ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

ЦИКЛИЧЕСКОЕ НАГНЕТАНИЕ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА

ЩАДЯЩЕЕ ГЛУШЕНИЕ ПОСЛЕ МГРП

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

3 [135] 2023

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕСЕРВИСЕ: БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ

Входит в перечень ВАК

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ССК

Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95

ССК

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

www.sibserv.com

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

ГЕОГРАФИЯ

ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал:
+7 (3463) 313-331

Томский филиал:
+7 (3822) 90-95-96

Ямальский филиал:
+7 (3494) 23-99-99

Управление цементирования скважин:
+7 (3463) 313-334

ССК-Технологии:
+7 (3463) 313-336

Ремонт скважин:
+7 (3463) 313-340

ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ · ГАЗПРОМ НЕФТЬ · ЛУКОЙЛ · НОВАТЭК · РУССНЕФТЬ · TATNEFT · САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ · Нефтиса · Imperial Energy · ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ · АЛРОСА · ННК · АРКТИКГАЗ

РЕКЛАМА

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

СУДОХОДНАЯ КОМПАНИЯ МОРВЕННА

MORWENNA
Shipping Company

СОБСТВЕННЫЙ ФЛОТ

>50 СУДОВ

- ВСЕ ВИДЫ БУКСИРОВОК
- ПЕРЕВОЗКА НЕГАБАРИТНЫХ ГРУЗОВ
- МЕНЕДЖМЕНТ ФЛОТА
- УСЛУГИ АГЕНТИРОВАНИЯ НА ВВП РФ
- АРЕНДА ФЛОТА

РЕКЛАМА

chartering@mwship.com

+7 (495) 151-85-20

Общество с ограниченной ответственностью «Судоходная компания Морвенна»

Россия, 125212, Москва, Головинское шоссе 5, БЦ «Водный», оф. №20018

СОДЕРЖАНИЕ

Ингибиторы гидратообразования: российские и зарубежные разработки

16

Методика определения параметров щадящего глушения после МГРП

28

Циклическое нагнетание парокатализатора на кубинском месторождении сверхтяжелой нефти

34

Механизм образования солей в проточных каналах центробежного насоса при откачке многофазных сред

40

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Нефтесервис роняет добычу 6

Госдума приняла закон о цене Urals при расчете НДПИ и НДД 10

События 12

Первой строчкой 14

НЕФТЕСЕРВИС

Ингибиторы гидратообразования: российские и зарубежные разработки 16

Загадки от мэтра, битва подушками и экстремальная дженга: в Томском филиале Сибирской Сервисной Компании состоялось посвящение в молодые специалисты 26

НЕФТЕСЕРВИС

Методика определения параметров щадящего глушения после МГРП 28

Календарь событий 33

Циклическое нагнетание парокатализатора на кубинском месторождении сверхтяжелой нефти 34

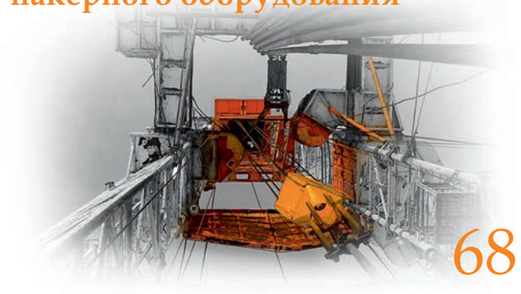
Механизм образования солей в проточных каналах центробежного насоса при откачке многофазных сред 40

Разработка нормативных требований к подготовке пластовой продукции на морских нефтегазовых месторождениях 48

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Очистка и диагностика трубопроводов: трехходовый шаровой кран производства ЗСПА 52

Разработка рецептуры водонабухающей резины для пакерного оборудования



68

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Невзрывные источники возбуждения сейсмических волн

72

Научно-технологическое развитие в нефтегазовой отрасли России в условиях глобальной нестабильности

80

Интеллектуальные технологии для экономической оценки освоения месторождений углеводородов

96

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Создание стратегического резерва нефти с использованием РВС-100000 56

Россия в заголовках 59

Влияние утечек и несанкционированных отборов на параметры гидравлической системы 60

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Разработка рецептуры водонабухающей резины для пакерного оборудования 68

ОБОРУДОВАНИЕ

Невзрывные источники возбуждения сейсмических волн 72

ЭКОЛОГИЯ

Новая стратегия реагирования на разлив газового конденсата и ликвидацию последствий при освоении месторождений УВ континентального шельфа 74

Хронограф 79

РЫНОК

Научно-технологическое развитие в нефтегазовой отрасли России в условиях глобальной нестабильности 80

ПЕРЕРАБОТКА

Развитие каталитических систем для получения этилена дегидрированием этана 92

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Интеллектуальные технологии для экономической оценки освоения месторождений углеводородов 96

Новости науки 102

Нефтегаз life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

108 лет назад

В 1915 году товарищество «Нефть» пробурило в Ухтинском районе Печорского края первую разведочно-эксплуатационную скважину, давшую нефть.

94 года назад

В 1929 году для разработки месторождений начали использовать труд заключенных, были сформированы «Северные лагеря особого назначения», и в августе на р. Ухта направлен первый отряд из 139 человек. Всего за год на Ухте удалось собрать первые 5 т нефти.

93 года назад

В 1930 году в Республике Коми открыто первое в мире нефтяное месторождение в Арктике – Чибьюское.

91 год назад

В 1932 году открыто крупное Ярегское месторождение – одно из первых разрабатываемых месторождений с ТрИЗ, где впервые были опробованы шахтный и термошахтный методы добычи нефти.

87 лет назад

В 1936 году Совет народных комиссаров СССР принял постановление о создании Главного управления Северного морского пути.

81 год назад

В 1942 году в низовьях р. Енисей на Малохетской структуре были получены первые притоки газа, а затем нефти.

77 лет назад

В 1946 году в арктических районах США, на Аляске начались поиски нефти.

75 лет назад

В 1948 году в Ленинграде был создан Научно-исследовательский институт геологии Арктики – НИИГА.

61 год назад

В 1962 году в ЯНАО было открыто первое газовое месторождение – Тазовское.

58 лет назад

В 1965 году на Аляске открыто без разведки законсервировано нефтегазовое месторождение Пойнот-Томсон, разведано оно было только в 1977 году и оказалось гигантским: запасы по газу составили 3 трлн м³, по нефти – 400 млн т.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., 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 РАЕН

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 РАЕН, 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 РАЕН, Институт энергетической стратегии

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Виктория Мыларщикова
Евгений Короленко
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

РЕКЛАМА

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЛИДЕРОВ ТЭК

18–20 АПРЕЛЯ 2023

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

РМЭФ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2023 ПРОЙДУТ ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:
ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ», ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING», ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»

@ENERGYFORUMSPB САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

18+

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

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

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК® выставочное объединение

РОССИЯ
Главное

100 %

составляет зависимость от импорта на рынке роторно-управляемых систем в России

До 28 млн м

вырастет объем проходки бурения к 2030 г.

40 %

действующих буровых установок в России устарели

На 20 %

российские компании могут сократить добычу к 2030 г.

НЕФТЕСЕРВИС РОНЯЕТ ДОБЫЧУ

Анна Павлихина

К 2030 г. Россия может потерять 20 % добычи. Такой прогноз сделали аналитики консалтинговой компании «Яков и Партнеры», проанализировав российский рынок нефтесервисных услуг. Цифра, выведенная экспертами, кажется большой, а год – далеким. В 2014 г. российские компании впервые столкнулись с необходимостью развивать проекты по производству собственного оборудования, способного заместить попавшее под санкции иностранное.

