV FORMATION IN THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS BASIN WAS CARRIED OUT USING INFORMATION FROM A DATABASE ON THE PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF OIL CREATED AND UPDATED AT THE INSTITUTE OF PETROLEUM CHEMISTRY OF THE SIBERIAN BRANCH OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES AND METHODS OF STATISTICAL AND SPATIAL DATA ANALYSIS BASED ON GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS. THE AVERAGE VALUES OF RESERVOIR CONDITIONS CHARACTERIZING THE FILTRATION AND RESERVOIR PROPERTIES OF BAZHENOV OIL DEPOSITS WERE DETERMINED, BOTH FOR THE ENTIRE DISTRIBUTION AREA AND FOR INDIVIDUAL ADMINISTRATIVE REGIONS. TO ANALYZE THE CONDITIONS OF OCCURRENCE OF BAZHENOV OIL, A VOLUME OF 2833 OIL SAMPLES FROM 127 FIELDS WAS USED. A COMPARATIVE ANALYSIS OF RESERVOIR PARAMETERS THAT HAVE A DIRECT IMPACT ON THE DEVELOPMENT MODE AND THE EFFICIENCY OF THE BAZHENOV OIL EXTRACTION TECHNOLOGIES USED WAS CARRIED OUT. IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT THE MAJORITY OF DEPOSITS OF THE BAZHENOV FORMATION ARE LOCATED IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS AT DEPTHS FROM 2000 M TO 4000 M. A DIGITAL MAP OF THE LOCATION OF DEPOSITS IN THE WEST SIBERIAN BASIN IS PRESENTED

Ключевые слова: баженовская свита, трудноизвлекаемая нефть, месторождения, Западная Сибирь, пористость, проницаемость, условия залегания, коллектор, литология.

Яценко Ирина Германовна
заведующая лабораторией «Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефти», ФГБУН Институт химии нефти СО РАН

В последнее время успехи и перспективы добычи сланцевой нефти в Северной Америке и на других континентах привлекли значительное внимание разработчиков недр к баженовской свите в Западной Сибири [1, 3, 4, 6–8, 11–13, 15, 16].

Ресурсный потенциал баженовской свиты (БС) очень высок (табл. 1), по масштабам нефтеобразования она занимает лидирующее место среди нефтегазоносных территорий России [3, 8].

Трудноизвлекаемые нефти БС в настоящее время рассматриваются как фактор прироста нефтедобычи России в среднесрочной перспективе ввиду истощения запасов традиционной нефти. Баженовская свита распространена в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (ЗСНГБ) на территории 1,5 млн км², отличается высокой степенью неоднородности и особой сложностью геологического строения. Известно [1, 6, 13], что включение в разработку трудноизвлекаемой нефти из сложно построенных коллекторов создает различные технологические и экономические проблемы и усиливает негативное влияние на окружающую среду, увеличивая экологические издержки предприятий нефтяной и нефтехимической отраслей. Решение этих проблем вызывает необходимость изучения особенностей залегания отложений БС Западной Сибири.

ТАБЛИЦА 1. Основные параметры УВ потенциала баженовской свиты

Свита	Мощность, м	Площадь развития, тыс. км	Суммарная генерация нефти, млрд т	Суммарная генерация УВ газа, трлн м ³
Баженовская свита (Западно-Сибирский бассейн)	10–1000 Среднее значение 30–40	1500	5700	1800

Методы и характеристика данных

Методологическую базу исследования представляют статистические методы анализа информации: сравнительный анализ, корреляционно-регрессионный анализ. Для изучения пространственного распределения трудноизвлекаемой нефти применялась созданная в ИХН СО РАН геoinформационная система (ГИС) на базе ArcGIS 10.8 «Трудноизвлекаемые нефти мира», перспективная

для изучения пространственных, временных, геологических, термобарических, литологических и др. закономерностей условий их залегания на территориях различного масштаба – от континентов до регионального уровня. На основе данной ГИС выявлены и показаны районы локализации трудноизвлекаемой нефти из БС.

Исследования проведены на основе информации из БД по физико-химическим свойствам нефти мира [2, 17], в которой в настоящее время содержатся информационные

описания более 45 600 образцов нефти из 7460 месторождений 195 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на разных континентах. Объектом исследования являются месторождения из баженовских отложений на территории Западно-Сибирского (ЗСНГБ) бассейна.

Для проведения исследования особенностей условий залегания нефти (глубина залегания, литологический состав коллекторов, пластовые температура и давление, пористость и проницаемость пород) БС, на основе информации из БД сформированы выборка в

ТАБЛИЦА 2. Основные параметры УВ потенциала баженовской свиты

Наименование субъектов	Количество месторождений и нефти в БД	Количество месторождений по категории запасов	Месторождения
Ханты-Мансийский АО (ХМАО)	88 месторождений, 1646 образцов	Уникальные – 8 Крупные – 11 Средние – 31 Мелкие – 35	Ай-Пимское, Алехинское, Быстринское, Вадельпское, Варьеганское, Ватьеганское, Вачимское, Верхне-Салымское, Верхне-Шапшинское, Восточно-Еловое, Восточно-Лемпинское, Восточно-Перевальное, Восточно-Салымское, Восточно-Сургутское, Восточно-Тромьеганское, Галяновское, Декабрьское, Дружное, Дунаевское, Емьеговское, Западно-Балыкское, Западно-Камынное, Западно-Котухтинское, Западно-Лемпинское, Западно-Салымское, Западно-Сахалинское, Западно-Сургутское, Каменное, Камынное, Конитлорское, Кочевское, Краснотенинское, Кустовое, Лемпинское, Малобалыкское, Малопахутинское, Маслиховское, Мегионское, Мултановское, Мурьянское, Назымское, Нижне-Сортимское, Новоурьянское, Пальяновское, Петелинское, Повховское, Поточное, Правдинское, Приобское, Приразломное, Равенское, Рогожниковское, Родниковое, Рускинское, Савуйское, Салымское, Самотлорское, Сахалинское, Северо-Конитлорское, Северо-Лемпинское, Северо-Покачевское, Северо-Салымское, Северо-Селияровское, Северо-Тончинское, Северо-Тромьеганское, Сорымское, Средне-Ватлорское, Средне-Назымское, Средне-Шапшинское, Студеное, Сыньеганское, Тагринское, Тевлинско-Русскинское, Тончинское, Тундринское, Тянское, Угутское, Ульяновское, Урьевское, Федоровское, Ханты-Мансийское, Чупальское, Южно-Конитлорское, Южно-Сургутское, Южно-Ягунское, Явинлорское, Ягунское, Яунлорское
Ямало-Ненецкий АО (ЯНАО)	15 месторождений, 880 образцов	Уникальные – 1 Крупные – 4 Средние – 5 Мелкие – 5	Вынгайхинское, Губкинское, Ен-Яхинское, Еты-Пуровское, Западно-Перевальное, Комсомольское, Новопортское, Пальниковское, Присклоновое, Пякутинское, Северо-Йохтурское, Уренгойское, Харасавейское, Хейгинское, Южно-Таркосалинское
Томская область (ТО)	21 месторождений, 287 образцов	Крупные – 2 Средние – 5 Мелкие – 10	Арчинское, Весеннее, Горстовое, Западно-Квензерское, Игольское, Катыльгинское, Квензерское, Ледовое, Ломовое, Медвежье, Озерное, Олень, Пельгинское, Первомайское, Пионерское, Полонское, Проточное, Столбовое, Толпаровское, Федюшкинское, Южно-Майское
Новосибирская область	3 месторождения, 20 образцов	Нет данных	Межовское, Ракитинское, Средне-Юлжавское
Итого по ЗСНГБ	127 месторождений, 2833 образцов	Уникальные – 9 Крупные – 17 Средние – 41 Мелкие – 50	

количестве 2833 образца из 127 месторождений БС. Расширенный (по сравнению с [14, 18]) перечень этих месторождений с залежами баженовской нефти приведен в табл. 2, в которой дана общая информация о количестве месторождений и числе образцов в БД.

Как видно из табл. 2, большинство месторождений БС составили ханты-мансийские месторождения, доля которых равна почти 70%, количество месторождений Томской области – более 16%, доли месторождений ЯНАО и Новосибирской области минимальные – 12 и 2% соответственно. Однако распределение запасов месторождений БС иное: максимальные запасы сосредоточены в месторождениях ХМАО (89% запасов всех месторождений), в ЯНАО запасы БС на второй позиции – 10%, в Томской области – 1%, информация о запасах месторождений Новосибирской области в БД отсутствует.

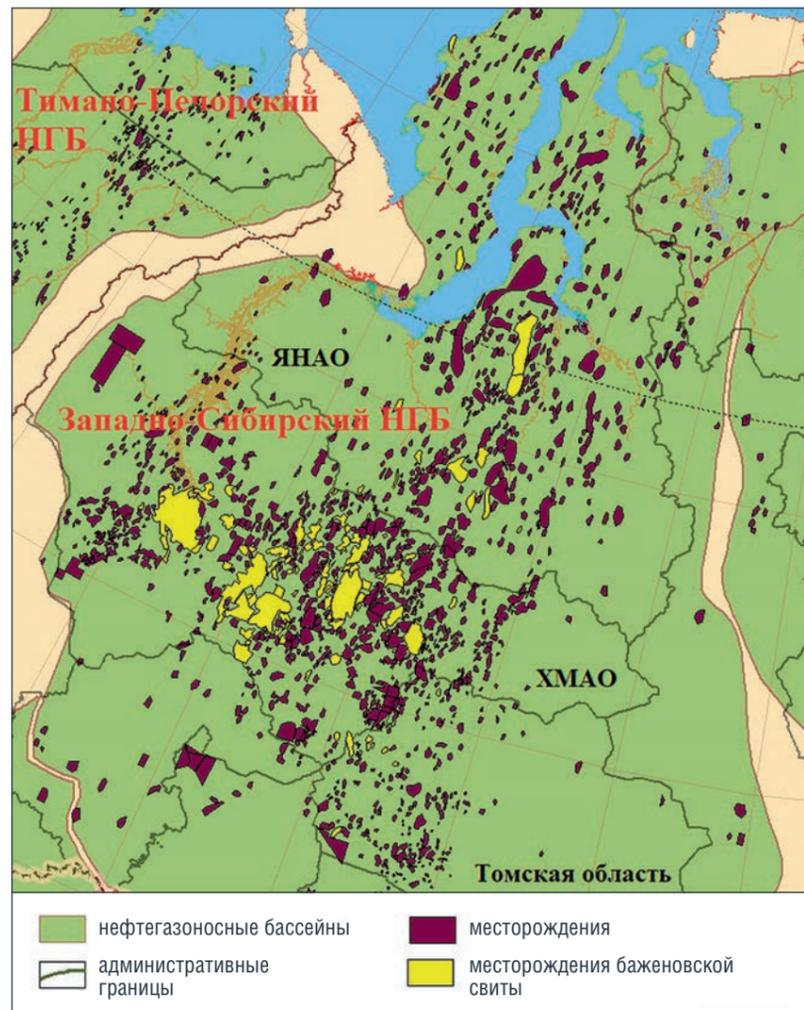
Карта-схема расположения месторождений с залежами баженовской нефти на территории Западной Сибири приведена на рисунке 1, из которого видно, что наибольшая часть этих залежей и самые крупные месторождения расположены в центральной части ЗСНГБ на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

Результаты и обсуждение

Анализ по глубине залегания

По данным [8], залежи баженовской свиты приурочены к коллекторам с относительно большими глубинами залегания. Установлено, что глубокозалегающие нефти (глубина залегания от 4000 до 8000 м) составили малочисленную выборку объемом 23 образца (1,1%) из Ен-Яхинского, Уренгойского и Комсомольского месторождений ЯНАО. Наибольшее количество (почти 77%) образцов баженовской нефти залегает в интервале глубины 2000–4000 м, к ним относятся нефти почти всех месторождений Томской области и ЯНАО (13 и 12 месторождений соответственно) и 65 месторождений ХМАО.

РИСУНОК 1. Карта-схема размещения месторождений баженовской свиты на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна



На глубинах от 1000 до 2000 м залегает 18% нефти, а выборка для малых глубин, до 1000 м, составила 2%.

Анализ литологических особенностей

Согласно [3, 4, 8], баженовская свита, распространенная на площади около 1,5 млн км², отличается высокой степенью литологической неоднородности и сложностью геологического строения с чередованием пластов терригенных пород: песчаников, уплотненных глин (аргиллитов), алевролитов, углистых и слабо битуминозных глин и угольных пластов. По нашим данным, распределение по литологическим характеристикам залежей в среднем следующее: песчаники составили более 56%, песчано-алевролитовые коллекторы – почти 30%, аргиллиты – более 7%,

терригены, битуминозные аргиллиты и глины по 3%, глины – меньше 1%. В табл. 3 рассмотрен литологический состав коллекторов месторождений БС каждого административного региона.

По данным табл. 3 установлены отличия литологического состава коллекторов БС в разных административных регионах Западной Сибири. Показано, что самый разнообразный минералогический состав коллекторов у месторождений ХМАО, для месторождений ТО установлено наличие только пород аргиллитов и песчаников (табл. 2).

В целом песчаники продуктивных пластов месторождений БС на территориях регионов занимают лидирующее положение, их доля составляет от 80% в Томской области до 45% в ЯНАО. В ХМАО и ЯНАО большая доля принадлежит песчано-алевролитовым

ТАБЛИЦА 3. Литологический состав коллекторов баженовской свиты в регионах Западной Сибири

Литология коллектора	Доля образцов в регионе, % (количество образцов)		
	ТО	ХМАО	ЯНАО
Аргиллиты	19,35 (18)	3,57 (19)	7,57 (37)
Битуминозные аргиллиты и глины	–	5,26 (28)	0,41 (2)
Глины	–	0,75 (4)	–
Карбонаты	–	0,19 (1)	–
Песчаники	80,65 (75)	63,72 (339)	44,99 (220)
Песчано-алевролитовые коллекторы	–	21,43 (114)	45,60 (223)
Терригены	–	5,08 (27)	1,43 (7)
Всего образцов:	100 % (93)	100 % (532)	100 % (489)

коллекторам – 25% и 45% соответственно. В коллекторах ТО и ЯНАО выделяются по количеству аргиллиты, в месторождениях ХМАО в среднем их меньше всего, однако в продуктивных пластах месторождений ХМАО больше всего битуминозных аргиллитов и глин и терригенов.

Анализ данных о пластовых температурах и давлении

Известно [8, 11, 15], что пластовые температура и давление являются одними из наиболее важных характеристик залегания нефти, существенно определяющих свойства нефти. Средние значения пластовых показателей отложений БС представлены в табл. 4.

Как видно из табл. 4, пористость пластов варьируется от 1 до 36%, проницаемость – от тысячных долей до 13 мкм², широкий диапазон изменений характерен и для термобарических и пластовых характеристик.

Согласно [8], трудноизвлекаемые нефти характеризуются высокими либо низкими значениями пластовых температур и давления. «Горячие» баженовские нефти (пластовая температура выше 100 °С) характерны для месторождений на территории ХМАО и ЯНАО, где выявлено 184 образца из 30 месторождений, из которых 22 месторождения относятся к ХМАО, 7 – к ЯНАО и месторождение Ломовое, которое находится в Томской области. Самые «горячие» нефти приурочены к Уренгойскому, Салымскому, Пальяновскому и Лемпинскому

месторождениям. Нефти БС с низкой пластовой температурой (менее 20 °С) выявлены только на месторождении Ватьеганское (ХМАО). Самая большая выборка БН получена для образцов нефти со средними значениями пластовой температуры от 20 до 99 °С. В этой выборке насчитывается более 1140 образцов из 71 месторождения, 49 из которых находится в ХМАО, по 11 месторождений – в Томской области и ЯНАО.