За прошедшие девять лет многое изменилось, но, в основном, в количественном отношении. Отраслевые министерства часто говорят о появляющихся разработках, финансировании российских проектов и выводе их на уровень промышленного производства. В Минэнерго утверждают, что уже сформированы предложения по дополнению плана по импортозамещению более чем из двадцати позиций, «работы ведутся по всему технологическому спектру, в частности, проводятся испытания комплекса установок для ГРП, протестировано оборудование для геологоразведки, ведутся разработки комплекса внутрискважинного оборудования, применяемого при строительстве морских скважин». [1] Заместитель главы Минпромторга М. Иванов сообщил, что в 2022 г. был сформирован перечень критических технологий, оборудования и комплектующих, востребованных в отрасли. «Из обозначенных семидесяти позиций более тридцати уже производятся в России серийно, порядка десяти – поддерживаются по имеющимся механизмам. Перечень включает сейсмокабели, сейсмические пневмо- и виброисточники, телеметрическое оборудование, а также ряд позиций по компонентной базе». [2]

Но, несмотря на предпринятые шаги, импортозависимость до сих пор остается крайне высокой. В одном из наиболее перспективных секторов – шельфовом – использование иностранного оборудования доходит до 90 %. В морской сейсморазведке эта цифра доходит до 70 %, суда обеспечения зависимы от импорта на 80 %, добычное оборудование и плавучие буровые установки – на 90 %. Кроме того, 52 % рынка технологий для ГРП представлено европейскими компаниями, а отечественное оборудование составляет менее 1 %. На долю европейских производителей приходится 56 % рынка технологий измерения и исследований во время бурения, рынок роторно-управляемых систем в России зависит от импорта на 100 %. [3]

В чем причина того, что почти за десять лет упорной работы импорт все еще играет ведущую роль? В какой-то степени это можно объяснить лояльностью первых санкций и тем, что великая четверка нефтесервисных компаний продолжала работать в России, так или иначе получить необходимое оборудование или технологии было возможно. Остроту вопросу придали события прошлого года, сегодня очевидно, что из иностранного можно получить только оборудование, произведенное в Азии, то, что оно не всегда может заменить европейское, тоже очевидно. Нефтесервисное оборудование можно эксплуатировать годами, оно морально устаревает, будущие поколения превосходят его по эффективности, но оно продолжает функционировать. А там, глядишь, и санкции ослабят, а то и вовсе отменят, ведь российский рынок сбыта для европейских нефтесервисных компаний был премиальным и они не меньше российских заинтересованы в сотрудничестве (прямое доказательство тому – увеличившиеся на четверть доходы компании SLB, оставшейся в России). Но вряд ли можно на это рассчитывать.

Приводя мнение аналитиков «Яков и Партнеры» издание Коммерсантъ отмечает, что текущих остатков высокотехнологичного оборудования может хватить на два-три года, а сокращение доступа к нему приведет к уменьшению объемов бурения.

С этим мнением не согласны аналитики Центра развития энергетики, которым представляется, что «российские нефтекомпании, несмотря на санкции, смогут получить необходимое оборудование из дружественных стран». [4]

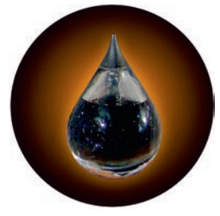
Аналогичное мнение высказывает президент Национальной ассоциации нефтегазового сервиса В. Хайков, он считает, что «значительное падение добычи вряд ли произойдет, но из-за постоянного ухудшения запасов будет расти ее себестоимости, будет крайне сложно ее наращивать без передовых технологий, а их будет практически невозможно создавать без должных усилий государства, которых сейчас явно недостаточно». [5]

Издание RBC приводит данные, согласно которым объем проходки бурения к 2030 г. вырастет до 28 млн м, а количество пробуренных скважин – до 16,1 тыс, что потребует увеличения и обновления парка бурового оборудования: 40 % действующих буровых установок уже сегодня считаются устаревшими.

Чтобы нивелировать возможные последствия санкций, избежать потерь добычи и подтянуть нефтесервис, эксперты отрасли предлагают разные меры, основная из которых –государственная поддержка, в первую очередь, конечно, финансовая. Она была бы возможна несколько лет назад и тем более в период первой волны санкций, когда цена на нефть редко опускалась ниже 100 долл. за баррель, но вряд ли возможна сегодня. Согласно данным Минфина, за январь–февраль 2023 г. нефтегазовых доходов в бюджет собрано на 46,4 % меньше, чем годом ранее. До запланированного на месяц базового уровня, т.е. поступлений, минимально необходимых Минфину для обеспечения расходов бюджета, не хватило 148,6 млрд рублей. Государство, вынужденное продавать резервную валюту, чтобы компенсировать выпавшие доходы, вряд ли будет инвестировать в нефтесервис. ●

Литература

1. *https://www.rbc.ru/business/03/03/2023/6400bdaf9a794776690aab52*
2. *https://rusgeology.ru/press/news/rosgeologiya-provela-otkrytyy-nauchno-tekhnicheskiy-covet-po-teme-importozameshchenie-v-geologorazve/*
3. *https://www.kommersant.ru/doc/5845226*
4. *https://entran.ru/kommentarij-centra/jeksperty-centra-rje-skepticheski-ocenivaet-vozmozhnost-padenija-dobychi-nefti-v-rossii-na-20-iz-za-otsutstvija-dostupa-k-tehnologijam/*
5. *https://www.forbes.ru/biznes/485635-eksperty-ocenili-zavisimost-dobyci-nefti-ot-zapadnyh-nefteservisnyh-kompanij.*



ГОСДУМА ПРИНЯЛА ЗАКОН О ЦЕНЕ URALS ПРИ РАСЧЕТЕ НДПИ И НДД

Анастасия Гончаренко

Госдума приняла закон, уточняющий среднюю цену российской экспортной нефти Urals при расчете налогов на добычу полезных ископаемых и на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья. Для расчета предлагается применять цены нефти марки Urals в фактическом размере, которые при этом должны быть не ниже цены Brent, уменьшенной в апреле на 34 долл. за баррель, в мае – на 31 долл., в июне – на 28 долл., в июле – на 25 долл. Также предлагается увеличить ценовой дифференциал, который используется для расчета демпфера на бензин с 20 до 25 долл. за баррель и ввести ценовой дифференциал при расчете демпфера по дизельному топливу, установив предел в размере 10 долл. за баррель, который будет действовать с 1 апреля до 31 декабря 2023 г.

1 марта Минэнерго РФ утвердило порядок мониторинга цен экспортируемой российской нефти, который будет осуществляться ежемесячно на основании сбора и сопоставления информации о ценах на российскую нефть и другие сорта нефти. Источниками данных для мониторинга станут данные: СПбМТСБ, ценового агентства Аргус Медиа и ФТС.

Бюджет РФ на 2023 г. сверстан исходя из прогноза цены Urals в размере 70,1 долл. за баррель. Но учитываемый Минфином РФ уровень цен гораздо ниже. По данным министерства, цена нефти Urals в январе 2023 г. составила 49,48 долл. за баррель, что в 1,7 раза ниже по сравнению с январем 2022 г. и на 1,96 % ниже по сравнении с декабрем.

Вместе со снижением цены на нефть сорта Urals вырос и ее дисконт к нефти Brent: с 31,14 долл. за баррель в декабре 2022 г. до 33,29 в январе 2023 г.

Замминистра финансов А. Сазанов заявлял, что введение ограничения дисконта цены нефти Urals к Brent в нефтяном налогообложении позволит сохранить доходы бюджета РФ в 2023 г. в размере 660 млрд рублей, из них 575 млрд руб. относятся к расчету НДПИ, 85 млрд руб. – суммарно демпфер за вычетом увеличения отрицательного акциза.

Рейтинги Neftegaz.RU

Ведущие европейские страны поставили перед собой задачу достичь углеродной нейтральности в ближайшие десятилетия. Эти планы базировались на свободном доступе к углеводородам, а инвестиции в них – на разумных ценах на нефть и газ. Прошлый год в корне изменил ситуацию на рынке энергоносителей. Как новые условия доступа к традиционным источникам энергии повлияют на переход к безуглеродной энергетике?

Как повлияет на экологические проекты новая геополитическая ситуация?

32%
Испытывая трудности в доступе к углеводородам, страны Европы ускорят переход к ВИЭ

37%
Из-за недостатка газа европейские страны возвращаются к использованию угля

26%
Проекты альтернативной энергетики требуют вложений, а дорогие энергоносители не оставляют возможностей для инвестирования

4%
Происходящие в экономике процессы не влияют на планы по достижению углеродной нейтральности

1%
Сами планы по нулевым выбросам недостижимы, а рынок энергетики никогда не откажется от углеводородов

Ключевую роль в освоении Арктики играют компании ТЭК, которые лишились доступа к технологиям для разведки и добычи в регионе. Как это скажется на реализации нефтегазовых проектов на Крайнем Севере и дальнейшем вовлечении региона в хозяйственную жизнь страны?

Как изменится подход российских компаний к освоению Арктики в условиях санкций?

9%
Освоение арктических месторождений замедлится из-за отсутствия современных технологий

29%
Разведка приостановится, но добыча на уже функционирующих промыслах возрастет

16%
Освоение региона ускорится из-за активизации СМП, загрузка которого будет способствовать развитию инфраструктуры

31%
Арктические проекты очень дорогие, на инвестиции сейчас средств нет

15%
Для освоения Арктики нужны технологии, если компании и государства будут вкладывать средства в НИОКР, то будет развиваться и Арктика

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
НЕФТЕГАЗ
22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»
24–27.04.2023
Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru
Реклама 12+
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ТПП РФ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
ЭКСПОЦЕНТР

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

Своп на все четыре стороны

В 2022 г. Испания выкупила рекордный за последние 10 лет объем российского дизельного топлива – 851 тыс. тонн. Таким образом, Россия стала второй в списке поставщиков после Италии. При этом Испания в 2022 г. на 73 % сократила импорт нефти России

Иран готов получать газ из Туркменистана и России и поставлять его потребителям на юге в любом направлении, заявил председатель правления Иранской IGEDC Р. Новшади. Ранее озвучивались предположения, что мощности иранской ГТС не хватит для обеспечения своповых поставок и российского и туркменского газа, что приведет к нездоровой конкуренции между странами. Однако названный Р. Новшади объем мощностей – 36,5 млрд м³ в год – многократно превышает текущие и анонсированные объемы свопов. У Туркменистана и России в газовой сфере много общих интересов – от поставок туркменского газа и расширения газовых свопов до строительства первого ПХГ в Туркменистане. Иран активно выстраивает систему газовых свопов в Центральной Азии и на Ближнем Востоке. При этом основные месторождения углеводородов находятся на юге Ирана, тогда как север страны энергодефицитен. В связи с этим развитие свопа с северными соседями для Ирана очень интересно.

Налоговый вычет для Газпром нефти

Госдума приняла закон, который, в частности, предоставит Газпром нефти налоговый вычет по НДПИ на строительство инфраструктуры. Согласно документу, компании предоставят налоговый кредит в размере 1,111 млрд руб. ежемесячно с 1 апреля 2023 г. по 31 марта 2029 г., то есть 79,2 млрд руб. за весь период. Полученные средства компания должна будет вернуть с 1 апреля 2029 г. по 31 марта 2035 г. с индексацией на 9 %. На эти средства Газпром нефть будет финансировать строительство инфраструктуры для транспортировки жидких углеводородов, добываемых на п-ве Ямал с Бованенковского и Харасавэйского НГКМ в рамках долгосрочных рисковых операторских договоров. Законопроект был согласован с Минэнерго, Минэкономразвития, Минприроды РФ.

ЛУКОЙЛ-Пермь начал добычу на Гавринском месторождении

ЛУКОЙЛ-Пермь открыл и ввел в эксплуатацию Гавринское месторождение на юге Пермского края. В настоящее время в эксплуатацию введены четыре скважины с суммарным дебитом 60 т нефти в сутки. Планируемый объем добычи – 16,5 тыс. т в год.

Разработка месторождения предусматривает бурение 53 эксплуатационных скважин и ввод одной разведочной скважины. Ожидается, что плотная сетка скважин и развитая инженерная и транспортная инфраструктура обеспечат десятикратный рост добычи нефти – до 165 тыс. т в год. Начальные извлекаемые запасы нефти Гавринского месторождения составляют 3,7 млн т.

Метаниобат лития в промышленном масштабе

Соликамский магниевый завод, дочка Росатома, впервые в России начал производить метаниобат лития. Метаниобат лития необходим для изготовления специальных радиоэлектронных устройств, к примеру, пьезопреобразователей в устройствах дефектоскопического контроля оборудования атомных реакторов. До этого в России никто не занимался выпуском этого вещества в промышленном масштабе. Специалисты компании разработали технологию получения таблетированной шихты метаниобата лития и метатанталата лития, особенности которой пока не анонсируются. Весь планирующийся годовой объем уже заказан российской компанией, производящей изделия для радиоэлектроники.

Shell начала добычу на месторождении Vito в Мексиканском заливе. Предполагаемый максимальный объем добычи 100 тыс. б.н.э. в день. Проект Vito включает 4 блока в Мексиканском заливе, извлекаемые ресурсы оцениваются в 300 млн барр. Прогнозная цена безубыточности – 35 долл. за баррель

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

Эмиратская ADNOC доставила первую партию СПГ в Германию

Китайская CNOOC открыла крупное месторождение нефти в Бохайском заливе. Скважина на месторождении Бочжун 26-6 способна ежедневно давать около 2,04 тыс. барр. нефти и 320 тыс. м³ газа

Национальная нефтяная компания Абу-Даби ADNOC доставила первую партию СПГ с завода ADNOC LNG на плавучий терминал в порту Эльбехафен. Поставка осуществляется в рамках соглашения с немецкой энергетической компанией RWE, которое предполагает единичную партию СПГ для запуска регазификационного терминала Elbehafen LNG в г. Брунсбюттель, объем партии – 137 тыс. м³. Это первая поставка СПГ в Германию с Ближнего Востока. К 2030 г. Германия рассчитывает импортировать 76,5 млрд м³ газа в год за счет поставок СПГ. С этой целью страна ведет переговоры с Оманом о поставках по десятилетнему контракту, с Катаром – о дополнительных поставках, а также подписан договор с ConocoPhillips на поставки для СПГ-терминала в Брунсбюттеле 2 млн т СПГ ежегодно в течение как минимум 15 лет начиная с 2026 г.

Крупнейшая АГЭУ в России

В Красноярском крае открыли крупнейшую в России АГЭУ. Компания Хевел Энергосервис в дополнение к существующей дизельной генерации построила фотоэлектрическую систему мощностью 2,5 МВт, таким образом, суммарная мощность объекта достигла 14,1 МВт. В дневные часы электроэнергия от солнечной электростанции выдается в общую сеть совместно с имеющимися дизель-генераторами, система накопления энергии емкостью 450 кВт в час сглаживает колебания мощности СЭС. Сопряжение солнечной и дизельной электростанций экономит расход дизельного топлива до 12 % от текущего потребления (до 644 т в год).

Новые правила предоставления участков на шельфе

Правительство РФ утвердило изменения в правила предоставления участков недр федерального значения для геологического изучения на углеводороды во внутренних морских водах и территориальных морях России.