В табл. 3 отмечены широкие вариации изменения пластового давления, от низкого до аномально высокого. Установлено 100 образцов (11% от 965 значений в таблице 3.4), залегающих в пластах с высоким давлением

ТАБЛИЦА 4. Пластовые характеристики залегания баженовской нефти

Пластовые характеристики	Среднее значение	Пределы изменения	Объем выборки
Температура пласта, °С	80,45	19,43–147,00	1445
Давление пласта, МПа	26,46	1,76–85,07	965
Проницаемость, мкм ²	0,17	0,0001–13,50	1145
Пористость, %	19,45	1,00–36,00	1308

ТАБЛИЦА 5. Пластовые характеристики залегания баженовской нефти различных регионов

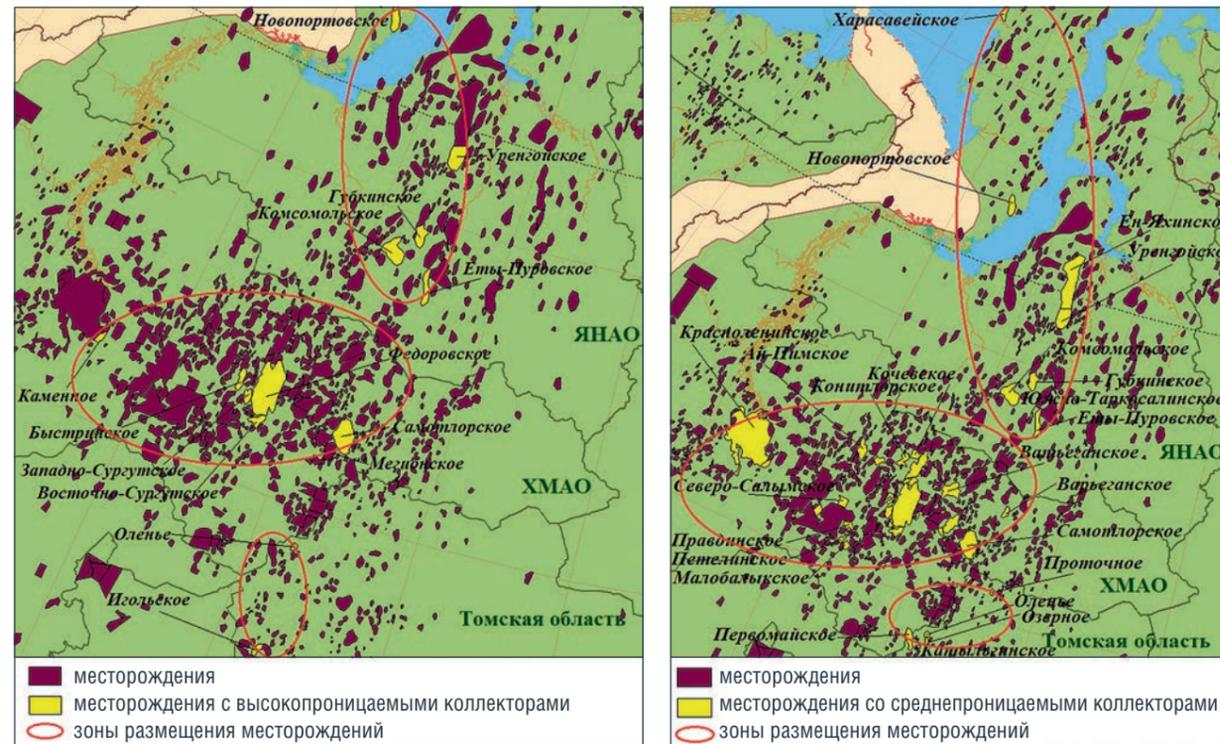
Пластовые характеристики	ТО	ХМАО	ЯНАО
Температура пласта, °С	94,44	82,00	73,49
Давление пласта, МПа	27,27	23,97	29,56
Термобарический коэффициент, °С/МПа	3,46	3,42	2,29
Проницаемость, мкм ²	0,14	0,15	0,24
Пористость, %	16,31	19,27	20,44

(выше 40 МПа), в основном эти образцы из месторождений ЯНАО (Уренгойское, Вынгайхинское, Ен-Яхинское, Губкинское, Харасавейское и др.). Наибольшее количество баженовской нефти находится в пластах с давлением ниже среднего значения (табл. 3), всего их 614 образцов, что составило 67,5%.

Для сравнения особенностей залегания нефти БС в разных регионах Западной Сибири в табл. 5 представлены данные о пластовых характеристиках по регионам.

Здесь термобарический коэффициент определяется как отношение пластовой температуры к пластовому давлению. Как видно из табл. 5, приведенные данные показывают заметные изменения пластовых характеристик в среднем при переходе от одного региона к другому. Пласты ТО отличаются самой высокой температурой, что отразилось на значениях термобарического коэффициента, значение которого для пластов ТО оказалось самым высоким. В ЯНАО температура залежей самая низкая и термобарический коэффициент также самый низкий (на 34% ниже по сравнению с коэффициентом для залежей ТО). Пластовое давление в регионах изменяется в пределах 24–30 МПа. Проницаемость и пористость самые низкие для коллекторов ТО, самые высокие значения – в ЯНАО (проницаемость выше на 42%, а пористость выше на 20% по сравнению с данными по ТО).

РИСУНОК 2. Зонирование месторождений баженовской свиты с высокопроницаемыми (а) и среднепроницаемыми (б) коллекторами на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна



Проницаемость и пористость пород баженовской свиты

Проницаемость и пористость оказывают непосредственное влияние на режим разработки и используемые технологии извлечения нефти. По проницаемости продуктивные пласты делятся на низкопроницаемые (менее 0,05 мкм²), среднепроницаемые (от 0,05 до 0,5 мкм²) и высокопроницаемые (более 0,5 мкм²). Установлено, что большинство коллекторов БС относится к низкопроницаемым (53,2 %), что определяет нефти из таких залежей как трудноизвлекаемые, 40,4 % – к среднепроницаемым и 6,4 % являются высокопроницаемыми коллекторами.

Как видно из рисунка 2, количество месторождений со среднепроницаемыми коллекторами (рисунок 2б) в 2,7 раз больше, чем месторождений с высокопроницаемыми коллекторами (рисунок 2а).

Так, в Томской области выявлено месторождений со среднепроницаемыми коллекторами – 5 (рисунок 2б), с высокопроницаемыми коллекторами – 2 месторождения (рисунок 2а),

в ЯНАО месторождений со среднепроницаемыми коллекторами – 8 (рисунок 2б), с высокопроницаемыми коллекторами – 5 (рисунок 2а), в ХМАО – 27 месторождений со среднепроницаемыми коллекторами (рисунок 2б), и 7 месторождений с высокопроницаемыми коллекторами (рисунок 2а). На рисунке 2б увеличилось и зоны размещения данных месторождений.

Выявлено, что в Томской области из 15 месторождений (табл. 2) 40 % месторождений БС обладают высоко- и среднепроницаемыми коллекторами, а низкопроницаемые пласты находятся в 60 % месторождений. В ЯНАО из 14 месторождений БС (табл. 2) 8 месторождений (57 %) имеют

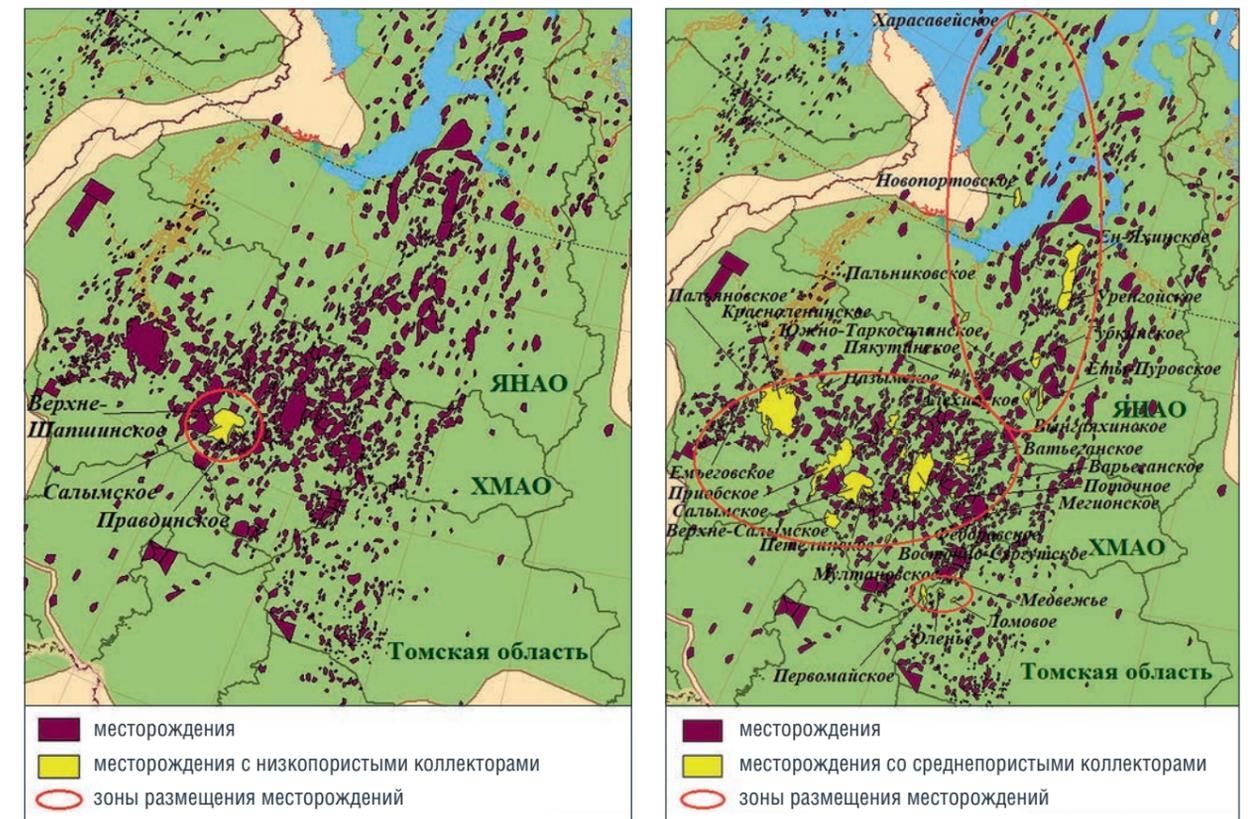
высоко- и среднепроницаемые коллекторы. Наибольшая доля месторождений с слабопроницаемыми коллекторами (67 %) относится к ХМАО, где доля месторождения с высоко- и среднепроницаемыми коллекторами составила всего 33 %.

Изучены закономерности распределения пород баженовской свиты по проницаемости (табл. 6). Для всех районов показано, что образцов в интервале проницаемости более 0,5 мкм² оказалось мало (всего 5 % от всей выборки), большинство составили образцы из месторождений ХМАО. В интервал значений проницаемости от 0,05 до 0,5 мкм² попало более 40 % образцов выборки, из них всего 8 образцов

ТАБЛИЦА 6. Частота встречаемости значений проницаемости пород баженовской свиты в различных регионах

Проницаемость, мкм ²	Количество образцов		
	ТО	ХМАО	ЯНАО
Низкая (менее 0,5 мкм ²)	33	488	100
Средняя (от 0,05 до 0,5 мкм ²)	8	341	113
Высокая (более 0,5 мкм ²)	4	32	24
Всего количество образцов	45	861	237
Процент от общего числа образцов	3,94	75,33	20,73

РИСУНОК 3. Зонирование месторождений баженовской свиты с низкопористыми (а) и среднепористыми (б) коллекторами на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна



из Томской области и 113 образцов из ЯНАО, остальные из ХМАО.

Наконец, в выборке 54 % образцов имеют низкую проницаемость (менее 0,5 мкм²), в Томской области таких образцов всего 33, в ЯНАО – 100 образцов, наибольшее количество образцов приходится на ХМАО. В среднем для каждого региона отмечено, что большинство образцов выборок относится к низкопроницаемым коллекторам, а наименьшее количество образцов – к высокопроницаемым коллекторам.

По степени пористости горных пород эффективная емкость коллекторов разделяется на малую (при пористости менее 5 %), среднюю (при пористости от 5 до 15 %) и большую (более 15 %). Установлено, что менее 1 % образцов баженовской нефти приурочено к низкопористым коллекторам (пористость менее 5 %, рисунок 3а), абсолютное большинство БН находится в высокопористых пластах (почти 90 %), в среднепористых коллекторах – менее 10 % (рисунок 3б). Как видно из рисунка 3, количество месторождений со среднепористыми коллекторами (рисунок 3б) в 12 раз

больше, чем месторождений с низкопористыми коллекторами (рисунок 3а), которые (Верхне-Шапшинское, Правдинское и Салымское) находятся только в ХМАО. В ТО (рисунок 3б) находится 4 месторождения со среднепористыми коллекторами (Ломовое, Медвежье, Олень и Первомайское), в ЯНАО (рисунок 3б) – 10 месторождений, в ХМАО (рисунок 3б) – 22 месторождения.

Установлено, что в ТО из 15 месторождений (табл. 2) только 26,7 % месторождений БС обладают среднепористыми коллекторами, а 73,3 % месторождений –

высокопористыми коллекторами. Высокая доля (72,8 %) месторождений с высокопористыми коллекторами относится к ХМАО, где доля месторождений с низко- и среднепористыми коллекторами составила всего 27,2 %. В ЯНАО из 14 месторождений БС (табл. 2) 71,4 % месторождений имеют среднепористые пласты, доля высокопористых коллекторов составила почти 30 %.

В табл. 7 представлены закономерности распределения пород баженовской свиты для каждого региона по значениям пористости.

ТАБЛИЦА 7. Частота встречаемости значений пористости пород баженовской свиты в различных регионах

Пористость, %	Количество образцов		
	ТО	ХМАО	ЯНАО
Низкая (менее 5 %)	1	5	нет
Средняя (от 5 до 15 %)	10	120	61
Высокая (более 15 %)	43	789	277
Всего количество образцов	54	914	338
Процент от общего числа образцов	4,14	69,98	25,88

Для всех регионов показано, что образцов в интервале пористости менее 5% оказалось мало, всего 0,5% всей выборки, большинство составили образцы из месторождений ХМАО (Верхне-Шапшинское, Правдинское, Салымское). В интервал значений пористости от 5 до 15% попало более 14% образцов выборки, из них всего 10 образцов из Томской области и 61 образец из ЯНАО, остальные из ХМАО. Наконец, в выборке 85% образцов имеют высокую пористость (более 15%), в ТО таких образцов всего 43, в ЯНАО – 277 образцов, наибольшее количество образцов приходится на ХМАО. В среднем для каждого региона отмечено, что большинство образцов находится в высокопористых коллекторах, а наименьшее количество образцов – в низкопористых коллекторах.

В работах [5, 9, 10] проведена типизация коллекторов баженовской свиты в зависимости от пористости и содержания органического углерода в породах, выделено три типа коллекторов с определенными пластовыми свойствами: западно-томский, салымский и усть-тымский. Как показал анализ, месторождения на территории ТО имеют различные типы коллекторов: западно-томский (месторождения Нюрольской впадины и около с. Александровское); салымский (Западно-Квензерское месторождение); усть-тымский (Толпаровское месторождение). На территории Новосибирской области установлен западно-томский тип коллекторов Межовского и Ракитинского месторождений. В ХМАО в большинстве случаев распространены коллекторы салымского типа (юганское скопление месторождений, ряд салымских месторождений, скопление месторождений около г. Сургута и Лангепаса). Западно-томский тип коллекторов установлен в районе Ай-Пимского месторождения.

Выводы

Разработка месторождений с залежами баженовской свиты в настоящее время ведется недостаточно из-за слабой изученности и отсутствия необходимых технологий добычи, а ведь по оценкам специалистов в ней может содержаться до 15% нефтяных ресурсов Западной Сибири. Для полноценного

изучения и реализации ресурсного потенциала баженовской свиты необходима активизация опытных работ и создание полигонов для отработки технологий добычи нефти из сложнопостроенных и низкопроницаемых коллекторов. Так, в Томской области рекомендовано использовать в качестве полигона Еллейский участок и Арчинское месторождение [11]. Минэнерго присвоило статус национального проекта компании «Газпром нефти» – «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты». В ХМАО создается технологический центр «Бажен», что будет способствовать применению новых технологических решений разработки и добычи трудноизвлекаемой баженовской нефти.