В случае поступления двух и более заявок в отношении участка недр Роснедра готовит проекты решений правительства РФ об исключении соответствующего участка из перечня и о проведении аукциона на право пользования данным участком недр в целях геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии в обычном порядке. Эти проекты представляются на рассмотрение в Минприроды РФ для последующего внесения в правительство.

Согласно постановлению, Роснедра будут 2 раза в год (1 декабря и 1 июня) формировать предложения о дополнении перечня участков для утверждения правительством.

На обслуживание кредитов для системообразующих предприятий направят 21,4 млрд рублей

В 2023 г. более 21,4 млрд руб. будет направлено на субсидирование процентной ставки по кредитам в рамках программы поддержки системообразующих организаций промышленности и торговли. Это позволит сохранить льготную ставку по займам, взятым в 2022 г. на пополнение оборотных средств для почти 800 предприятий-заемщиков.

Программа поддержки системообразующих организаций промышленности и торговли была запущена в марте 2022 г. Одно предприятие может получить до 10 млрд руб. на один год, а группа компаний – до 30 млрд руб.

На юге Сахалина Восточная горнорудная компания ввела в эксплуатацию новый нефтеналивной терминал. До этого топливо доставляли с помощью бензовозов, что намного дороже и менее безопасно. Терминал находится рядом с железнодорожной станцией Ильинск-Сахалинский

На 60 %

Европа нарастила импорт СПГ в 2022 г., закупив **121 млн т** природного газа

В 2,3 раза

упала чистая прибыль Русснефти по РСБУ в 2022 г., составив **8,407 млрд руб.**

На 8,5 %

вырос экспорт СПГ из США в 2022 г.

69 % поставок пришлось на Европу

50,51

долл. за барр.

составила средняя цена на нефть сорта Urals с 15 января по 14 февраля 2023 г.

255 тыс. т угля

завезет Магаданэнерго для отопительного сезона 2023 – 2024 гг.

Первая партия поступит в морской порт **1 июля**

600 млрд руб.

дадут бюджету России налоговые инициативы по ограничению нефтяных котировок

136 млрд руб.

дополнительно выделит правительство РФ в течение следующих 5 лет на создание морских и речных судов

На 9,7 %

Япония снизила объем импорта СПГ из России в январе

60 новых АЗС

открыла Газпромнефть в России в 2022 г.

До 14,2

долл. за тонну

вырастет с марта экспортная пошлина на нефть в России

50-65 тыс.

российских электромобилей E-Neva планируют выпустить в 2026 г.

200 млрд руб.

вложит Новошахтинский НПЗ в комплексы по производству моторного топлива

3 новые ТЭС

общей мощностью 4633 МВт введут в эксплуатацию в Узбекистане

До 450 млрд руб.

увеличили объем инвестиций Россети в 2022 г.

Более 40 тыс. т

судового топлива в речных портах России

составляет запас, который сформировала «Газпром нефть»

1,3 млрд руб.

принесла в бюджет РФ Центральная энергетическая таможня в 2022 г.,

по результатам проверок ЦЭТ было возбуждено **20** уголовных дел и более **1100** административных

В 13 млрд долл.

МЭА оценило доходы России от нефтяного экспорта в январе, что на **36 %** меньше, чем год назад

На 2,54

млн барр./сутки

увеличился спрос на нефть в мире в 2022 г.,

согласно оценке ОПЕК

На 500 тыс. барр./сутки

Россия сократит добычу в марте 2023 г.

На 20,6 млн тонн

прирастила запасы нефти промышленных категорий Башнефть в 2022 г.

89,2 %

выпуска биржевых облигаций «Роснефть» выкупила по оферте

На $37 млн

болгарский регулятор оштрафовал «дочку» «Лукойла» за ценовое давление

ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ:

российские и зарубежные разработки

Никитин Виктор Викторович
заместитель начальника Управления 307/3, ПАО «Газпром»

Буслаев Георгий Викторович
научный руководитель лаборатории термодинамических, газохимических и энергетических процессов нефтегазовых производств Научного центра «Арктика», Санкт-Петербургский горный университет

Романова Наталья Александровна
доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств, Санкт-Петербургский горный университет

Ламосов Михаил Евгеньевич
главный специалист лаборатории сооружения скважин Научного центра «Арктика», Санкт-Петербургский горный университет

Гизатуллин Руслан Рамилевич
аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН АНАЛИЗ ОПЫТА РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ В ВОПРОСАХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ. АВТОРЫ ДАЮТ ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОВЫХ ГИДРАТАХ, ОПИСЫВАЮТ СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА СФОРМУЛИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИНГИБИТОРАМ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И АНТИАГЛОМЕРАНТАМ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

THIS ARTICLE PRESENTS AN ANALYSIS OF WORLD EXPERIENCE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY TO PREVENT COMPLICATIONS ASSOCIATED WITH HYDRATE FORMATION. GENERAL INFORMATION ABOUT GAS HYDRATES IS GIVEN. THE KNOWN WAYS OF MANAGEMENT WITH COMPLICATIONS ARE DESCRIBED. BASED ON THE RESULTS OF THE ANALYSIS, THE MAIN REQUIREMENTS FOR A HYDRATE FORMATION INHIBITOR AND AN ANTIAGGLOMERANT AND DIRECTIONS FOR FURTHER RESEARCH WERE PROPOSED

Ключевые слова: *добыча газа, гидраты природного газа, термодинамические и кинетические ингибиторы гидратообразования, антиагломеранты.*

УДК 622.279.72

Процессы образования техногенных гидратов природного газа оказывают существенное влияние на эксплуатацию производственных объектов в нефтегазовой отрасли. Гидратообразование в газовых скважинах, системах сбора, подготовки и переработки природного газа значительно осложняет ведение технологических процессов, повышает энергозатраты и снижает межремонтный период работы оборудования. Для образования гидратов необходимо присутствие достаточного количества газа и воды, а также низкие температуры и высокие давления, что делает проблему особенно актуальной для добычи газа в районах Крайнего Севера.

В статье проведен анализ современных методов предупреждения гидратообразования, включающих в себя применение ингибиторов термодинамического и кинетического типов и антиагломерантов, препятствующих налипанию частиц гидрата на стенки оборудования. В настоящее время наиболее распространенным в промышленности способом борьбы с гидратообразованием является использование метанола, что позволяет изменить термодинамические условия образования гидратов. По некоторым оценкам, не менее 30–35 % себестоимости добычи и транспортировки природного газа составляют затраты, связанные с предотвращением гидратообразования. Разработка новых кинетических ингибиторов, удовлетворяющих всем требованиям, позволит значительно снизить расход метанола и повысить эффективность борьбы с техногенными гидратами.

Таким образом, анализ существующих методов предупреждения образования и ликвидации гидратных отложений подводит к тому, что, несмотря на распространенность и широкое применение, ни один из них не является достаточно эффективным и удовлетворяющим всем требованиям. Для каждого из способов выявлены достоинства и недостатки, устранение которых задает вектор дальнейших исследований.

Основные сведения о газовых гидратах и связанных с ними осложнениях

Газовые гидраты представляют собой клатратные соединения, в которых молекула газа является собой гостя, а молекула воды выполняет роль хозяина (структурообразователя). Внешне гидраты выглядят как кристаллические соединения, напоминающие снег. Самые первые упоминания о гидратах относятся к 1810 году, когда сэр Гемфри Дэви получил гидрат хлора, пропуская газ через холодную воду. Впервые гидрат метана был получен в 1888 году Полем Ульришем Вилляром, тогда же были осуществлены первые попытки построения фазовых диаграмм. Среди прочих гидратов гидрат метана наиболее распространен в природе: в 40-х годах двадцатого столетия советские ученые И.Н. Стрижов, М.П. Мохнаткин и Н.В. Черский предположили наличие залежей гидратов природного газа в зоне вечной мерзлоты, а в 1960-е годы были обнаружены крупные запасы в северной части СССР. В 1969 году началась разработка Мессояхского газогидратного месторождения. Интересно отметить, что около двух тысяч лет назад Мессояхское месторождение полностью состояло из гидратных залежей, а природного газа в традиционной форме не было. Однако по мере нагрева слоев часть метана в результате разложения перешла в форму свободного газа [22].

Вероятность образования газовых гидратов определяется главным образом термобарическими условиями и притоком свободного газа извне. Также на нее влияют другие факторы, такие как химический и гранулометрический состав породы, ее пористость, влажность и степень минерализации пластовых вод. Особенно часто вкрапления гидратов метана можно обнаружить в высокопроницаемых породах. Некоторые компоненты вмещающей породы, например глина, может существенно сдвигать кривую фазового равновесия системы газ–гидрат–вода, причем степень сдвига зависит от влажности породы: чем она выше, тем заметнее будет снижение равновесного давления и повышение равновесной температуры (по сравнению с условиями в отсутствие глины) [7].

С одной стороны, залежи природного газа в форме гидрата оцениваются более чем в $1{,}5\times10^{16}$ м^3) и в разы превышают залежи метана в традиционной форме, в связи с чем их можно рассматривать как альтернативный экологичный источник энергии. С другой стороны, множество осложнений, возникающих при вскрытии пород, строительстве скважин, добыче газа, при его хранении и транспортировке, а также при подготовке газа к переработке, связаны либо с уже присутствующими гидратами в поровом пространстве вскрываемой породы, либо с так называемыми техногенными гидратами, образующимися в добывающих скважинах и в системах сбора и подготовки газа [1, 2].

Решение проблемы газовых гидратов – это сложная и в настоящее время не решенная до конца задача, которая охватывает практически все процессы газодобывающей промышленности, в связи с чем над этой проблемой трудятся российские и зарубежные ученые, что отражено в публикациях [1, 27, 35, 36].

При бурении скважин на территории распространения многолетнемерзлых пород прохождение зоны залегания гидратов природного газа часто сопровождается такими осложнениями, как газопроявления, которые могут отличаться высокой интенсивностью и продолжительностью и привести к аварийной ситуации. Газопроявления связаны с разложением гидратов на метан и воду вследствие техногенного растепления околоскважинного пространства [8–10, 22, 23]. Разложение гидратов сопровождается значительным повышением давления, например для гидрата метана, образующегося при 26 бар и температуре 0 °С, можно получить повышение давления до 1600 бар [22].

К газопроявлениям могут привести не только изменения температуры и давления в околоствольном пространстве, но и некоторые химические свойства технологических жидкостей, используемых при бурении [8]. Одновременное поступление в ствол скважины кислых газов, способных к растворению в водной составляющей промывочной жидкости, усугубляет ситуацию и способствует образованию гидратных пробок.

Описанные аварийные ситуации неоднократно возникали на Мессояхском месторождении, где газовыделения являлись следствием термического распада природных гидратонасыщенных отложений, следовательно, остатки неразложившегося гидрата служили зародышами для образования новых, техногенных гидратов, при этом необходимость в переохлаждении относительно равновесной температуры отсутствовала ввиду уже существующих центров клатратообразования. Поглощение энергии, сопровождающее процесс диссоциации природных гидратов, вызывало локальное снижение температуры, что способствовало гидратообразованию. Таким образом, при бурении, освоении и испытании скважины одновременно возникали проблемы образования газовой пачки и закупорки ствола скважины техногенными гидратами,

что в совокупности приводило к аварийному разрушению скважины [9].

Что касается добывающих скважин, промысловых и магистральных трубопроводов, то проблема техногенных гидратов стоит весьма остро: гидраты откладываются на стенках оборудования и существенно сужают его сечение, иногда полностью блокируя поток.

Образование техногенных гидратов возможно в стволе и призабойной зоне скважин, в шлейфах и коллекторах, на установках комплексной подготовки газа (УГПГ), а также в магистральных трубопроводах.

Наиболее опасными с точки зрения гидратоообразования на УКПГ являются следующие элементы технологической цепочки [1]:

- Штуцеры непосредственно после редуцирования газа при давлении примерно 6,5 МПа и температуре ниже 17 °С.
- Обвязка до сепараторов (при интенсивной теплоотдаче от газового потока к грунту) и сами сепараторы (скорость потока на входных патрубках циклонных сепараторов достигает 120 м/с; давление в сепараторах значительно превышает равновесное давление гидратообразования).
- Участки трубопроводов до и после диафрагмы (характерно скопление и налипание ранее образованных и унесенных газовым потоком гидратов).
- Шлейфы-газопроводы, подключающие скважины к промысловому газосборному коллектору. Скопление гидратов наблюдается в непосредственной близости от диафрагмы замерного участка – в местах ответвлений (врезанные свечи, шлейфы). Гидраты в шлейфах образуются также на обратных клапанах, в местах установки арматуры.
- Промысловый газосборный коллектор в местах резкого изменения скорости газового потока. Скопление гидратов наблюдается в местах врезок шлейфов скважин в газосборный коллектор, на запорной арматуре, на врезках дрипов и т.д. Гидраты могут также скапливаться и на прямолинейных участках газопроводов. В зависимости от скорости потока гидраты откладываются в газопроводе в виде спирального кольца или в виде сегмента.
- Концевые линейные краны. С одной стороны, на них действует рабочее давление газосборной сети, с другой – атмосферное. Под таким давлением уплотнительная смазка на пробках кранов и байпасов выдавливается, образуются пропуски газа с резким понижением температуры последнего. Корпус крана или байпас резко охлаждается и образуется застойная зона пониженной температуры. Пары воды, насыщающие газ, конденсируются, и начинается процесс кристаллизации гидратов. Постепенное накопление их приводит к полной закупорке сечения.

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

1. Отсутствие конденсатосборников или нерегулярное их опорожнение.

2. Недостаточно качественная продувка газопроводов перед эксплуатацией.

3. Недостаточная осушка газа перед подачей его в магистральный трубопровод.

4. Вероятность зарождения кристаллов гидрата увеличивается при повышенной шероховатости внутренних стенок трубопроводов.

5. На некоторых месторождениях (например, на Ямбургском, Мессояхском, Бованенковском) в последние годы реализуется надземный способ прокладки системы трубопроводов и коллекторов УКПГ, что обусловлено геологическими и температурными особенностями криолитозоны. На Уренгойском месторождении реализована подземная прокладка труб, но с воздушными переходами через неравномерности рельефа. Несовершенство теплоизоляции надземных трубопроводов (или несвоевременное устранение ее повреждений), особенно при низкой температуре окружающей среды, приводит к снижению температуры газового потока в среднем на 0,25–0,5 градус/км. Кроме того, в связи со снижением объемов добычи, скорость потока в шлейфах понижается, что увеличивает влияние температуры окружающей среды на температуру газа.

Наиболее остро проблема гидратообразования в скважинах и трубопроводах стоит при освоении месторождений в Арктике и в глубоководных зонах Мирового океана, а также на поздней стадии эксплуатации месторождений, когда в добываемом газе увеличивается количество выносимой воды.

Способы борьбы с гидратообразованием

Проблемой образования техногенных гидратов занимаются российские и зарубежные ученые, что отражено в ряде публикаций [1, 11, 29, 33].