С использованием информации из базы данных о физико-химических свойствах нефти проведен анализ условий залегания нефти баженовской свиты. Установлено, что большинство залежей расположено в низкопроницаемых коллекторах на глубинах от 2000 до 4000 м. Пластовые температура и давление демонстрируют широкие вариации изменений. Показаны региональные особенности термобарических и коллекторских свойств пород баженовской свиты в Томской области, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах.

Приведенные в статье результаты исследований (особенности геологических, литологических, термобарических и коллекторских свойств пород БС) важны для оценки ресурсов баженовской свиты, разработки новых технологий поиска и разведки залежей, увеличения нефтеотдачи пластов и могут быть также использованы при совершенствовании существующих методов и технологий добычи трудноизвлекаемой нефти, что особенно актуально для запасов баженовской свиты Западной Сибири. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031500048-1).

Литература

1. Prischepa O. M., Nefedov Y. V., Kochneva O. E., Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // *Periodico Tche Quimica*. 2020. No. 17(34). P. 915–924.

2. Yashchenko I. G., Polishchuk Yu. M., *Classification of Poorly Recoverable Oils and Analysis of Their Quality Characteristics (Reviews) // Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2016. Vol. 52. No. 4. P. 434–444. DOI: 10.1007/s10553-016-0727-9.

3. Баженова Т.К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России // *Геология нефти и газа*. 2017. № 5. С. 37–50.

4. Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Битуминозные глинистые отложения баженовского горизонта – приоритетный стратегический объект нефтедобычи в Западной Сибири // *Георесурсы, геознергетика, геополитика*. 2014. № 2. http://oilgasjournal.ru/vol_10/brekhuntsov.pdf (дата обращения 10.01.2024 г.)

5. Гаврилов А.Е., Жуковская Е.А., Тугарова М.А., Остапчук М.А. Целевая классификация пород баженовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири) // *Нефтяное хозяйство*. 2015. № 12. С. 38–40.

6. Галлямова Д. Х., Шинквич М. В. Современные вызовы и перспективы развития мирового рынка нефти // *Управление устойчивым развитием*. 2019. № 2 (21). С. 20–25.

7. Герт А., Гермаханов А., Гончаров И., Прокопьев В., Сысоев Е. Трудноизвлекаемые запасы Томской области // *Oil & Gas Journal Russia*. 2015. № 7 (95). С. 30–37.

8. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России // *Георесурсы, геознергетика, геополитика*. 2014. № 2. http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.pdf (дата обращения 10.01.2024 г.)

9. Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // *Геология нефти и газа*. 2018. № 5. С. 61–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73.

10. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // *Геология и геофизика*. 2016. Т. 57. № 11. С. 2034–2043. DOI: 10.15372/GIG20161106.

11. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Гуляев С.В., Крицкий И.Л., Шадрин С.В. Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза ее промышленной продуктивности // *Георесурсы, геознергетика, геополитика*. 2014. № 2. http://oilgasjournal.ru/vol_10/korovina.pdf (дата обращения 10.01.2024 г.)

12. Ларионова Е.И., Чинаева Т.И., Шпаковская Е.П. Анализ развития нефтегазового сектора в современных условиях // *Статистика и экономика*. 2019. Т. 16. № 6. С. 29–36. DOI: <http://dx.doi.org/10.21686/2500-3925-2019-6-29-36>

13. Прищепа О.М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. 2019. № 5 (168). С. 14–20.

14. Соболева Е.В. Формирование состава нефти пласта Ю0 баженовской свиты Салымского месторождения // *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 144–154. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>.

15. Стрижнев К.В., Литвин В.Т. Возможность применения технологий интенсификации добычи нефти для коллекторов баженовской свиты // *Георесурсы, геознергетика, геополитика*. 2014. № 2. http://oilgasjournal.ru/vol_10/strizhnev.pdf (дата обращения 10.01.2024 г.)

16. Шлугов И.В., Растрогин А.Е., Браткова В.Г. О проблеме освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири // *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 12. С. 95–97.

17. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А.А. Новикова. Томск: В-Спектр. 2014. 154 с.

18. Яценко И.Г., Полищук Ю.М., Козин Е.С. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей // *Oil & Gas Journal Russia*. 2015. № 11. С. 65–70.

KEYWORDS: *Bazhenov formation, hard-to-recover oil, deposits, Western Siberia, porosity, permeability, occurrence conditions, reservoir, lithology.*

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

ЛУКОЙЛ будет эффективно продавать ШФЛУ Локосовского ГПЗ на внутреннем рынке

В феврале 2014 г. стало известно, что ЛУКОЙЛ намерен после запуска ГПЗ на Ставролене продавать в внутреннем рынке сырье – ШФЛУ, которое сейчас поступает на нефтехимический комбинат с Локосовского ГПЗ. На площадке Ставролена ведется строительство газоперерабатывающего комплекса для переработки газа с Каспийских месторождений компании.



Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня ЛУКОЙЛ осуществляет переработку газа и ШФЛУ на двух ГПЗ в Западной Сибири и Тимано-Печоре, на Пермском НПЗ, Волгоградском НПЗ и площадке нефтехимического комплекса Ставролен. ГПУ-1 была введена летом 2016 г. В октябре 2021 г. началось строительство второго комплекса газоперерабатывающей установки, запуск которой позволит увеличить прием ПНГ с месторождений Северного Каспия до 5 млрд м³ в год и нарастить объем сырья для пиролиза (этана и ШФЛУ), используемого Ставроленом для выпуска товарной продукции. Завершить строительство комплекса по переработке планируется в 2027 г. Сырье поставляется по газопроводу с месторождений ЛУКОЙЛа на Севере Каспия.



Мощность ВСТО планируется к 2020 г. увеличить до 80 млн т нефти в год

Пропускную способность трубопроводной системы ВСТО-1 до 2020 г. планируется увеличить до 80 млн т нефти в год. Об этом было заявлено в ходе рассмотрения правительством инвестпрограммы Транснефти в феврале 2014 г.

Комментарий Neftegaz.RU

К 2019 году Транснефть вывела МНП ВСТО на максимальную мощность, пропускная способность ВСТО-1 выросла до 80 млн т нефти в год. Согласно первоначальному плану, МНП ВСТО должен был быть реализован к 2030 г., но в связи с высокой востребованностью направления поставок работы завершились с опережением более чем на 10 лет. Первая очередь, участок Тайшет–Сковородино протяженностью 2694 км был построен за три года, в 2018 г. в производственную инфраструктуру ВСТО-1 включены еще 3 НПС, пропускная способность увеличилась до 72 млн т нефти в год. С вводом в эксплуатацию в 2019 г. НПС № 2, 5, 7 показатель увеличился до проектных 80 млн т в год. Вторая очередь, участок Сковородино – Козьмино протяженностью 2047 км построен за два года, пропускная мощность 30 млн т в год, в 2015 г. к ВСТО-2 трубопроводом-отводом подключен Хабаровский НПЗ, к концу 2015 г. производительность ВСТО-2 увеличена до 35 млн т в год, в 2017 г., с вводом в эксплуатацию НПС № 29 показатель повысился до 36,7 млн т в год, в 2019 г. введен в эксплуатацию нефтепровод-отвод от ВСТО-2 до Комсомольского НПЗ мощностью 8 млн т в год. С завершением работ

по расширению системы ВСТО-2 его пропускная мощность достигла проектных 50 млн т в год.

Иран может увеличить в два раза поставки газа в Турцию, если снизит цену

17 февраля 2014 г. министр нефти Ирана Б. Зангене сообщил о переговорах с Турцией, которая готова увеличить объем потребления иранского газа с 10 до 20 млрд м³/год. Турция получает газ из Ирана, Азербайджана и России. Любопытно, что все указанные страны готовы увеличить поставки, заявляя, что вопрос уже почти решен.

Комментарий Neftegaz.RU

После повторного введения санкций США в ноябре 2018 г. президент Турции Р.Т. Эрдоган дал понять, что его страна продолжит закупать природный газ у Ирана. К 2021 г. Иран обеспечивал 16% потребностей Турции в природном газе, который поставляется по газопроводу Тенгиз–Анкара в прежнем объеме



порядка 10 млрд м³ газа в год в рамках двадцатипятилетнего контракта. Основными поставщиками природного газа в Турцию традиционно были Россия, Азербайджан и Иран. В 2022 г. Иран занял второе место после России по поставкам газа в эту страну. ●

МЕХАНИЗМ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА:

трансформационные изменения на этапе шестого технологического уклада

В СТАТЬЕ ИССЛЕДУЮТСЯ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ МЕХАНИЗМА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (ГР НГК) РОССИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ. ВЫДЕЛЕНА ЕГО РАЗЛИЧИЯ С ИСТОРИЧЕСКИМ ПЕРИОДОМ, В РАМКАХ КОТОРОГО ОСУЩЕСТВЛЯЛОСЬ ДИРЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ. ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫСТУПАЕТ РАЗРАБОТКА И СИСТЕМАТИЗАЦИЯ ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ ПОЛОЖЕНИЙ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ПЕРИОД ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ. С ПОЗИЦИЙ СИСТЕМО-ФУНКЦИОНАЛЬНОГО ПОДХОДА РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ ЭКСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ В ЕВРОПЕЙСКОМ И АЗИАТСКОМ НАПРАВЛЕНИЯХ, УВЕЛИЧЕНИЯ ПОСТАВОК ПРОДУКЦИИ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ, НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. СДЕЛАН ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ, ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ, ФОРМИРОВАНИИ ПРАГМАТИЧНЫХ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ НА ВНУТРЕННЕМ И ЭКСПОРТНЫХ РЫНКАХ, РАСШИРЕНИИ ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ С КЛЮЧЕВЫМИ УЧАСТНИКАМИ МИРОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА

IN ARTICLE ARE RESEARCHES THE DEVELOPMENT OF STATE REGULATION MECHANISM OF THE RUSSIAN OIL AND GAS COMPLEX AT THE CURRENT STAGE OF MARKET RELATIONS. IT'S DIFFERENCES WITH THE HISTORICAL PERIOD WITHIN WHICH DIRECTIVE PLANNING WAS CARRIED OUT ARE HIGHLIGHTED. THE PURPOSE OF RESEARCH IS TO DEVELOP AND SYSTEMATIZE THE THEORETICAL AND METHODOLOGICAL PROVISIONS OF THE STATE REGULATION OF THE OIL AND GAS COMPLEX DURING TECHNOLOGICAL AND FOREIGN ECONOMIC CHANGES. FROM THE STANDPOINT OF THE SYSTEM-FUNCTIONAL APPROACH, ARE CONSIDERED THE ISSUES OF HYDROCARBON EXPORT IN THE EUROPEAN AND ASIAN DIRECTIONS, THE SUPPLY OF DEEP PROCESSING PRODUCTS, NATIONAL SECURITY AND ENERGY SUSTAINABILITY. IT WAS CONCLUDED THAT IT IS NECESSARY TO INTENSIFY GEOLOGICAL EXPLORATION, PRODUCTION AND PROCESSING OF HYDROCARBON RESOURCES, FORM PRAGMATIC CONDITIONS FOR THE SALE OF PRODUCTS IN THE DOMESTIC AND EXPORT MARKETS, EXPAND FOREIGN ECONOMIC INTERACTIONS WITH KEY PARTICIPANTS IN THE GLOBAL ENERGY SECTOR

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, экономически устойчивое развитие, методология, методология государственного регулирования, национальная безопасность, энергетическая безопасность, технологический суверенитет, шестой технологический уклад.

Трофимов Сергей Евгеньевич

профессор Академии военных наук, эксперт Совета по развитию цифровой экономики Совета Федерации ФС РФ, к.э.н.

Ключевым показателем, характеризующим устойчивое развитие национальной экономики, выступает повышение общей результативности основных показателей ее ведущих отраслей, в первую очередь НГК, в долгосрочном прогнозе горизонте. Принятие

регулирующих решений учитывает накопленный опыт в данной сфере, объективные оценки существующего экономического положения и перспектив энергетического развития, зачастую идущие вразрез между собой, влияние внешней конъюнктуры на внутреннюю специфику, позволяющее соединить и отразить всю предварительную аналитическую подготовку, детально изучить исходные причины возникновения конкретных событий и явлений.

Их глубинное понимание способствует большей достоверности прогнозирования основных параметров функционирования НГК [8].

Становление российского НГК имеет длительную историческую ретроспективу, неразрывно связано с развитием мировой экономики и топливно-энергетического сектора. На ее протяжении нефтегазовая отрасль вносила наибольший вклад в развитие отечественной экономики, как на этапе своего зарождения, так и в период СССР, причем в первом случае наблюдались неоднократные попытки входа на мировой рынок. Во время существования СССР ключевой задачей НГК являлось обеспечение национальной и энергетической безопасности, внутренние поставки для нужд промышленности.

УДК 338.45:622.3(470)

На первоначальном этапе экспорт углеводородов по ценам существенно ниже среднемировых происходил преимущественно в социалистические страны, однако впоследствии были налажены поставки на мировой рынок, формирующие значительный приток доходов в бюджетную систему государства. Для НГК отводилась значимая роль в распространении коммунистической идеологии, усиления геополитических позиций государства в качестве сверхдержавы. Поставки углеводородов по сниженным ценам на отдельные внешние энергетические рынки сохранились со времен СССР до настоящего времени, хотя на современном этапе большинство участников мирового энергетического рынка не заинтересованы в низких ценах на нефть. Тем не менее это не способствовало повышению качества производимой в отечественной нефтегазовой промышленности продукции, напротив сформировало образ глобального сырьевого придатка.

Нефтегазодобывающие предприятия СССР не обладали возможностью вести от своего имени экспортную деятельность: подобным правом пользовались только отдельные государственные ведомства. Экспортные поставки осуществлялись не напрямую, а через ряд связующих звеньев, что, однако, предопределило дальнейшие рынки сбыта и обеспечило заключение последующих долгосрочных контрактов. В отдельные страны экспорт углеводородов зачастую осуществлялся в качестве меры государственной поддержки, причем часть поставок впоследствии реэкспортировалась.

Созданные во времена СССР инфраструктура и производственная база также ориентировались на помощь социалистическим странам: многие технологические особенности их энергетической системы, составляющие в совокупности единую транспортно-логистическую сеть, были спроектированы именно отечественными специалистами. Командно-административные методы и принципы хозяйствования не решили поставленных перед ними задач, а созданные

межгосударственные объединения перестали функционировать после распада СССР. Часть созданной инфраструктуры так и не была впоследствии использована для извлечения экономических преимуществ. Фактически созданные международные объединения функционировали именно благодаря экспортируемым практически бесплатно энергоресурсам и перестали существовать после прекращения поставок.

СССР в недостаточной степени участвовал в развитии международных взаимодействий в нефтегазовой сфере с европейскими государствами, строительстве экспортных нефтегазопроводов и танкерного флота. Несмотря на колоссальную углеводородную базу, развал СССР разрушил созданные мирохозяйственные и кооперационные связи между предприятиями, находившихся в различных республиках, что предусматривало целесообразность фундаментальной переработки существовавших программ стратегического развития НГК, их объединения в единый комплексный документ, охватывающий все ключевые направления в разрезе подотраслей, регионов развития, крупнейших предприятий и инвестиционных проектов.

Государственное регулирование нефтегазового комплекса на этапе технологических и внешнеэкономических изменений

Российский период развития НГК в своем первоначальном виде характеризовался отходом от системы планирования. Его становление происходило по собственному пути, когда механизм ГР, ключевые формы и инструменты воздействия претерпели

существенную трансформацию, фактически формировались заново. Переход к рыночной модели сопровождался процессами приватизации в нефтяной отрасли. Структура акционерного капитала отдельных нефтегазовых компаний сформировалась в 1990-е гг., не претерпев к настоящему моменту кардинальных изменений в составе собственников. Процессы акционирования предприятий для российских условий были весьма специфичными, отражали характер проводимых экономических и политических преобразований, что было характерно для всего национального ТЭК [2].

На современном этапе изменение структуры глобального ТЭК предполагает необходимость корректировки механизма ГР НГК на внутреннем рынке [13]. Для России с учетом разведанных запасов минерально-сырьевой базы (МСБ), накопленного опыта, наличия необходимых технологий и подготовки кадров для нефтегазовой промышленности этого достаточно для реализации долгосрочных приоритетных проектов. Объемы добычи углеводородов и заключенных экспортных контрактов первичного сырья и продуктов переработки оказывают опосредованное воздействие на различные сферы человеческой жизнедеятельности, динамику социально-экономических показателей, внешнеторговый баланс государства [5, 15].

Практическая реализация регулирующих мер основана на прогнозировании ключевых отраслевых показателей, закладываемых в документах стратегического развития НГК. Основными из них являются объемы запасов, уровни добычи, потребления и переработки углеводородов, торговые потоки и внешнеэкономические операции, динамика нефтяных цен и др. В настоящее время продолжается мировой рост потребления углеводородов, в первую очередь



за счет развивающихся регионов мира, который обуславливает повышение глобального спроса, устойчивость, прозрачность и подотчетность поставок энергоносителей. Взаимодействие с крупнейшими участниками мирового нефтегазового рынка, в частности с ОПЕК, позволяет оказывать совместное точечное воздействие на экономические и энергетические процессы, способно приносить значительный синергетический эффект. Оно осуществляется по множеству направлений, служит индикатором для уточнения данных показателей, достижения обозначенных целевых ориентиров [7, 12].

Несмотря на развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и водородной энергетики, углеводороды в долгосрочной перспективе остаются одной из движущих сил развития общества. На современном нефтегазовом рынке постепенно сокращается влияние крупнейших корпораций в силу своих масштабов, обладающих меньшей маневренностью, гибкостью и способностью к изменениям. Они обладают значительными предпочтениями в государствах собственного базирования, однако их долю частично замещают относительно небольшие компании-производители. Созданная производственная инфраструктура обычно монополизирована государством или ведущими компаниями, действует благодаря внутреннему рынку и внешним потребителям; в ее функционировании периодически встраиваются независимые предприятия. Наблюдаются тенденции постепенного увеличения их удельного веса в общей структуре и сокращения излишних звеньев ввиду объективных факторов, в частности повсеместного внедрения технологий Четвертой промышленной революции и Шестого технологического уклада [4, 6].

Рост числа нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) на внутреннем рынке позволяет сократить расходы на транспортировку до конечных потребителей продукции. Он обусловлен увеличением мирового потребления углеводородов, экспорта продукции глубокой переработки по различным маршрутам поставок, в частности ввиду увеличения доли стран Восточной Азии в их структуре, имеет геостратегическое

значение, ряд экономических преимуществ в отношении как наполнения нефтегазовых доходов бюджета, так и развития связанных отраслей и производств экономики. В данном аспекте ГР НГК нацелено на модернизацию и технологическое перевооружение добывающих и перерабатывающих предприятий, ужесточение экологических требований к производству продукции, глубину очистки углеводородов,

На современном нефтегазовом рынке постепенно сокращается влияние крупнейших корпораций в силу их масштабов, обладающих меньшей маневренностью, гибкостью и способностью к изменениям

создание необходимых инфраструктурных условий и устранение барьеров, развитие экономических взаимодействий с зарубежными государствами, в т.ч. взаимовыгодную разработку их МСБ путем создания совместных предприятий, обучения местного населения профессиональным специальностям, передачи навыков и компетенций [9, 16].

Экспорт российского природного газа занимает значимое место в глобальном топливно-энергетическом балансе (ТЭБ), в отдельные годы формирует свыше трети мировой торговли в данном сегменте рынка. Его развитие сопряжено с введением в эксплуатацию газотранспортной инфраструктуры, строительством заводов сжиженного природного газа (СПГ), танкерного флота, техническим перевооружением, значительным возрастанием финансовых затрат. Повышение глобального спроса на природный газ обусловило возобновление переговоров о создании «газовой ОПЕК» для решения стратегических и текущих отраслевых вопросов. Соответственно, доля данного вида экологически чистого топлива постепенно продолжит возрастать в мировом энергопотреблении, в особенности за счет стран Восточной Азии.

Являясь крупнейшим участником мирового энергетического рынка, Россия способна оказывать воздействие на ключевые отраслевые процессы и взаимодействия, содействовать развитию новых направлений экспорта, опосредованно связанных

отраслей экономики и производств, становлению новой и модернизации действующей инфраструктуры в национальном и глобальном масштабе, корректировке мирового потребления энергии, в т.ч. за счет установления цен для конечных потребителей, фактически выступать монополистом для отдельных регионов. Это позволяет существенно сократить затраты на геолого-разведочные работы (ГРР), добычу и транспортировку, уточнять

государственные решения за счет соответствующей ценовой политики, способствует выравниванию определяемых мировых цен.

Европейские страны заинтересованы в получении природного газа из различных источников в силу высокой монополизации рынка, наличия долгосрочных газовых контрактов, нескольких веток газопроводов, протянутых транзитом из России через территорию государств Восточной Европы. Для данного региона характерен рост потребления СПГ, обусловленный, в частности, поставками США, их лоббированием собственных газовых интересов в Европе, экспорт из Великобритании, Нидерландов, Скандинавских стран. Отдельные европейские государства реэкспортируют российский газ по более высоким ценам.

Рост потребления первичных энергоносителей в Европе связан с развитием промышленности, продолжающейся газификацией некоторых регионов, постепенным сокращением обеспеченности внутреннего спроса за счет собственных ресурсов. По мнению председателя правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера, имеется значительный потенциал для наращивания экспорта, возможный за счет введения в промышленную эксплуатацию новых углеводородных залежей, увеличения проводимых ГРР, совершенствования технологий, позволяющих повысить уровень рентабельной добычи на месторождениях, близких к истощению. В 2020 г. экспорт российского газа в Европу составил 179,3 млрд м³, т.е. 33%

от общего поступающего экспорта газа, в сравнении с 199,2 млрд м³ (36%) по итогам 2019 г.¹ Данная тенденция обусловлена его расширением: Европа предпринимает дополнительные меры по укреплению энергетической безопасности в части обеспечения надежности поставок энергоносителей и увеличения потребления СПГ. Так, продолжается действие Третьего энергетического пакета ЕС, в результате которого происходит повышение конкуренции и свободы торговли на европейском газовом рынке, развиваются новые регионы сбыта конечной продукции.

Ценообразование на природный газ обычно происходит на основании цен, указанных в заключенных контрактах, и предопределяется рядом экономических и геополитических факторов. Продолжительность сроков контрактов в определенной мере корректирует влияние цены на природный газ в части ее привязки к нефти. Дефицит внутренних источников поставок в Европе вынуждает обратиться на внешние рынки, а ее энергетическая безопасность напрямую зависит от уровня транспортной и технологической безопасности на нефтегазопроводах, проходящих через территорию государств-транзитеров. Соответственно, прогнозирование цен в данном направлении учитывает различные возможные форс-мажорные обстоятельства и предполагает наличие нескольких альтернативных сценариев развития.

Заключаемые экспортные контракты предусматривают жесткую ответственность стран-потребителей и транзитеров за их неисполнение, что в определенной степени снижает экономические риски для России, служит значимым фактором увеличения объемов экспорта. Ввод в эксплуатацию новых месторождений обеспечивает стабильность поставок, позволяет прокладывать новые маршруты, осуществлять строительство необходимой инфраструктуры, которая в совокупности с уже функционирующей способствует дальнейшему наращиванию производственных мощностей и экспорта по различным направлениям, повышению эффективности существующей системы газоснабжения, распределительных станций и др. Диверсификация экспорта углеводородов способствует развитию внутренней переработки

и нефтегазохимии, предполагает заключение контрактов на поставку продукции глубоких переделов, позволяет повысить уровень технологического развития и энергетической инфраструктуры государств и предприятий-партнеров.

Согласно методике расчетов ФТС и ЦБ РФ, в условиях пандемии в 2020 г. экспорт сырой нефти в стоимостном выражении составил 72,4 млрд долл., природного газа – 25,2 млрд долл. при общем экспорте ТЭР 159,3 млрд долл., что составляет менее половины совокупных объемов товарного экспорта – 338,2 млрд долл.²

При дефиците спроса на продукцию НГК на мировом рынке, в перспективе ее могут заменить другие энергоисточники, в частности ВИЭ, которые планомерно будут увеличивать свою долю в структуре мирового ТЭБ, в первую очередь за счет лучших природно-климатических и экологических факторов использования.

Россия остается крупнейшим поставщиком в страны Европы

Систематизация теоретико-методологических положений государственного регулирования нефтегазового комплекса

Россия остается основным экспортером в страны Европы и Восточной Азии, обладая значительными конкурентными преимуществами в части надежности экспорта, выгодного географического расположения и наличия качественных характеристик углеводородного сырья перед остальными поставщиками. Проводимая отдельными государствами санкционная и антимонопольная политика в отношении России как крупнейшего поставщика призвана служить своеобразным трамплином для решения возникающих вопросов, в частности импортозамещения оборудования в нефтегазовой промышленности. Несмотря на азиатский вектор развития, промышленность и население Европы в долгосрочной перспективе по-прежнему будут выступать значимыми потребителями

российских углеводородов.

Экспорт газа европейских стран на внутренний континентальный рынок предполагает одобрение со стороны ЕС, следовательно, возможно его увеличение как в рамках трубопроводной системы, так и при поставках СПГ, доля которого в структуре потребления стран Европы, вероятно, продолжит тенденцию к дальнейшему росту, для чего потребуются развитие танкерного флота, портов и причалов. Изучаются возможности дополнительного экспорта углеводородов из стран Персидского залива, Северной Африки, отдельных государств бывшего СССР и Американского континента.

Для России в настоящее время наиболее перспективными являются рынки стран Восточной Азии. В регионе наблюдается значительный дефицит энергоносителей, обусловленный постоянно возрастающим спросом для нужд населения и промышленности, который невозможно удовлетворить за

счет собственных ресурсов [3]. Основным газовым проектом для Китая служит заключенный в 2014 г. договор о поставках по МГП «Сила Сибири» 38 млрд м³ к 2030 г.: газ поставляется с Якутского и Иркутского центров газодобычи. В 2023 г. в России было произведено 32 млн тонн СПГ, из которых 8 млн тонн экспортировано в Китай. Реализация данного проекта на практике столкнулась со значительными вопросами: так, в частности, строительство газопровода до российско-китайской границы возложено на российский бюджет и собственные силы ПАО «Газпром», хотя в первоначальных условиях контракта были оговорены иные условия в части

¹ Подведены предварительные итоги по основным направлениям работы «Газпрома» в 2020 году [Электронный ресурс]: ПАО «Газпром». – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2021/118069> (дата обращения: 23.08.2021).

² Ткачев И. Как изменилась за год торговля России с другими странами. Главная [Электронный ресурс]: РосБизнес-Консалтинг. – Режим доступа: <https://www.rbc.ru/economic/15/02/2021/602819c79a794754fdb4362e> (дата обращения: 29.08.2021).

финансирования сторонами. Следует отметить, что реализация данного проекта фактически способствовала формированию нового газового рынка.

Рост внутреннего спроса на углеводороды в государствах Восточной Азии предполагает его удовлетворение преимущественно за счет экспортных поставок, развитие нефтегазотранспортной инфраструктуры, в т.ч. в части приема СПГ. Особое внимание уделяется также международным взаимодействиям с Индией, Японией, Южной Кореей и другими странами, увеличение энергопотребления в которых способствует заключению новых долгосрочных контрактов на поставку углеводородов и технологий.

Увеличение потребления углеводородов в Азиатском регионе обеспечивается за счет наращивания собственной добычи, что обуславливает его ключевое значение для мирового НГК. По итогам 2023 г. «Газпром» экспортировал в Китай по МГП «Сила Сибири» 22,7 млрд м³ газа.

Китай постепенно проводит программу газификации отдельных провинций, создает необходимую инфраструктуру, порты, терминалы СПГ и др. Поступающий российский газ частично является транзитным для некоторых других азиатских стран, в частности Южной и Северной Кореи.

Введение в промышленную эксплуатацию Иркутского и Якутского центров газодобычи обеспечивает национальную и энергетическую безопасность, приток дополнительных инвестиций в НГК и нефтегазовых доходов в бюджет за счет увеличения экспорта первичного углеводородного сырья, продукции глубокой переработки и технологий в азиатские страны. Значимыми направлениями ГР НГК выступают стимулирование строительства заводов СПГ в Сибири и на Дальнем Востоке, расширение присутствия российских специалистов в энергетических проектах зарубежных стран, изучение и приобретение передовых иностранных НИОКР, использование административного воздействия для наращивания возможностей доступа к нефтегазотранспортной инфраструктуре государств-партнеров, позволяющего отстаивать национальные приоритеты в решении энергетических вопросов,

обладать решающим правом голоса в совместных проектах. Колоссальный практический опыт и профессиональные компетенции отечественных специалистов, зачастую накопленные в уникальных условиях, позволяют более оперативно, с меньшими рисками и финансовыми затратами разрабатывать МСБ в других странах, в т.ч. на основании партнерства как формы участия в нефтегазовых проектах [10].

Взаимодействие России и крупнейших потребителей стран Азии в нефтегазовой сфере связано с относительной близостью месторождений к центрам потребления, необходимостью диверсификации поставок, многовекторностью внешнеэкономических отношений. Это требует создания институциональных условий и финансовых механизмов, обеспечивающих практическую реализацию заключенных соглашений, включает реализацию продукции напрямую конечным потребителям. Координация региональной политики осуществляется за счет создания инвестиционных инструментов, адаптированных к современным условиям. Так, капиталовложения могут направляться в освоение азиатских рынков, в т.ч. в бывших союзных республиках: приобретение сегментов экономики, строительство перерабатывающих заводов, объектов инфраструктуры, портов, терминалов, сетей АЗС и др. Управление ими позволит иметь рычаги воздействия на экономическую ситуацию в регионе, осуществлять контроль над его энергосистемой, обеспечивает дополнительную прибыль отечественных компаний.

Увеличение экспорта и потребления российских топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) обусловлено ростом экономик и численности населения азиатских государств, улучшением социально-экономических показателей, строительством новых производств. Прагматичное использование передового зарубежного опыта позволит избежать совершенных системных и управленческих ошибок, в частности по вопросам поставок углеводородов в страны ЕС, их оплаты, задействования местных объектов инфраструктуры. Развитие нефтегазовых технологий связано с сокращением антропогенного воздействия на экологию.

В рамках азиатского направления отсутствие конкурентов при поставках содействует отстаиванию национальных интересов, открывает значительные перспективы экономического развития, расширения трубопроводной системы, кооперации субъектов нефтегазовой деятельности. Повышение роли природного газа обусловлено также экологической ситуацией в развивающихся индустриальных азиатских экономиках, позволяет удовлетворить растущий энергетический спрос.

Производственный потенциал отечественного НГК может быть реализован за счет интенсификации геологоразведки, добычи и переработки, прагматичных условий реализации продукции на внутреннем и экспортных рынках. В условиях санкционного давления на РФ он осуществляется благодаря разработке крупнейших энергетических проектов, совершенствованию организационно-управленческой структуры предприятий, централизации производств, принятия результативных управленческих решений [11]. Скоординированные действия поставщиков в определенной степени позволяют стабилизировать ситуацию на мировом энергетическом рынке, обеспечить высокие экспортные цены на ТЭР, за счет которых формируется значительная часть бюджетов различных уровней, осуществлять индустриальное развитие Сибирских и Дальневосточных регионов, обмениваться технологическими решениями с потребителями. Воспроизводство нефтегазовых запасов, покрывающее объемы их извлечения, содействует обеспечению национальной безопасности, развитию промышленности, изучению зарубежных технологических решений. Сбалансированная структура энергетического производства подразумевает диверсификацию направлений деятельности.

Отдельные государства, являясь нетто-импортерами углеводородов, поставляют часть из них в зарубежные страны, обычно имеющие общую границу, либо осуществляют строительство на собственной территории НПЗ или заводов СПГ, в дальнейшем экспортируют продукцию с улучшенными качественными

характеристиками. Это может быть характерно для энергоизбыточных районов и продиктовано вопросами экономической целесообразности. Именно строительство инфраструктуры для СПГ позволяет диверсифицировать поставки энергоносителей в конкретный регион и частично компенсировать дефицит спроса. Одна из внешнеэкономических задач ГР НГК сводится к оказанию технологической и консультационной

Производственный потенциал отечественного НГК может быть реализован за счет интенсификации геологоразведки, добычи и переработки, прагматичных условий реализации продукции на внутреннем и экспортных рынках

поддержки при строительстве нефтегазотранспортной системы, в частности в государствах Восточной Азии. Доступность и эффективность ее использования позволяет активными темпами развивать глубокую переработку углеводородов.