В работе [11] на основе опыта эксплуатации скважин Восточно-Сургутского месторождения были указаны следующие наиболее распространенные методы борьбы с отложением гидратов в затрубном пространстве скважин:

- применение ингибиторов гидратообразования. В качестве ингибиторов чаще всего использовался метанол и гликоли. Однако эффективность этого метода составляет 38–47% и, в случае применения термодинамических ингибиторов, отмечается высокий расход ингибиторов и серьезные затраты на их регенерацию;
- промывка теплой водой и горячей нефтью. Эффективность применения составляет 42–57%;
- спуск греющего кабеля в колонну насосно-компрессорных труб, эффективность составляла 86%;
- промывка гибкой трубой. Эффективность составляет 100%.

> Наиболее остро проблема гидратообразования в скважинах и трубопроводах стоит при освоении арктических и глубоководных месторождений, а также месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации

Авторы [11] отмечают высокую стоимость и нерентабельность четвертого метода, несмотря на его высокую эффективность. В статье в качестве альтернативного метода предложено использовать индукционный нагрев труб за счет переменного тока, генерируемого магнитным полем. Однако пока описанный способ не получил широкого распространения.

Ряд российских и зарубежных патентов, например [12], предлагают способ ликвидации гидратных пробок в скважинах и устройство для его осуществления.

Наиболее распространенным способом борьбы с гидратообразованием является использование ингибиторов.

Классификация ингибиторов гидратообразования

Ингибиторы гидратообразования классифицируют по принципу действия на три типа: термодинамические, кинетические и реагентные (антиагломенты) [1].

Ингибиторы термодинамического действия

Рассмотрим подробнее ингибиторы термодинамического действия. В работах [29–31] проведен подробный сравнительный анализ их эффективности.

В случае их использования снижается активность воды в водном растворе, а значит, изменяются равновесные условия гидратообразования (то есть снижается температура гидратообразования). В середине 70-х годов Маленко Э.В. обнаружил, что некоторые ингибиторы термодинамического типа, сдвигая равновесие, способны одновременно (начиная с некоторой концентрации, называемой пределом ингибирующего действия) участвовать в образовании смешанного гидрата. Это касается водорастворимых соединений, например, к ним относятся ацетон и некоторые спирты алифатического ряда [1].

Наиболее часто в качестве ингибитора термодинамического действия использует метанол, его гомологи, гликоли (чаще всего диэтиленгликоль, применяемый в том числе в качестве абсорбента при осушке газов на промысле) и водные растворы солей.

Метанол получил наиболее широкое распространение благодаря следующим свойствам.

- Он обладает наиболее высокой ингибирующей способностью, которая выражается в максимальном снижении равновесной температуры в сравнении с другими ингибиторами термодинамического типа при одинаковой концентрации их в водном растворе.
- Метанол имеет низкую температуру замерзания и небольшую вязкость даже при температурах, близких к -50 °С, что позволяет применять его в условиях Крайнего Севера, где проблема гидратообразования стоит наиболее остро.
- Экономическая и технологическая целесообразность применения метанола обусловлена тем, что в России имеется широкая промышленная база для его многотоннажного производства из различного сырья, в том числе из природного газа (через производство синтез-газа и последующий синтез Фишера-Тропша). Кроме того, есть удачные примеры использования не чистого метанола, а технического или метанола с промежуточных стадий производственного цикла (в том числе на тех производствах, где метанол не является целевым продуктом), что позволяет снизить расходы на ректификацию при его производстве и регенерации [13, 14].

Так, есть пример успешного использования метанола-сырца на Мангышлакском месторождении [1]. Кроме того, при испытаниях на Оренбургском месторождении было показано, что в случае присутствия высокоминерализованной пластовой воды чистый метанол использовать нецелесообразно, так как есть риск выпадения солей и отложения их на стенках оборудования. Эта проблема решается использованием водно-метанольных растворов, в которых рекомендуемая концентрация метанола 70–80%.

- Метанол также возможно использовать для ликвидации несплошных гидратных пробок в трубопроводах, скважинах, теплообменниках, коллекторах и т.д. Это обстоятельство обусловливает его более широкое применение по сравнению с прочими термодинамическими ингибиторами.
- Кроме перечисленных преимуществ, метанол имеет низкую растворимость в газовом конденсате, что позволяет снизить стадийность схем его регенерации на промыслах, и малую коррозионную активность, благодаря которой можно обойтись без введения дополнительных антикоррозионных агентов.

Однако метанол обладает рядом недостатков, в первую очередь высокой летучестью, токсичностью и способностью образовывать соли при смешении с высокоминерализованной пластовой водой. Повышением эффективности использования метанола занимаются авторы [1, 13, 15, 16, 17, 25].

Несмотря на существование хорошо отработанных технологий многотоннажного получения метанола, продолжаются попытки разработать малотоннажные установки периодического действия, которые возможно эксплуатировать непосредственно на месторождении. Это объясняется в первую очередь множеством необходимых операций при транспортировке метанола на газодобывающие предприятия. Так, в [15] приводится схема обеспечения добывающих предприятий, принадлежащих «Газпрому» в Надым-Пур-Тазовском регионе. На каждом из этапов доставки метанола возможны задержки и срывы по ряду причин.

Например, опытные испытания проводились на Шебелинском газовом промысле, где производили кислородсодержащие продукты, в которых массовое содержание метанола немногим превышало 50%, а оставшиеся примеси включали в себя формальделид и другие альдегиды, высшие спирты, эфиры и карбоновые кислоты. Присутствие в смеси кислот требовало обязательного применения антикоррозионных добавок [1].

Также известно, что в 2007 году на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении компанией ОАО «НОВАТЭК» была введена

установка по производству метанола мощностью 12 500 тонн в год, а в 2010 году была введена аналогичная установка мощностью 40 000 тонн в год на том же месторождении [16].

Ограничения на использование также связаны с вышеупомянутыми сложностями при доставке метанола на месторождения, включающей в себя транспортировку в железнодорожных цистернах, перелив метанола в емкости для хранения, добавление к нему чернил или одорантов, перелив и последующую транспортировку автомобильным транспортом, перелив из автомобильной цистерны в стационарную специальную емкость на базе метанола газодобывающего предприятия, а затем развоз метанола на конкретные объекты потребления [15]. Каждая операция в логистической цепи сопряжена с вероятностью разлива, отравления персонала и загрязнения окружающей среды, что требует впоследствии очистки сточных вод и грунтов. Технологии очистки разработаны, однако их применение требует дополнительных затрат [17], а ежегодная статистика свидетельствует о несчастных случаях и экологических катастрофах, связанных с траспортировкой метанола. Кроме того, многостадийность доставки метанола сопряжена с необходимостью нескольких промежуточных складов хранения, а транспортировка автомобильным транспортом требует наличия разветвленной сети дорог, что в условиях Крайнего Севера затруднительно и дорого.

Кроме высокой токсичности, у метанола есть еще одно ограничение, связанное с его высокой летучестью, что сопряжено с большими потерями метанола с газовой фазой. Для решения этой проблемы было предложено использовать метанол в смеси с его высшими гомологами, а также с другими, менее летучими соединениями, например гликолями. В [1] приведен подробный анализ составов ингибиторов, содержащих в себе метанольные фракции, смешанные с другими компонентами, как правило, получающимися при их совместных производствах и являющихся примесными. Показано, что некоторые из них, например эфироальдегидная фракция, ацетон и сивушные масла, снижают ингибирующую способность смеси, в то время как другие (метилэтилкетон, диметилсульфоксид), напротив, усиливают ингибирующие свойства.

Высокая летучесть метанола обусловливает его большой расход на месторождениях. Численное значение расхода варьируется в зависимости от добываемого газа и способа последующей подготовки к транспортировке, которые с точки зрения гидратообразования не являются равнозначными. Так, согласно [15], для газа сеноманской залежи при осушке его методом абсорбции или адсорбции удельные показатели потребления метанола составляют 30–50 г/1000 м^3, при низкотемпературной сепарации с детандер-компрессорным агрегатом среднего давления расход метанола намного выше вследствие низких температур и составляет 400–1200 г/1000 м^3 газа.