Конкуренция между поставщиками как в европейском, так и в азиатском направлениях искусственно подогревается действиями государств-импортеров. Ее усиление происходит за счет создания определенных режимов торговли, установления налогов, преференций, развития финансовой системы, включая заключение спотовых и фьючерсных контрактов на поставку углеводородов. Взаимодействие продавцов и потребителей даже при едином уровне или краткосрочных поставках может предполагать участие значительного числа связанных производств.

Выводы и рекомендации

На мировых рынках наблюдаются тенденции роста объемов продаж нефти и газа как в физическом выражении, так и свопов и опционов на них, технологических разработок и расширения предоставления сервисных услуг, что в итоге приводит к развитию нефтегазовой и социальной инфраструктуры, тесной кооперации поставщиков и потребителей, приходу иностранных технических решений и инвестиций в российский ТЭК в условиях беспрецедентного санкционного давления. При этом также происходит обратный процесс экспорта углеводородов, конечной продукции, технологий и услуг, в результате которого

усиливаются возможности экономического воздействия государства на НГК и мировые процессы в целом, несмотря на активное внедрение ВИЭ и развитие водородной энергетики отдельными участниками рыночных отношений в условиях глобального энергетического перехода. В долгосрочной перспективе это повышает устойчивость экономики, ее восприимчивость к изменениям конъюнктуры, позволяет выделить

и скорректировать ключевые факторы, влияющие на отраслевое и общеэкономическое развитие [1].

Позиции крупнейших добывающих государств и корпораций обеспечивают устойчивость мирового энергетического рынка, максимально возможный охват направлений взаимодействий между его участниками. К данным направлениям относятся развитие доли государства в структуре собственников отдельных нефтегазовых предприятий, подведение национальных законодательств и регламентов под отдельные утвержденные международные конвенции, законы и положения, усиление межотраслевой конкуренции, воздействие на мировые цены на нефть и заключаемые контракты на поставку углеводородов. Разнонаправленные действия в вопросах становления глобального ТЭК, укрепление положения мэйджоров и монополизация производств в своей сути содействуют экономически устойчивому развитию НГК.

Расширение взаимодействий с ключевыми участниками мирового энергетического рынка обеспечивает приток инвестиций в российскую экономику, способствует поступлению дополнительных нефтегазовых доходов бюджета.

Внутренняя и внешняя конкуренция содействуют разработке наиболее мелких месторождений, созданию необходимой инфраструктуры в районах добычи, снижению ряда экономических рисков. Прагматичный подход к вопросу предоставления финансовой помощи и гарантий со стороны международных финансовых

организаций, экономические аспекты во взаимодействиях с ВТО, в т.ч. в отношении условий экспорта и транспортировки углеводородов конечным потребителям, позволяют усовершенствовать систему налогообложения в НГК, благоприятствуют открытию национального рынка для поступления зарубежных технологий, ликвидации торгово-экономических барьеров [14]. ●

Литература

1. Бейлин И.Л. Новые экономические подходы к развитию горизонтальной межрегиональной промышленной политики под влиянием нефтегазовой отрасли / И.Л. Бейлин // Российский экономический журнал. – 2023. – № 4. – С. 59–77.
2. Брагинский О.Б. Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт / О.Б. Брагинский, К.Н. Миловидов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 424 с.
3. Глазьев С.Ю. Китайское экономическое чудо. Уроки для России и мира / С.Ю. Глазьев. – М.: Весь Мир, 2023. – 406 с.
4. Глазьев С.Ю. Рынок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768 с.
5. Гринберг Р.С. Некоторые размышления об императивах экономической модернизации в России / Р.С. Гринберг // Экономическое возрождение России. – 2018. – № 2. – С. 41–46.
6. Дмитриевский А.Н. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 6. – С. 10–16.
7. Квинт В.П. Стратегирование трансформации общества: знание, технологии, ноономика / В.П. Квинт, С.Д. Бодрунов. – СПб.: ИНИР им. С.Ю. Витте, 2021. – 351 с.
8. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК / Ю.Д. Кононов. – Новосибирск: Наука, 2015. – 147 с.
9. Макаров А.А. Возможности технологического прогресса в энергетике России / А.А. Макаров // Проблемы прогнозирования. – 2020. – № 1. – С. 71–87.
10. Мастепанов А.М. Перспективы нефтегазового комплекса на Востоке России / А.М. Мастепанов // Энергетическая политика. – 2020. – № 10. – С. 62–73.
11. Орлов В.П. О партнерстве государства и бизнеса в геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 4. – С. 23–32.
12. Стенников В.А. Устойчивое развитие энергетики: тенденции и вызовы / В.А. Стенников // Энергетическая политика. – 2023. – № 2. – С. 32–39.
13. Трофимов С.Е. О государственном регулировании нефтегазового комплекса / С.Е. Трофимов // Вопросы экономики. – 2018. – № 1. – С. 151–160.
14. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
15. Шмаль Г.И. Нефтегазовый комплекс как опора для модернизации экономики Рос-сии / Г.И. Шмаль. – Федеральный справочник. Национальная безопасность России. – 2016. – Т. 3. – С. 325–331.
16. Эпов М.И. Отечественные технологии – нефтегазовому сектору: крупный проект, вокруг которого стоит объединяться / М.И. Эпов // ЭКО. – 2012. – № 10. – С. 52–65.

KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, economically sustainable development, theoretical research, methodology, methodology of state regulation, national security, energy sustainability, technological sovereignty, Sixth technological paradigm.

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ДИЗАЙН ДОЛОТ для бурения нефтяных и газовых скважин



Третьяк Александр Яковлевич
заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии», д.т.н., профессор, академик РАЕН



Литкевич Юрий Федорович
доцент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии», к.т.н., доцент



Кривошеев Кирилл Владимирович
студент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии»

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ДИЗАЙНА КАК ИНСТРУМЕНТА СОЗДАНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА. ПОКАЗАН ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ В ОБЛАСТИ ДИЗАЙНА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА. РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ЗНАЧЕНИЮ ДИЗАЙНА В РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ БУРОВЫХ ДОЛОТ. ПРЕДЛАГАЮТСЯ ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА С УЧЕТОМ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ДИЗАЙНУ. ЦЕЛЬЮ НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬИ ЯВЛЯЕТСЯ КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПОНЯТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ДИЗАЙН И ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЕГО ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ИЗГОТОВЛЕНИЮ БУРОВЫХ ДОЛОТ. РАСКРЫТО ПОНЯТИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ДИЗАЙНА, ДАЕТСЯ ОЦЕНКА И УКАЗЫВАЕТСЯ ЕГО РОЛЬ В ПРОИЗВОДСТВЕ ДОЛОТ. АНАЛИЗ РАБОТ ПО ПРОМЫШЛЕННОМУ ДИЗАЙНУ ПОЗВОЛИЛ ПОНЯТЬ И ОБОЗНАЧИТЬ ЕГО РОЛЬ В ПРОИЗВОДСТВЕ БУРОВЫХ ДОЛОТ. ПОКАЗАНА ДВИЖУЩАЯ СИЛА ПРОМЫШЛЕННОГО ДИЗАЙНА В РАЗВИТИИ ПРОИЗВОДСТВА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА, В ЧАСТНОСТИ БУРОВЫХ ДОЛОТ. ПРЕДСТАВЛЕН ДИЗАЙН РАЗРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ ДОЛОТ, АРМИРОВАННЫХ АЛМАЗНО-ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ РЕЗЦАМИ PDC (POLYCRYSTALLINE DIAMOND COMPACT)

THE ARTICLE DEALS WITH THE ISSUES OF INDUSTRIAL DESIGN AS A TOOL FOR CREATING COMPETITIVE ROCK-DESTROYING TOOLS. THE BEST PRACTICES IN THE FIELD OF DESIGN OF ROCK-DESTROYING TOOLS ARE SHOWN. THE QUESTIONS OF STRATEGIC IMPORTANCE OF DESIGN IN THE DEVELOPMENT OF NEW DESIGNS OF DRILL BITS ARE CONSIDERED. INNOVATIVE SOLUTIONS FOR THE PRODUCTION OF ROCK-DESTROYING DRILLING TOOLS TAKING INTO ACCOUNT THE INTEGRATED APPROACH TO DESIGN ARE PROPOSED. THE PURPOSE OF THIS ARTICLE IS A COMPREHENSIVE STUDY OF THE CONCEPT OF INDUSTRIAL DESIGN AND THE POSSIBILITY OF USING IT IN RELATION TO THE MANUFACTURE OF DRILL BITS. THE CONCEPT OF INDUSTRIAL DESIGN IS DISCLOSED, ITS ROLE IN DRILL BIT MANUFACTURING IS EVALUATED AND INDICATED. THE ANALYSIS OF WORKS ON INDUSTRIAL DESIGN ALLOWED TO UNDERSTAND AND INDICATE ITS ROLE IN THE PRODUCTION OF DRILL BITS. THE DRIVING FORCE OF INDUSTRIAL DESIGN IN THE DEVELOPMENT OF PRODUCTION OF ROCK-DESTROYING TOOLS, IN PARTICULAR DRILL BITS, IS SHOWN. THE DESIGN OF DEVELOPED DRILL BITS REINFORCED WITH PDC (POLYCRYSTALLINE DIAMOND COMPACT) CUTTERS IS PRESENTED

Ключевые слова: промышленный дизайн, дизайн долот, эргономика, высокотехнологичный инструмент, конкурентоспособность.

Возникновение промышленного дизайна, как особого вида человеческой деятельности, относят к концу XIX века. Дизайн – английское слово, которое означает идею, проектную деятельность, расчетные работы, рисунки и чертежи, которые позволяют создать в инновационном и эстетическом плане качественную продукцию с применением новых технологий и с высокими технологическими характеристиками.

Промышленный дизайн – отрасль дизайна, область художественно-технической деятельности, целью которой является определение формальных качеств промышленно производимых изделий, а именно, их структурных и функциональных особенностей и внешнего вида. Промышленный дизайн предполагает эффективное развитие идей через процесс, который приводит к производству новых товаров [1, 2].

Первые промышленные дизайнеры появились еще в XVIII веке в Англии, что связано прежде всего с деятельностью Джозаи Веджвуда (Josiah Wedgwood) и развитием промышленного производства набивных тканей.

Определение «индустриальный дизайн» появилось в 1919 году благодаря архитектору из Германии Вальтеру Гропиусу, основавшему революционную

ФАКТЫ Эргодизайн

– дисциплина на стыке дизайна и эргономики о связи научных эргономических разработок с дизайнерскими проектными исследованиями. Во всех предметах находят единые стилистические закономерности, общие соотношения материала, формы и технологии

школу индустриального дизайна «Баухаус» в Веймаре (Германия).

После второй мировой войны индустриальный дизайн получил серьезное развитие в Скандинавии и Нидерландах. Примерно в это же время интерес к направлению высказали прагматичные американцы – с целью увеличения продаж.

В 60-е годы XX века направление стало настолько популярно в США, что была организована Коллегия Индустриального дизайна. В 1969 году член этой коллегии Томас Малдонадо дал весьма общее определение индустриальному дизайну, которое в основном используется и в наши дни: «Индустриальный дизайн – это творческая активность, имеющая цель улучшить внешние достоинства объектов, производимых в промышленности» [5].

Обычно разработка промышленного дизайна включает в себя следующие этапы: генерацию идеи, концептуальную проработку, эскизирование, макетирование, трехмерное моделирование, визуализацию, конструирование, прототипирование.

Промышленный дизайн, как вид деятельности, включает в себя элементы искусства, маркетинга и технологии и охватывает широчайший круг объектов, от домашней утвари до высокотехнологичных, наукоемких изделий.

До последнего времени в нашей стране промышленному дизайну уделялось крайне мало внимания, были другие более важные проблемы отечественной промышленности. Специалистов по дизайну в нашей стране традиционно готовили и готовят гуманитарные ВУЗы, классификатор специальностей высшего профессионального образования относит промдизайн к разделу «Культура и искусство». При этом количество учебных заведений не превышает двадцати. С точки зрения реальной проектной практики уровень обучения в них не соответствует современным требованиям по причине абсолютной отрешенности этих учебных заведений от инженерной сферы и реального производства. Превратить рисунок в готовый продукт – трудная задача для выпускников гуманитарных ВУЗов.

В сложившейся российской ситуации обучение специалистов в области промдизайна на базе технического ВУЗа способна дать наиболее быстрые и эффективные результаты. Может быть использована уникальная возможность сочетания дизайнерской подготовки с отраслевой ориентацией. Когда российским производителям товаров массового спроса удастся добиться вполне конкурентных качеств продукта, они задумываются об улучшении его эстетических качеств и технологичности производства для снижения издержек.

Промышленный дизайн проектирует абсолютно все окружающие людей предметы и в легкой, и в тяжелой, и иной промышленности, т.е. стремится активно создать при производстве любого товара его привлекательный вид. Промышленный дизайн подразделяется на дизайн орудий труда, бытовой техники, мебели, транспорта, механизмов, ландшафтов. Так, в 1969 г. Международный совет организаций промышленного дизайна (International Council of Societies of Industrial Design, ICSID) назвал «дизайн» творческой деятельностью, целью которой – определить формы и смысл предметов, которые выпускает промышленность. Но это относится и к внешнему виду, и к функциональным, и конструктивным особенностям этих предметов, технологии их изготовления, удобству и безопасности их использования.

Роль промышленного дизайна в производстве очень велика. Промышленный дизайн решает следующие задачи: соответствие товара техническим возможностям и функциям; рентабельность выпуска; соответствие изделия строению человеческого тела, эргономическим запросам; удобство в работе и безопасность; цвет изделия и новую форму [3, 4].

Промышленный дизайн содержит в себе элементы маркетинга, искусства, и технологии. Дизайн оказывает огромное воздействие на технологическую и конструктивную сторону процесса создания изделия. Многолетний опыт показывает, что проектирование

ФАКТЫ

2006

В ГОДУ

разработаны, изготовлены и испытаны буровые долота, армированные резцами PDC: патенты № 2310732, 55005, 92900, 2445433, 102045, 2700330, 2694872, 2695726, 2740954, 2769009. Работы по усовершенствованию конструкции долот продолжаются

изделия лишь тогда дает реально высокие результаты, когда дизайнер, конструктор и технолог работают в близком творческом контакте, причем каждый из них с пониманием относится к задаче другого. Настоящему дизайнеру необходимо стать частью исследовательской группы, создавая безопасную среду обитания, улучшая эргономику, приспособлявая имеющиеся материалы и разрабатывая совершенно новые. Технический дизайнер соединяет технологию, конструктивное решение и художественное оформление. В своей работе дизайнер употребляет весь багаж проектных средств: от технического конструирования до композиционного формообразования, от функционального анализа до организационных, концептуальных моделей предметной среды. Тем не менее все эти средства подчинены обнаружению общекультурного, художественно-образного постижения дизайнером всего комплекса вопросов предметного мира и мира коммуникации.

В наше время значительное внимание уделяется эргодизайну, дисциплине, образовавшейся на стыке дизайна и эргономики. Эргодизайн связывает в единое целое научные эргономические разработки «человеческого фактора» с дизайнерскими проектными исследованиями. Во всех предметах находят единые стилистические закономерности, общие соотношения материала, формы и технологии. Таким образом, дизайн отвечает за единство предметного мира. Для успешного развития дизайна нужен определенный уровень развития, экономические условия, высокие технологии, развитая промышленность, высокое благосостояние людей.

Есть традиционно дизайн-ориентированные государства – Германия, США, Италия, Япония. Торговля и производство в них являются постоянными заказчиками дизайна. Существуют страны, в которых дизайн буквально пронизывает все виды деятельности. Среди них – Италия, Финляндия, Швеция, Норвегия, Япония.

Промышленный дизайн породоразрушающего инструмента отвечает за его внешний вид, эргономику, удобство использования, безопасность

и технологичность. Промышленный дизайнер не занимается созданием чертежей инструмента, его работа заключается в оптимизации изделия. Любая дизайнерская разработка инструмента должна заключать в себе инновационное решение. Особенностью промышленного дизайна породоразрушающего инструмента является то, что он носит комплексный системный подход, так как каждый тип породоразрушающего инструмента рассматривается с точки зрения его пользы и преимущества перед известными образцами.

Если рассматривать вышесказанное в разрезе промышленного дизайна породоразрушающего инструмента, то необходимо отметить следующее: породоразрушающий инструмент, коронки и долота должны быть простыми и удобными в эксплуатации; внешний вид должен быть оформлен так, чтобы покупатель породоразрушающего инструмента, изучая его внешний вид, заинтересовался, быстро получил бы информацию о его назначении и возможностях; породоразрушающий инструмент должен быть удобен в эксплуатации и в обслуживании; дизайн породоразрушающего инструмента должен сообщать покупателю об основной миссии производителя; стоимость породоразрушающего инструмента не должна значительно превышать стоимость аналогичного инструмента; производительность породоразрушающего инструмента при бурении скважин различного назначения должна быть достаточно высокой.

Одним из научных направлений кафедры «Нефтегазовые техника и технологии» является исследование и разработка породоразрушающих инструментов для бурения скважин на нефть и газ. На примере формирования линейки разработанных буровых долот, армированных резцами PDC, рассмотрим процесс формирования их дизайна.

В настоящее время в литературных источниках практически отсутствует информация о промышленном дизайне породоразрушающего инструмента, в том числе по дизайну буровых долот, но сама проблема является достаточно интересной.

Современное буровое долото – это устройство, состоящее из базовых (корпусных) деталей и режущих элементов, количество и формы которых зависят от назначения и диаметра долота. Дизайн бурового долота – это результат сочетания конструкций и геометрии гидромоторных насадок и калибрующих ребер, корпусных и режущих элементов, обеспечивающих эффективное выполнение технических и технологических требований при бурении нефтяных и газовых скважин.

Наиболее распространенными долотами в настоящее время являются долота, армированные резцами PDC (англ. *product design specification*) или АТП – алмазно-твердосплавными пластинами. Появление резцов PDC привело к разработке долот с полусферической формой их рабочей части, но образующиеся при вращении поперечные колебания, приводили к поломкам резцов PDC от ударов о стенки скважин и большому износу периферийных резцов.

Начиная с 2006 года были разработаны, изготовлены и испытаны целый ряд буровых долот, армированных резцами PDC (патенты № 2310732, 55005, 92900, 2445433, 102045, 2700330, 2694872, 2695726, 2740954, 2769009). Необходимо отметить, что работы по

ФАКТЫ

Эффективный дизайн

долот позволит сократить время бурения и снизить расходы на сооружение скважины

усовершенствованию конструкции долот продолжаются [10, 11, 12].

Нефтегазовой отрасли необходимы «всепогодные» буровые долота, армированные специальными резцами, способные бурить достаточно эффективно горные породы от I до X категории по буримости и имеющие проходку на долото более 25 тысяч метров.

В настоящее время многочисленные как зарубежные, так и российские предприятия выпускают буровые долота различного назначения. Наибольшее распространение получили долота, армированные алмазно-твердосплавными пластинами PDC, так как при бурении скважин более 80% объема бурения горных пород проходят ими. Многообразие буровых долот, армированных пластинами PDC, на рынке производителей, как и разнообразие геологических разрезов, заставляет специалистов заниматься разработкой путей усовершенствования конструкций долот и технологии их применения применительно к каждому конкретному нефтегазовому месторождению [6, 7, 8, 9]. Однако анализ современных конструкций долот отечественного и зарубежного производства и результаты выполненных нами работ позволяют заявить о необходимости создания новых конструкций буровых долот повышенной эффективности.

Традиционные долота, армированные PDC, имеют одноярусное исполнение. Эта модель широко апробирована и имеет ряд преимуществ: относительная простота изготовления, высокие наработки, возможность реставрации. Однако стоит учитывать довольно узкий диапазон возможности работы данной компоновки в рамках категорий твердости горных пород, в особенности выше VII категории. Связано данное явление прежде всего с большой первоначальной площадью соприкосновения торцевой части долота с забоем. Каждая лопасть, состоящая из нескольких режущих элементов, в единицу времени проходит одинаковый путь резания и поэтому имеет одинаковую со всеми лопастями интенсивность изнашивания. Частота вращения для таких долот устанавливается, исходя из критической скорости резания, которая имеет максимальное значение на периферийных режущих элементах.

РИСУНОК 1. Дизайн алгоритма работы долот, армированных PDC



МСБ – механическая скорость бурения
ПЖ – промывочная жидкость

РИСУНОК 2. Двухъярусное антивибрационное долото



- 1 – забуривающий ярус
- 2 – разбуривающий ярус
- 3 – режущие лопасти нижнего забуривающего яруса
- 4 – резцы нижнего разбуривающего яруса
- 5 – режущие лопасти верхнего разбуривающего яруса
- 6 – резцы верхнего разбуривающего яруса
- 7, 8 – стабилизаторы
- 9 – штыри
- 10 – хвостовик
- 11 – промывочное отверстие

200x540
m=160 к
M = 1:2

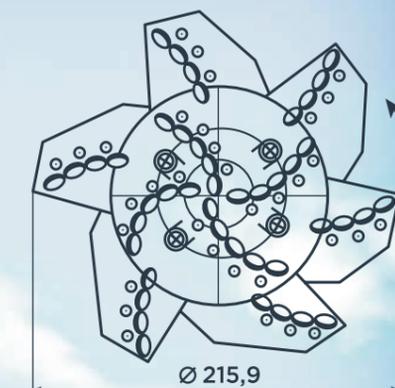
Рекомендуемая конструкция долот предназначена для бурения крепких и абразивных горных пород. Известно, что чем дальше от центра на долоте располагаются резцы PDC, тем в большей степени они изнашиваются. Поэтому предлагается именно такая конструкция долот. Резцы PDC закрепляются на корпус долота с помощью пайки. Экспериментальные исследования разработанных долот показали, что именно двухъярусность долот и оптимальная схема расположения резцов PDC (угол поворота и угол установки резца) придают ему антивибрационные свойства. Таким образом, комплекс вышеперечисленных свойств разработанных долот будет способствовать повышению механической скорости бурения, уменьшению вибрации и повышению проходки на долото. Долота отличаются от известных тем, что с целью гашения вибрации от крутильных и продольных колебаний, вызывающих поломки резцов оно выполнено двухъярусным с выпуклой конусообразной формой. Углы установки резцов PDC увеличиваются от периферии к центру долота. Ступенчатый забой, образующийся при бурении скважины экспериментальным долотом, способствует меньшему искривлению ствола скважины, уменьшению вибрации и, как результат, увеличению скорости бурения и проходки на долото.

К преимуществам двухъярусного антивибрационного долота, армированного пластинами PDC в два ряда, относятся: высокая механическая скорость и проходка на долото при бурении горных пород

ФАКТЫ
Исследование

причин возникновения поперечных колебаний привело к разработке долот с удлиненной базой, разделенной на ярусы, что позволяет устранить поперечные колебания долот

РИСУНОК 3. Двухъярусное антивибрационное долото (вид снизу)



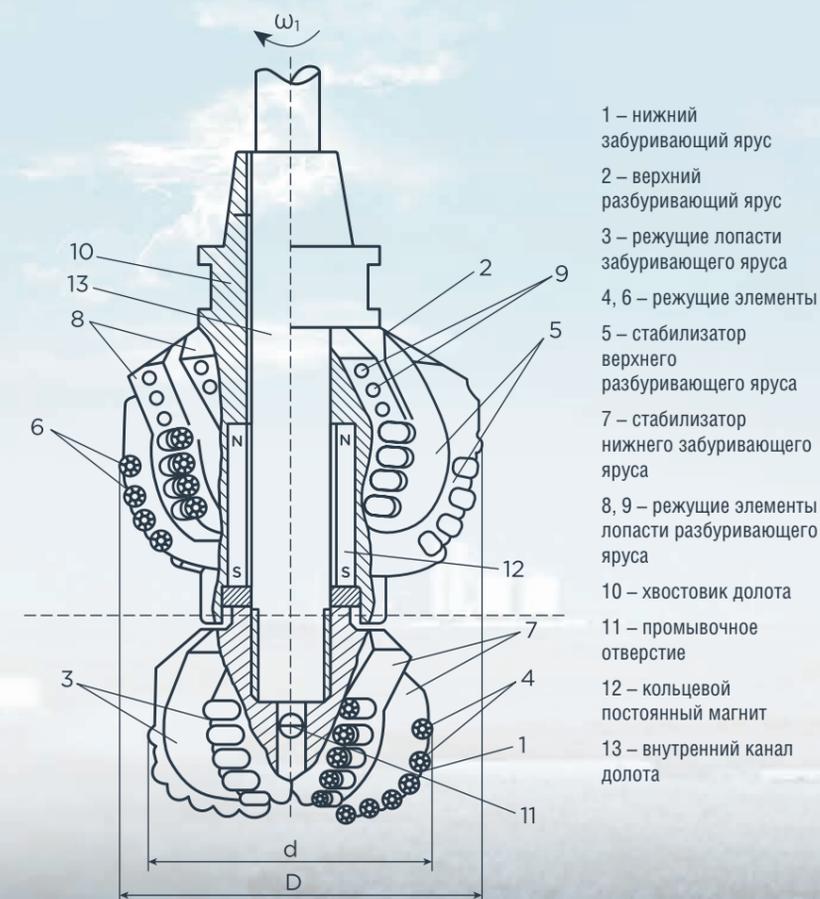
V категории по буримости (контактная прочность – $P_k - 810$ МПа), VI категории по буримости ($P_k - 960$ МПа), VII категории по буримости ($P_k - 1200$ МПа), VIII категории по буримости ($P_k - 1780$ МПа), IX категории по буримости ($P_k - 2200$ МПа), стойкость резцов к нагрузкам (до 350 Кн), улучшенная очистка забоя скважины и долота от шлама за счет оптимального расположения насадок, что исключает повторное истирание шлама, улучшенная стабилизация долота по стволу скважины за счет его двухъярусности, особенно при сооружении наклонно-направленных скважин и бурении трещиноватых и абразивных горных пород, залегающих под определенным углом к горизонту.

Двухъярусное антивибрационное долото показано на рис. 2. Режущие лопасти нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего разбуривающего яруса выполнены по прямой линии под углом от 10 до 20 градусов к продольной оси долота. Резцы PDC плоской передней гранью установлены под отрицательным углом резания от 10 до 20 градусов. За резцами PDC с плоской передней гранью установлен второй ряд резцов PDC с выпуклой конусообразной формой, расположенных в линиях резания между резцами PDC с плоской передней гранью.

Схема установки резцов PDC показана на рис. 3.

С целью улучшения технологии бурения, особенно в части качества бурового раствора, было разработано стабилизирующее двухъярусное долото с вмонтированным в его корпус кольцевым постоянным магнитом (рис. 4).

РИСУНОК 4. Стабилизирующее двухъярусное долото режуще-скалывающего типа



- 1 – нижний забуривающий ярус
- 2 – верхний разбуривающий ярус
- 3 – режущие лопасти нижнего забуривающего яруса
- 4, 6 – режущие элементы
- 5 – стабилизатор верхнего разбуривающего яруса
- 7 – стабилизатор нижнего забуривающего яруса
- 8, 9 – режущие элементы лопасти разбуривающего яруса
- 10 – хвостовик долота
- 11 – промывочное отверстие
- 12 – кольцевой постоянный магнит
- 13 – внутренний канал долота

Скорости резания на остальных линиях, более близких к оси вращения, ниже критических значений и убывают обратно пропорционально увеличению диаметров окружностей, на которых размещены режущие элементы. С учетом вышеизложенного нами предложено оригинальное решение задачи по увеличению скорости резания горной породы забуривающим радиусом меньшего диаметра. Сохранение диаметра происходит за счет использования калибрующего яруса.

В настоящее время накоплен большой опыт эксплуатации буровых долот, армированных PDC, который позволяет определить «узкие» места как в конструкции, так и в технологии их отработки. Разработка конструкции долот связана с необходимостью уменьшения степени вибрации и искривления ствола скважины, особенно когда горные породы в разрезе чередуются по твердости, трещиноватости, углу падения.

Внедрение эффективного дизайна долот позволит сократить время бурения и снизить расходы на сооружение скважины. При проектировании конструкций долот, армированных PDC используются следующие элементы дизайна: конфигурация долот (высота и толщина каждого из трех отдельных корпусов, количество, направление и конструкция гидромониторных насадок, материал долот, характеристика резцов PDC (количество резцов, расстояние между ними, размер резцов, угол атаки, угол бокового наклона резца; интерфейс основных резцов (конфигурация, состав, форма). Исходя из вышеизложенного и с целью оптимального проектирования нами предложен дизайн алгоритма работы долот, армированных PDC (рис. 1). Детальное изучение дизайна буровых долот позволило

ФАКТЫ
Технический результат

изобретения заключается в уменьшении крутящего момента на буровом стае, предупреждении возникновения крутильных колебаний при бурении, в улучшении параметров промывочной жидкости и экономии реагентов

приступить к моделированию в натуральную величину оптимального стабилизирующего антивибрационного долота и к мелкосерийному его производству.

Известно, что если горная порода имеет категории по буримости до IX, то породоразрушающий инструмент работает в режиме резания, если горная порода имеет категорию по буримости X–XII, то алмазный породоразрушающий инструмент работает в режиме истирания.

Применение оптимальных по конструкции резцов PDC позволит обеспечить более высокую износостойкость и ударную прочность по сравнению с обычными резцами. Они создают более высокую концентрированную нагрузку на породу и способствуют эффективному разрушению породы с высокой прочностью на сжатие и категорией по буримости до X включительно. Достоинством разработанных долот является их высокая ремонтпригодность, то есть все три части долота соединяются на резьбе и могут быть, в случае выхода из строя, заменены. Сменные гидравлические насадки позволяют оперативно производить их смену, в зависимости от прочности горных пород.

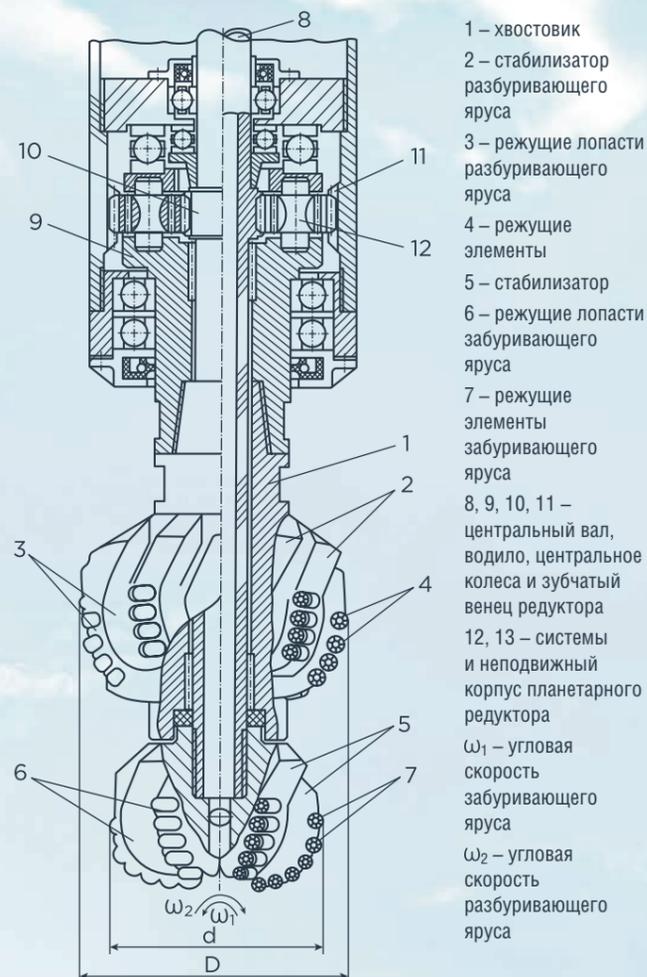
Техническим результатом изобретения является уменьшение крутящего момента на буровом ставе и предупреждение возможности возникновения крутильных колебаний при бурении, вызывающих поломки режущих элементов, улучшение параметров промывочной жидкости, экономия химических реагентов. На данную конструкцию долота получен патент на изобретение (RU № 2695726).