Для валанжинского газа при последующей низкотемпературной сепарации, средний удельный расход метанола составляет 1500–1800 г/1000 м^3, а для валанжинского газа при низкотемпературной сепарации с турбодетандерным агрегатом при температуре минус 70 °С, расход метанола достигает 2000–2500 г/1000 м^3 газа.

Еще одним важным свойством метанола, ограничивающим его применение, является его способность образовывать кристаллогидраты в условиях недостаточно высокой концентрации метанола в его водных растворах. Это означает, что, являясь термодинамическим ингибитором, метиловый спирт одновременно проявляет каталитические свойства в отношении гидратообразования, что было подробно исследовано еще в 1970-х годах. Этот факт следует учитывать при расчете количества метанола, подаваемого в скважину и в системы сбора и подготовки газа, и обеспечивать некоторый запас по концентрации и расходу метанола [1].

Таким образом, метанол получил широкое распространение как реагент, применяемый для борьбы с техногенными гидратами, но он не лишен недостатков. Однако на действующих месторождениях невозможно полностью отказаться от метанола по причине существующей системы метанолопроводов, обеспечивающей централизованное распределение метанола по различным точкам УКПГ и кустам скважин.

После спиртов вторым наиболее распространенным классом химических соединений, используемых в качестве ингибитора гидратообразования термодинамического типа, являются гликоли. Чаще всего применяется диэтиленгликоль (ДЭГ). Он существенно снижает температуру гидратообразования (на 30–40 °С в зависимости от концентрации), малотоксичен и благодаря значительно меньшей летучести по сравнению с одноатомными спиртами его потери невелики и составляют по разным оценкам 10–40 мг/м^3 (в основном за счет уноса капельной жидкости). Одновременно диэтиленгликоль используется в качестве поглотителя при абсорбционной осушке газов.

Однако он обладает относительно высокой температурой кристаллизации и высокой вязкостью, особенно при низких температурах, что затрудняет его применение в условиях Крайнего Севера. С целью снижения вязкости в СССР было предложено использовать ацетон в качестве добавки к ДЭГ в количестве от 20 до 40% мас. Однако, по мнению автора [1], такой подход не представляется удачным ввиду способности ацетона образовывать гидраты, поэтому для снижения вязкости целесообразнее смешать диэтиленгликоль с метанолом.

Кроме того, применение чистого ДЭГ не всегда экономически оправдано, что и послужило причиной его постепенного вытеснения в пользу метанола.

В ряде работ предлагаются составы на основе диэтиленгликоля и полигликолей, которые дешевле чистого ДЭГ, а эффективность ненамного ниже. В настоящее время ведутся работы, направленные на совершенствование гликолевых ингибиторов с точки зрения поиска антикоррозионных и иных добавок, улучшающих их эксплуатационные свойства.

Кроме перечисленных выше спиртов, значительный интерес с точки зрения борьбы с гидратообразованием представляют собой раствор моно-, ди- и трипропиленгликолей в воде. Состав реагента разработан в Азербайджане. Опытно-промышленные испытания показали, что температура начала гидратообразования на 5–10 °С ниже, чем при применении водного раствора ДЭГ той же концентрации, а взаимная растворимость в углеводородном конденсате примерно на 20% ниже по сравнению с ДЭГ.

образовавшиеся гидраты больше напоминают желейную текучую массу, нежели слипшиеся твердые хлопья, таким образом, данный состав одновременно работает как ингибитор гидратообразования термодинамического типа и антиагломерат, поэтому его дальнейшие исследования представляют особый интерес.

Сотрудники РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с китайскими коллегами также предложили мочевину в качестве альтернативного ингибитора термодинамического типа. Мочевина обладает малой токсичностью и низкой летучестью, однако ученые отмечают, что ингибирующая способность мочевины в два раза ниже, чем метанола.

> Ученые РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в качестве альтернативного ингибитора термодинамического типа предложили использовать мочевину, обладающую малой токсичностью и низкой летучести

Помимо этого в России и за рубежом нашел применение этиленгликоль (ЭГ). В России он используется на таких морских газоконденсатных месторождениях, как Лунское и Киринское. Так же, как и ДЭГ, он обладает значительно меньшей летучестью по сравнению с метанолом, что дает возможность снизить его потери с газовой фазой. В работе [4] предложены корреляции, позволяющие определить его удельный расход на основе термодинамических расчетов. Авторами показано, что сдвиг температуры гидратообразования практически не зависит от давления, а зависит только от концентрации ЭГ.

В работе [3] показано, что этиленгликоль, добавленный в буровой раствор, работает не только как термодинамический ингибитор, но и проявляет антиагломерантные свойства, то есть препятствует слипанию кристаллов гидрата и образованию гидратных пробок.

Трехатомные спирты также могут рассматриваться как компоненты для борьбы с гидратообразованием. Авторами [18] были проведены на Мангышлакском месторождении лабораторные испытания следующего состава: глицерин 30–40%, мочевина 50–60%, вода 10–20%. Авторы отмечают малую токсичность данного состава, и согласно результатам экспериментов сдвиг температуры гидратообразования составляет 17 °С. Отдельно следует отметить, что присутствие мочевины дает следующий эффект:

> Общий недостаток практически всех ингибиторов термодинамического действия – большой расход и связанные с этим высокие эксплуатационные затраты

Известно, что термодинамические ингибиторы-электролиты сдвигают равновесные условия образования гидратов [32, 34]. В статье [32] проведен анализ термодинамической и кинетической активности растворов солей кальция и магния и доказано, что они одновременно проявляют ингибирующие свойства и с точки зрения кинетики роста гидратов.

Ингибиторы кинетического действия

Общий недостаток практически всех ингибиторов термодинамического действия – большой расход и связанные с ним высокие эксплуатационные затраты.

Поэтому учеными [38, 39] нашей страны ведутся исследования в области разработки новых ингибиторов гидратообразования кинетического типа, использование которых будет рентабельным за счет меньшего удельного расхода (0,25–0,5% мас. против 10–30% мас. для ингибиторов термодинамического действия в сопоставимых условиях). Ингибиторы кинетического действия являются истинными ингибиторами, они замедляют скорость реакции гидратообразования на период от нескольких часов до нескольких суток при достижении температуры, термодинамически благоприятной для образования гидрата. Время задержки гидратообразования называется индукционным периодом. Согласно современным требованиям желательно, чтобы компоненты не теряли ингибирующих свойств при «вторжении» в область гидратообразования на фазовой диаграмме на 10–12° и более. То есть основные два параметра, подлежащие измерениям при оценке кинетических ингибиторов, – это индукционный период и ΔT-степень «вторжения» в зону гидратообразования.

Учеными компании British Petroleum в 1991 году были предложены алканполигликозиды в качестве кинетических ингибиторов. Именно эти вещества содержатся в крови рыб северных морей и играют роль антифризов, что позволяет рыбам выживать в условиях холодных температур. Упрощенно принцип их действия таков, что они «мешают» кристаллам льда расти в произвольном направлении, что позволяет существенно изменить структуру кристалла. Оказалось, что алканполигликозиды действительно снижают скорость образования гидратов, однако степень вторжения в гидратную область оказалась недостаточно высокой. Однако это открытие послужило толчком для новых исследований.