Режущие элементы на лопастях нижнего забуривающего и верхнего разбуривающего ярусов выполнены в виде режущих элементов PDC гребнеобразной формы под отрицательным углом от 10 до 35 градусов. Буровой раствор проходит через кольцевой постоянный магнит и омagnичивается. Внешнее магнитное поле изменяет распределение электронных облаков ионов и поляризует электронные облака молекул раствора. При этом изменяются энергия взаимодействия ионов с ближайшими молекулами воды и поляризация ионами близлежащих объемов воды, что приводит к изменению структуры раствора. Макромолекулы применяемых полимеров представлены высокомолекулярными соединениями и имеют линейную структуру. При обработке раствора магнитным полем происходит увеличение длины макромолекулы. В результате адсорбируется большее количество свободной воды за счет чего происходит повышение вязкости и снижение водоотдачи, то есть улучшается качество бурового раствора.

Исследование причин возникновения поперечных колебаний привело к разработке долот с удлиненной базой, разделенной на ярусы. Были устранены таким образом поперечные колебания долот, но остались крутильные и продольные колебания. При бурении скважин долотами с удлиненной базой происходит закручивание буровой колонны на несколько оборотов, что при изменении режима бурения приводит к раскручиванию колонны и возникновению крутильных и продольных колебаний и ударов о забой и стенки скважины. От таких ударов происходят поломки резцов PDC. Для уменьшения закручивания буровой колонны и возникновения крутильных и продольных колебаний необходимо максимально уменьшить крутящий момент, передаваемый долотом на буровую колонну. Для этого необходимо, чтобы крутящие моменты на забуривающем ярусе $M_{кр.з}$ и крутящий момент на разбуривающем ярусе $M_{кр.р}$ были равны по модулю и противоположны по направлению, то есть $|M_{кр.з}| = |-M_{кр.р}|$. С этой целью было разработано двухъярусное долото режущего типа с встречным вращением ярусов и с планетарным редуктором (патент № RU 2445433, рис. 5).

Двухъярусное долото режуще-скалывающего типа, включает нижний забуривающий ярус, стабилизаторы нижнего забуривающего яруса и режущие лопасти нижнего забуривающего яруса, верхний разбуривающий ярус, хвостовик, внутренний канал долота, стабилизаторы верхнего забуривающего яруса и режущие лопасти верхнего забуривающего яруса. Режущие лопасти нижнего забуривающего и верхнего разбуривающего ярусов выполнены симметрично с радиально расположенными режущими элементами,

РИСУНОК 5. Двухъярусное долото режущего типа с встречным вращением ярусов и с планетарным редуктором



- 1 – хвостовик
- 2 – стабилизатор забуривающего яруса
- 3 – режущие лопасти забуривающего яруса
- 4 – режущие элементы
- 5 – стабилизатор
- 6 – режущие лопасти забуривающего яруса
- 7 – режущие элементы забуривающего яруса
- 8, 9, 10, 11 – центральный вал, водило, центральное колеса и зубчатый венец редуктора
- 12, 13 – системы и неподвижный корпус планетарного редуктора
- ω_1 – угловая скорость забуривающего яруса
- ω_2 – угловая скорость разбуривающего яруса

ФАКТЫ

Для предупреждения крутильных колебаний

необходимо освободить буровой став от передачи крутящего момента от долота. Это возможно, если крутящий момент на нижнем и верхнем забуривающем ярусе равны по модулю, но противоположно направлены, для этого количество режущих элементов на нижнем и верхнем ярусе должны быть равны

стабилизаторы верхнего разбуривающего яруса оснащены высокостойкими штырями, обладающими калибрующим действием, количество режущих элементов на лопастях нижнего забуривающего яруса равно количеству режущих элементов на лопастях верхнего разбуривающего яруса.

Для предупреждения возникновения крутильных колебаний необходимо освободить буровой став от передачи крутящего момента от долота. Это возможно, если крутящий момент на нижнем забуривающем ярусе и на верхнем разбуривающем ярусе будут равны по модулю, но противоположно направлены, для этого количество режущих элементов на нижнем забуривающем ярусе должно быть равно количеству режущих элементов на верхнем разбуривающем ярусе.

Приближая по модулю значения крутящих моментов на забуривающем и разбуривающем ярусах, можно предупредить возникновение крутильных колебаний на буровом ставе и уменьшить количество поломок PDC от ударов, возникающих при крутильных колебаниях.

Работает долото следующим образом: при вращении нижнего забуривающего яруса с угловой скоростью ω_1 и верхнего разбуривающего яруса с угловой скоростью ω_2 режущие лопасти нижнего забуривающего яруса забуриваются в забой, расширяя по мере продвижения скважину до диаметра d , определяемого положением крайних режущих элементов нижнего забуривающего яруса, расположенных в верхних частях режущих лопастей нижнего забуривающего яруса, а режущие лопасти верхнего разбуривающего яруса с режущими элементами верхнего разбуривающего яруса, расширяют скважину по мере продвижения до диаметра D , определяемого положением крайних режущих элементов верхнего разбуривающего яруса, стабилизаторы нижнего забуривающего яруса и стабилизаторы верхнего разбуривающего яруса увеличивают площадь контакта со стенками скважины. Крутящие моменты на нижнем забуривающем и верхнем разбуривающем ярусах направлены встречно и равны по модулю.

Это позволит предупредить возникновение крутильных колебаний, которые являются одной из основных причин возникновения поломок PDC.

Таким образом, к настоящему времени на основании результатов выполненных исследований и конструктивных наработок сформирован в основном дизайн буровых долот.

Необходимо отметить, что в ближайшее время работы по конструированию новых, инновационных буровых долот будут продолжены, а это, в свою очередь, приведет к существенному изменению их дизайна [13, 14].

Выводы

- Оптимизация конструкции долот позволяет реализовать бурение скважин с оптимальными значениями удельного контактного давления на забой, частоты вращения и количества промывочной жидкости.
- На основании исследования механики разрушения горных пород средней и выше средней категории по буримости обоснована, на уровне изобретений, базовая конструкция долот, способствующая повышению эффективности сооружения скважин.
- Рассматривая в целом, как будут выглядеть буровые долота в ближайшем будущем, авторам представляется, что они будут многофункциональными, прежде всего в плане оснащения режущей части применительно к категории горных пород по буримости, и обязательно подвержены внешнему воздействию различными физическими и другими полями с целью повышения его прочности. При этом конструктивно они будут претерпевать изменения, все режущие элементы будут съемными, легкозаменяемыми, а гидравлическая система и дизайн долот будет совершенствоваться. ●

ФАКТЫ

Крутящие моменты

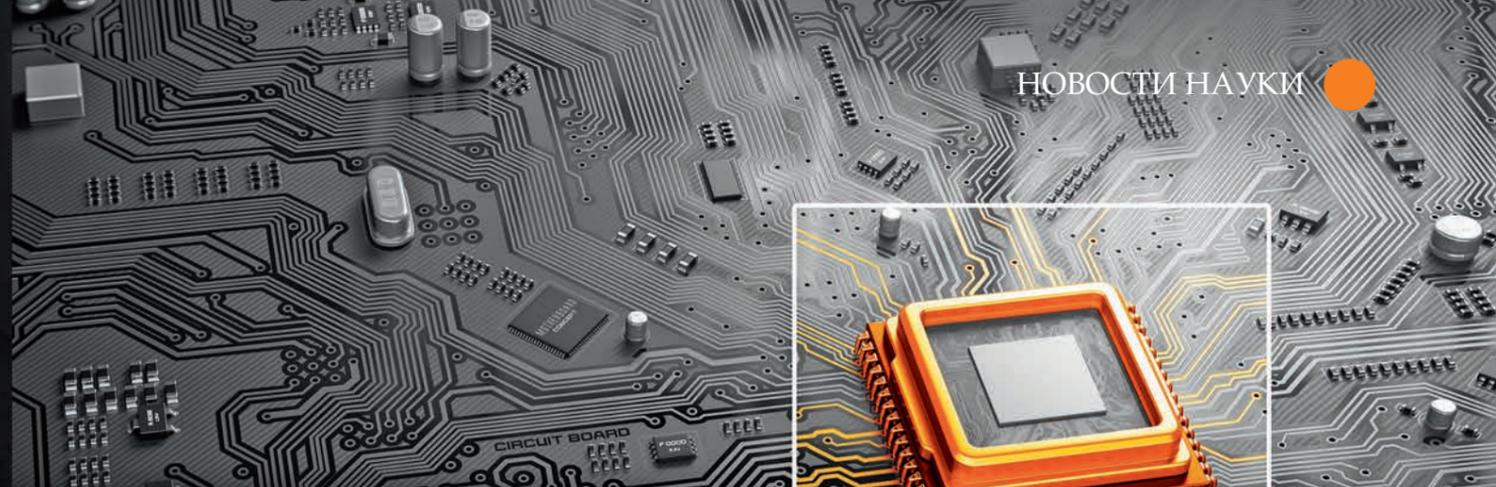
на нижнем забуривающем и верхнем разбуривающем ярусах направлены встречно и равны по модулю, что позволяет предупредить крутильные колебания – одну из основных причин поломок PDC

Исследования выполнены в рамках госконтракта с Фондом содействия инновациям, программа «Старт-1» по теме: «Разработка и лабораторные испытания образца двухъярусного долота принципиально нового вида» (договор № 3324ГС1/55594 от 16 декабря 2019 г.).

Литература

1. Бугузова Г.Н., Иванов А.Ю. Роль промышленного дизайна в современном производстве. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2014/01/30639> (дата обращения: 29.08.2021).
2. Голубятникова И.В., Мильчакова Н.Е. Визуализация в дизайне // Дизайн. Теория и практика. – 2010. – № 10. – С. 61–66.
3. Куманин В.И. Эволюция дизайна в России в последнее столетие // Труды Академии технической эстетики и дизайна. – 2013. – № 1. – С. 29–30.
4. Кухта М.С., Захаров А.И. Особенности формообразования предметно-функциональных структур в дизайне // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 6. – С. 204–210.
5. Лидвелл У., Холден К., Батлер Д. Универсальные принципы дизайна. СПб: Пи-тер, 2012. – 272 с.
6. Массовая культура. Основы промышленного дизайна в России сегодня [Электронный ресурс] // Промышленный дизайн. – URL: <http://www.culturemass.ru/lemas-471-1.html> (дата обращения: 13.04.2015).
7. Мильчакова Н.Е. Дизайн визуальных коммуникаций // Труды Академии технической эстетики и дизайна. – 2013. – № 1. – С. 22–25.
8. Мильчакова Н.Е. Разработка дизайна логотипов с учетом сфер деятельности человека // Дизайн. Теория и практика. – 2010. – № 4. – С. 53–64.
9. Творческое объединение NakedArt. Проблемы промышленного дизайна [Электронный ресурс] // Статьи о маркетинге и дизайне. – URL: <http://www.nakedart.ru/about-studio/articles/prom-design.html> (дата обращения: 15.03.2015).
10. Третьяк А.Я., Попов В.В., Гроссу А.Н., Борисов К.А. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230.
11. Третьяк А.Я., Нырклов Е.А., Сидорова Е.В., Борисов К.А. Результаты применения новых конструкций буровых долот, армированных резцами гребнеобразной формы PDC // Устойчивое развитие горных территорий. – 2019. – Т. 11. – № 4 (42). – С. 519–527.
12. Третьяк А.Я., Сидорова Е.В., Литкевич Ю.Ф., Лубянова С.И., Бурцев А.А., Мохов А.В. Контроль ресурса PDC-пластин бурового долота // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 8. – С. 28–35.
13. Трунов Е. Проблемы развития промышленного дизайна. URL: <https://www.nakedart.ru/about-studio/articles/prom-design.html> (дата обращения: 29.08.2021).
14. Ценность дизайна для бизнеса: тезисы доклада McKinsey. URL: <https://vc.ru/design/50722-cennost-dizayna-dlya-biznesa-tezisy-doklada-mckinsey> (дата обращения: 29.08.2021).

KEYWORDS: industrial design, chisel design, ergonomics, high-tech tools, competitiveness.



Цифровой кern

Ученые НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» Казанского федерального университета получили новые результаты в области физико-химической гидродинамики, характеризующие влияние поверхностного натяжения и краевого угла смачивания на адсорбируемое количество ПАВ. Заводнение с использованием ПАВ является одним из наиболее часто используемых МУН пластов. В качестве ПАВов был протестирован популярный и широко используемый додецилсульфат натрия. В исследовании рассматривался водорастворимый ПАВ, который не имеет способности смешиваться с вытесняемой нефтью. В таких условиях адсорбируемое количество определяется площадью поверхности контакта между ПАВом и частицами адсорбента. Иными словами, процессы массообмена зависят от характеристик совместного течения воды и нефти. Ученые НЦМУ показали, что рост угла смачивания приводит к увеличению площади поверхности таких контактов, а уменьшение межфазного натяжения, наоборот, – к ее подавлению. Полученные результаты имеют в первую очередь фундаментальный характер и являются новыми в области физико-химической гидродинамики и могут служить основой для прогнозирования потерь ПАВов при разработке месторождений и выборе МУН.

Гидрат для хранения и транспортировки газа

Ученые из Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета синтезировали вещество для превращения природного газа в гидрат, кристаллическое соединение метана с водой. Полученный реагент основан на сульфированном касторовом масле, которое получается из семян клещевины, разработка позволит хранить и транспортировать природный газ даже в самые удаленные уголки России. Ученые отмечают, что особый упор был сделан на изучении токсичности и биodeградации, это связано с тем, что промоторы гидратообразования предназначены для гидратных технологий, перспективных для применения в арктических регионах. В газогидратных технологиях часто используются добавки ПАВ – органических соединений, ускоряющих тепломассоперенос. Но при экстремальных условиях такие вещества могут разрушаться. Предложенный реагент лишен технологических недостатков, которыми обладают многие анионные ПАВ.

Снижение выбросов от газотурбинных установок

Для снижения концентрации оксидов азота в продуктах сгорания ученые Пермского Политеха спроектировали систему очистки, эффективность применения которой более 90%. При работе газотурбинной установки в атмосферу выбрасываются продукты сгорания. Ученые ПНИПУ разработали систему селективного каталитического восстановления. Метод заключается в том, что, помимо реагентов, в газы добавляют катализаторы. Они многократно усиливают эффект очистки, снижают расходы реагентов и температуру, повышают стабильность процесса. При таком способе идет химическое восстановление газов до простейших составляющих – паров воды, углекислого газа, азота. Реагент вводится в поток дымовых газов до катализатора, на поверхности которого происходит очищение. Ученые определяли концентрации оксидов азота на разных режимах работы установки, до и после системы восстановления, меняя расход реагента и впрыскивая его в выхлопы. Исследования подтвердили 100%-ную эффективность очистки выхлопных газов от оксидов азота при применении системы восстановления на режиме 0,5 мощности установки. При этом, чем выше расход реагента, тем лучше эффективность. Также при увеличении частоты вращения турбины улучшается результат, если использовать в качестве реагента «аммиачную воду», и ухудшается при использовании «мочевины».

Ультрафиолетовый катализатор для производства аммиака

Ученые Института химической физики Китайской академии наук разработали катализатор на основе гидрида лития (LiH), который при воздействии ультрафиолетового излучения способен разбивать молекулы азота и водорода, а также превращать их в аммиак при нормальных температурах и давлении. До сих пор производство аммиака осуществлялось с помощью реакции Габера-Боша, открытой более 100 лет назад. Ученые выяснили, что гидрид лития подвергается фотолизу при ультрафиолетовом облучении с образованием долгоживущих генерируемых фотонами электронов, находящихся в водородных вакансиях, известных как F-центры. Дегидрирование на основе фотонов и регидрирование в темноте с использованием LiH может быть обратимо осуществлено при комнатной температуре, которая примерно на 326,85 °C ниже, чем соответствующий термический процесс Габера-Боша. Активированный светом LiH расщепляет тройную связь N≡N с образованием связи N–H в мягких условиях. Одновременная подача смеси N₂/H₂ при низком парциальном давлении H₂ приводит к фотокаталитическому образованию аммиака при условиях, близких к условиям окружающей среды. Высокая скорость реакции при комнатной температуре и давлении открывает новые перспективы для производства аммиака и использования его для хранения водорода в более безопасной форме.

Без лишних устройств

Ученые Пермского Политеха разработали систему бездатчикового управления и наблюдения за параметрами работы насосов. Для стабильной работы установок электроцентробежных насосов и управления в реальном времени используют дорогостоящие телеметрические системы. Ученые предлагают способ управления работой насоса под землей с использованием лишь двух датчиков измерения – тока и напряжения. Для этого разработали две системы: для наблюдения за дебитом нефти и для косвенной оценки параметров на основе цифровой модели электроцентробежного насоса. Специалисты построили на компьютере комплексную модель, которая включает в себя моделирование всего процесса работы установки. На ее основе разработали систему косвенного управления, используя сигма-точечный фильтр Калмана, который оценивает все интересующие параметры работы – токи, потокосцепление, сопротивление кабельной линии, нагрузочный момент и скорость вращения вала погружного электродвигателя. С датчиков тока и напряжения значения поступают на вход программы, которая отфильтровывает их и выдает более качественный сигнал, что дает возможность наблюдать все необходимые параметры. Сигма-точечный фильтр Калмана интегрирован в систему управления, что позволяет управлять погружным электродвигателем без помощи датчиков.

Нанодисперсный катализатор для добычи высоковязкой нефти

Ученые Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета запатентовали технологию получения наноразмерного катализатора на основе смешанного оксида железа для интенсификации добычи тяжелого углеводородного сырья. Для облагораживания нефти Ашальчинского месторождения при температурах от 200 до 300 °C максимально эффективной является водная однопроцентная суспензия магнетита с небольшой примесью донора водорода и стабилизатора. Преимущество нового катализатора заключается в простоте технологии синтеза, он суспендирован и стабилизирован в воде, что делает его более дешевым в сравнении с нефтерастворимыми катализаторами. К его преимуществам также относится эффективность преобразования состава и структуры высоковязкой нефти. Новая серия реагентов, полученная заявленным способом, может стать перспективным материалом для создания новых типов катализаторов и использоваться для интенсификации добычи тяжелой и высоковязкой нефти.



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023

Д. Артюхов



Стенд компании Руна на выставке Нефтегаз-2023



Посетители ПМГФ-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Стенд компании Спектрофлаш на выставке Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Участники конференции Механизированная добыча нефти-2023



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Стенд компании Космос-Нефть-Газ на ПМГФ-2023



Участница выставки Нефтегаз-2023



Стенд компании Газпром Инвест на ПМГФ-2023



Участники РЭН 2023



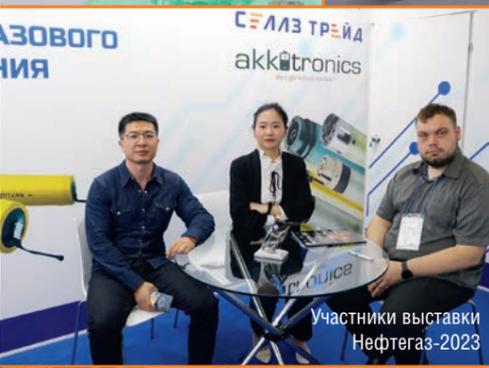
Стенд компании Фракджет-Волга на ПМГФ-2023



Спикеры РЭН 2023



Стенд компании Пульсар на выставке Нефтегаз-2023



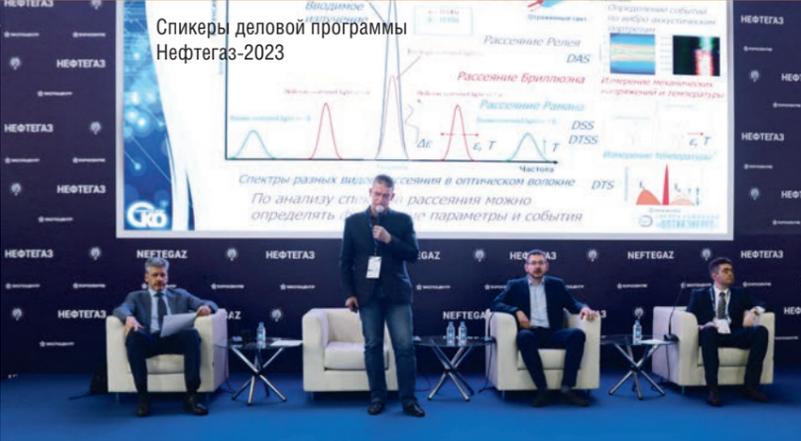
Спикеры деловой программы Нефтегаз-2023



Стенд компании Ривалком на выставке Нефтегаз-2023



Спикеры РЭН 2023



Участники конференции Механизированная добыча нефти-2023



ШАРОШЕЧНЫЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ ДОЛОТА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1.12 Породоразрушающий инструмент

1.1.1.12.1 Долота

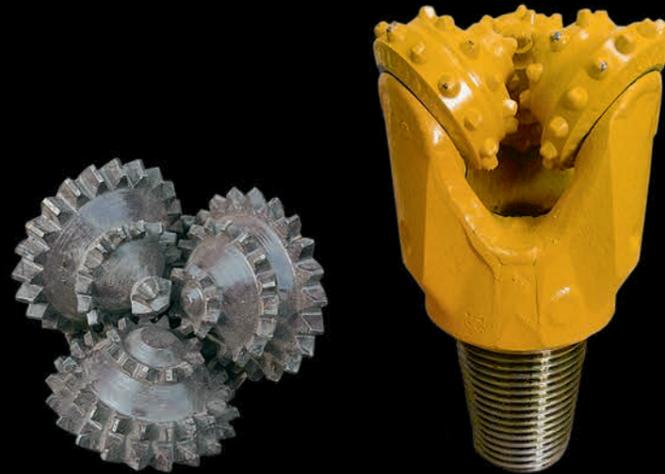
Шарошечное твердосплавное долото – дробящий, дробяще-скользящий инструмент, предназначенный для разрушения пород. Главный рабочий орган – шарошка, представляющая собой элемент в форме конуса, изготовленного из стали. Вооружение шарошки – зубья разной длины или штыри, произведенные из карбида вольфрама. Этот твердый сплав используется для разрушения всевозможных горных пород, начиная от мягкой, заканчивая достаточно прочной.

Долото шарошечное – система, вращение шарошек вокруг своей оси возможно благодаря вращению корпуса. В результате работы механизма, производится разрушение горных пород на забое посредством зубцов, вступающих с ними в контакт. Шарошки имеют особую конструкцию – наличие большого количества зубцов, размещенных особым образом. Они расположены таким образом, что горная порода разрушается по всему периметру забоя.

Шарошечные твердосплавные долота также имеют несколько важных систем: смазка и промывка. Оборудование может изготавливаться с боковой или центральной системой промывки. В первом варианте жидкость из отверстий направлена под шарошку. При наличии на отверстиях специальных накладок, система именуется гидромониторной.

Сфера использования шарошечных твердосплавных долот

Для бурения газовых/нефтяных скважин применяются твердосплавные долота, оснащенные шарошками конической формы.



Инструмент широко используется для бурения геологоразведочных, газовых, нефтяных скважин. Также применяется в горнодобывающем производстве, строительстве. Долота имеют ряд преимуществ, к которым относятся:

- Достаточная площадь контакта с забоем;
- Большая длина рабочих кромок, что повышает эффективность при работе с инструментом;
- Низкий уровень износа зубьев;
- Небольшой крутящий момент, благодаря чему опасность заклинивания долота минимальна. ●

БУРОВАЯ УСТАНОВКА

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.1 Добыча нефти и газа

2.1.1 Геологоразведка

Буровые установки серии ПБУ являются основными и самыми массовыми установками применяемыми для проведения геологоразведочных работ на строительные материалы и золото.

Механическая трансмиссия, телескопическая мачта, простейшая гидравлическая схема делают ПБУ идеальной машиной для выполнения поставленной задачи. Буровые установки серии ПБУ обладают обширной доп комплектацией для реализации всех основных технологий бурения.

Буровые установки серии ПБУ выпускаются с 1991 г. и зарекомендовали себя как надежная, неприхотливая, безотказная и простая в управлении техника.

Применяемые технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108 – 146 мм
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм
- рейсовое бурение шнековым буром диаметром до 850 мм

Положительные характеристики ПБУ-2:

- В качестве шасси может быть использован широкий ряд колесной и гусеничной техники: ЗИЛ-131, УРАЛ, КАМАЗ (в том числе с двухрядной кабиной), МАЗ, транспортную гусеничную машину ТГМ-126, МТЛБу, тракторы ТТ-4.
- Высокий крутящий момент, позволяет сооружать скважины диаметром до 850 мм глубиной до 20 м.
- Наличие своего палубного дизеля снижает нагрузку и увеличивает моторесурс двигателя шасси.
- Простейшие механическая и гидравлическая схемы позволяют в минимальные сроки диагностировать и устранять неполадки.
- Установки такого типа применяются в геологоразведке на строительные материалы уже более 20 лет.
- Высокая масса буровой установки придает устойчивости при бурении и передвижении. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Артикул	ПБУ-2 СЕРИИ 300
Ход подачи, мм	1 800 / 3 500*
УСИЛИЕ ПОДАЧИ, КГС	
Вверх	3 500 – 10 000*
Вниз	3 500 – 10 000*
Частота вращения шпинделя, об/мин	25 – 430
Крутящий момент, кгм	500
Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс	2 600
УСЛОВНАЯ ГЛУБИНА БУРЕНИЯ, М:	
Шнеками	60
Шнековым буром	25
Шнековым буром, скользящим по штангам	16
С продувкой	100
С промывкой	100 – 120
Ударно-канатное	168
ДИАМЕТР БУРЕНИЯ, МАКС., ММ:	
Шнеками	400
Шнековым буром	850
С промывкой	215,9
С продувкой	250
Ударно-канатное	168

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- **Оборудование для добычи нефти и газа**
- **Буровое оборудование и инструмент**
- **Буровые установки и их узлы**

Основные особенности выпускаемых буровых установок

- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного

тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.

- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
 - контрольная сборка;
 - шефмонтаж и пусконаладочные работы;
 - техническая диагностика машин и механизмов;
 - гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
 - обеспечение запасными частями. ●

МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Грузоподъемность	160 тс	200 тс	200 тс
Глубина бурения	2500 м	3200 м	3200 м
Привод	дизельный	дизельный	дизель-электрический
Высота основания	6,5 м	6,5 м	7,8 м
Талевый канат	28 мм	28 мм	28 мм
Буровая лебедка	600 кВт	600 кВт	670 кВт
Буровые насосы	2 x 600 кВт	2 x 600 кВт	2 x 1180 кВт

Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются



с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А



Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебедки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебедки, гидронасосам; талевых блоков; ограничителя высоты подъема талевых блоков; ограничителя грузоподъемности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для

контроля; гидropневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащенного искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевых блоков и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием;

звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащенной осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.



БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В



Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного

вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема буровых труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ	ОСОБЕННОСТИ
<p>ИБП VGD II-M подойдут для коммерческих ЦОД, централизованного питания ЛВС предприятия, а также для защиты другого вычислительного и телекоммуникационного оборудования, требующего высокого качества трехфазного электроснабжения. Отлично справятся с защитой банковских компьютерных систем, медицинского и фармакологического оборудования, а также с обеспечением электроснабжения в торговых центрах</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Защита от перегрузки и короткого замыкания – входной тепловой автомат и автоматическое выключение для защиты электронных схем • Повышенное / пониженное напряжение электросети – стабилизация с двойным преобразованием • Пропадание напряжения электросети – работа от внутренних аккумуляторных батарей • Искажение формы синусоидального входного напряжения – нагрузка всегда питается от работающего инвертора • Отклонение частоты – стабилизация с двойным преобразованием • Переходные процессы в электросети 	<ul style="list-style-type: none"> • Единичный коэффициент мощности (кВА = кВт) • Надежный инвертор на IGBT-транзисторах или их сборках (six-pack), использующий трехуровневую топологию построения • Модульная архитектура ИБП • Высокий КПД – до 96% • Полное управление ИБП с использованием DSP-процессора • Широкий диапазон выходных напряжений от 304 до 478 В без перехода на питание от внутренних батарей • Вертикальное и горизонтальное расширение с шагом от 25 кВА • HOT SWAP для всех узлов ИБП • Резервирование по схеме N+1 на уровне модулей • Интуитивно понятный русскоязычный пользовательский интерфейс • Цветной сенсорный ЖК-дисплей • Простота установки и обслуживания

СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	ОСОБЕННОСТИ
<p>Модели INF-1100 / INF-1500 предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Линейно-интерактивная технология с выходным напряжением в виде чистой синусоиды • Микропроцессорное управление • LCD панель с богатым набором индикаторов работы • Синусоидальная форма выходного сигнала во всех режимах работы • Автоматический регулятор напряжения AVR (Auto Voltage Regulation) • Обеспечение большого времени автономии за счет подключения внешних 12В батарей • Улучшенное управление батареями для продления их срока службы • Защита от короткого замыкания и перегрузки на выходе • Автоматическая зарядка аккумуляторов в выключенном состоянии • Коммуникационный порт USB

Старшие модели INFINITY выполнены в мощностях 1100ВА и 1500ВА и работают с напряжением шины 24 В, что означает необходимость подключения минимум двух последовательно соединенных внешних батарей номинальным напряжением 12 В каждая или комплекта из нескольких параллельных

линеек, включающих по две последовательно соединенные батареи в каждой. Рекомендуемая емкость подключаемых батарей 100-200Ач. Максимальный ток заряда старших INF тоже выше и составляет 15А, что способствует быстрой зарядке достаточно больших аккумуляторных батарей.

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●



И. Шпуров

Ранее активно обсуждалась необходимость подземных хранилищ газа, а сейчас без ПХГ невозможно



А. Новак

Россия в настоящий момент не ведет переговоров по транзиту газа через Украину



Н. Шульгинов

Поставки в Европу прекращены по инициативе европейских стран. Мы все равно считаем себя надежным поставщиком



В. Чебан

Чтобы двигаться дальше, искать варианты урегулирования проблемы долгов, нужен диалог



Х. С. Пури

Когда российские цены не соответствуют, мы покупаем у Ирака, ОАЭ, Саудовской Аравии



С. Жапаров

Если мы не сохраним воду на следующую зиму, мы останемся без электричества



П. Джентилони

Мы начинаем год с растущей обеспокоенности по поводу негативных рисков, вызванных геополитической напряженностью, и особенно тем, что происходит в Красном море



С. Горьков

Инвестиции в импортозамещение в геологоразведке по 27 технологиям мы оцениваем в 10 млрд руб.



Т. Ван дер Стретен

Блокировка поставок СПГ из России потребует консультаций со странами, в которые Бельгия реэкспортирует газ



Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



Переключающий клапан серии НТКН-В
 Размеры: 1"-18"
 Диапазон давления: 150 ~ 1500 фунтов
 Диапазон температур: -196° С ~ +538° С



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



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



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



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



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБП (сертифицировано Saudi Aramco)
 Размеры: 1"-78"
 Диапазон давления: 150 ~ 900 фунтов
 Диапазон температур: -196° С ~ +538° С



BARTEEC LTD
 Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
 Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn
 Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
 Факс: +86-10 87094561
 Почтовый индекс: 100176

CULT

КЛУБНЫЙ ДОМ НА ЯКИМАНКЕ

ВИЛЛЫ НА КРЫШЕ

В ЕДИНСТВЕННОМ НОВОМ КЛУБНОМ ДОМЕ
У ЦЕНТРАЛЬНОГО ПАРКА

Коллекционные виды
на Кремль, Москва-Сити
и Храм Христа
Спасителя

Просторные террасы
с зоной джакузи
и барбекю

Дровяные камины
и индивидуальный лифт
из паркинга

Пятизвездочный
отельный сервис
24/7

DOM-CULT.RU

+7 (495) 085-82-71



GRAVION

РЕКЛАМА. ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ ЗАСТРОЙЩИК: АО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ВАРШАВА».