Позднее были исследованы кинетические ингибиторы на основе поливинилпирролидона (PVP), поливиникапролактама (PVCap). Одним из наиболее эффективных признали VC-713, представляющий собой

сополимер винилкапролактама, винилпирролидона и диметиламиноэтилметакрилата. В работе [2] авторы исследовали механизм действия VC-713 в ходе лабораторных испытаний по образованию гидрата тетрагидрофурана, который широко используется для изучения процессов гидратообразования, так как образует клатраты структуры II. В результате было показано, что наибольшее значение имеют условия растворения и диспергирования ингибитора, причем различие в этих условиях определяло морфологическую структуру каркаса образовавшегося гидрата.

В 90-х годах сотрудниками Колорадской горной школы были проведены исследования более 1500 соединений на предмет их возможной ингибирующей способности, причем те реагенты, которые были предложены на основе теоретических представлений, показали меньшую эффективность.

Следует отметить, что целесообразнее исследовать водорастворимые ингибиторы кинетического действия с малой молекулярной массой, не превышающей 1000 г/моль, это связано с особым механизмом их действия, основанным на адсорбции молекул ингибитора на поверхности кристалла газогидрата.

Сотрудниками опытного завода «Нефтехим» в Уфе были предложены ингибиторы кинетического типа. Так, в работах [5, 6] изложены результаты испытаний новых ингибиторов на основе поликапролактама, поли-N-винилпирролидона, сополимера поли-N-винилпирролидона и поликапролактама и СОНГИД-1801А. Показано, что названные реагенты позволяют в течение нескольких дней снизить температуру гидратообразования до 19 °С, при этом расходы этих компонентов в десятки раз ниже расхода ингибитора на основе метанола при прочих равных условиях, что позволяет существенно удешевить затраты на обслуживание скважин.

В работе [28] сотрудниками Казанского федерального университета при исследовании кинетики гидратообразования был обнаружен интересный факт об этилендиаминтетрауксусной кислоте: в зависимости от числа углеродных атомов в углеводородной части молекулы вещество может проявлять как каталитические, так и ингибирующие свойства. Если число углеродных атомов меньше трех или больше шести, то реагент проявляет каталитические свойства, а при числе атомов углерода четыре или пять в составе молекулы, она обладает ингибирующим действием.

Таким образом, ингибиторы кинетического действия имеют ряд преимуществ, таких как:

- их удельный расход в десятки, иногда в сотни раз меньше расхода ингибиторов термодинамического действия, что скажется на сокращении эксплуатационных затрат и транспортных расходов на доставку ингибиторов на месторождение;
- как правило, они нетоксичны и биологически легко разлагаемы, что немаловажно в условиях непрерывного ужесточения экологических требований. Это обстоятельство позволяет отказаться от регенерации ингибиторов и сбрасывать отработанные соединения в морскую воду или закачивать в поглощающие горизонты, не нарушая при этом требования природоохранных организаций. Однако нужно учитывать тот факт, что проблема как природных, так и техногенных гидратов преимущественно стоит в северных широтах, где температура морской воды низка для достаточной скорости биоразложения.

В настоящее время ужесточаются требования природоохранных организаций к экологическим характеристикам продукции, разрабатываемым технологиям и применяемым вспомогательным реагентам, в связи с чем необходимо особо подчеркнуть важность вопроса о биоразложении кинетических ингибиторов. Большинство органических соединений, используемых в нефтяной промышленности, должны быть проверены на биоразложение в морской воде и токсичность для морских организмов. По результатам тестов соединениям присваивается черная, красная, желтая и зеленая экологические категории [19]. В рамках OSPAR (конвенция о защите морской среды Северо-Восточной Атлантики, была принята в 1998 году в Евросоюзе), рекомендаций которой придерживаются в большинстве ведущих добывающих регионов мира, принято требование о более чем 20 % биодеградации в 28-дневном тесте OECD 306 – «Биоразлагаемость в морской воде».

> Использование кинетических ингибиторов не исключает полностью необходимость в традиционных ингибиторах, поэтому система ввода и вывода ингибиторов должна быть двухреагентной

Необходимость выполнения требования по биоразлагаемости не позволяет кинетическим ингибиторам выйти на промышленный уровень, не смотря на то, что они вполне успешно зарекомендовали себя по остальным критериям.

Тем не менее в нашей стране и за рубежом ведутся разработки эффективных кинетических ингибиторов гидратообразования, которые успешно проходят требуемый тест OECD 306 (графт-полимеры, полиаспартамиды, модифицированные природные полимеры и др.) [24]. В обзорах [19, 37] рассмотрены последние достижения в области создания и перспективы дальнейшего развития биодеградируемых кинетических ингибиторов гидратообразования. В частности, в работе отмечается, что упомянутые выше гомополимеры N-винилпирролидона и N-винилкапролактама (VP и Vcap соответственно), их сополимер и VC-713, а также разработанные компанией Exxon сополимеры VCap (или VP) и N-метил-N-винилацетамида (VIMA) нетоксичны и показали в хорошую ингибирующую способность, однако большинство их них не проходит тест по биодеградации. Позднее компания BASF приступила к созданию так называемых графт-полимеров, получаемых прививанием Vcap к полиалкиленгликолям, поливиниловым спиртам, полиэфирам, полиуретанам, полисахаридам, эфирам целлюлозы и другим полимерам [19].

Одновременно ведутся разработки ингибиторов на основе полиаспартамидов, которые по эффективности несколько уступают полилактамным ингибиторам, однако проходят тест OECD 306 [20, 21].

Обобщая вышесказанное, можно сформулировать к ингибиторам кинетического действия следующие требования:

- способность ингибиторов обеспечить отсутствие гидратообразования на период от нескольких часов до нескольких суток при вторжении в гидратную область на фазовой диаграмме на 18–25 °С;
- температура замерзания раствора ингибитора должна быть ниже 0 °С, что позволит использовать его в северных широтах;
- для снижения эксплуатационных затрат на перекачку накладываются ограничения на вязкость растворов, в связи с этим концентрация полимера не должна превышать 2–3 % мас.;
- ингибитор в смеси с пластовой водой или газовым конденсатом не должен вспениваться;
- ингибитор должен быть нетоксичным и биологически легкоразлагаемым в утилизационном растворе.

Следует отметить, что даже при выполнении всех перечисленных требований использование кинетических ингибиторов не исключает полностью необходимость в традиционных ингибиторах (метаноле или гликолях), что обусловлено тем, что, во-первых, они могут применяться только в установившемся режиме, во-вторых, для их надежного использования требуются высокочувствительные приборы автоматического контроля и системы, позволяющие вовремя распознать начавшееся гидратообразование, что потребует временного перехода на традиционный метанол. Таким образом, система обеспечения ввода и вывода ингибиторов в любом случае должна быть «двухреагентной».

Согласно рекомендациям, изложенным в [1], наиболее целесообразно кинетические ингибиторы применять на морских промысловых трубопроводах, где поддерживается стабильный температурный режим и температура близка к температуре морской воды; на подземных промысловых коллекторах северных месторождений, где поддерживается температура выше нуля по шкале Цельсия и из сырого газа перед подачей его в коллектор удалена капельная влага; а также для предотвращения гидратообразования в стволах газовых скважин при кратковременных газодинамических исследованиях.

Применение ингибиторов кинетического действия нецелесообразно на заводских системах переработки природного газа, где поддерживаются низкие температуры, так как большинство реагентов такого типа не способно задержать гидратообразование при вторжении в гидратную зону на 30–50 и более градусов, а также в трубопроводах и коллекторах, где невозможно поддержание стабильного термодинамического режима [1].

Антиагломеранты

Антиагломеранты – это соединения, которые снижают адгезию кристаллов гидрата и предупреждают их налипание на стенки оборудования.

В качестве антиагломерантов предлагались различные ПАВ, растворимые в углеводородах, например, проксанол, сульфанол, катапин А, желатин. В лабораторных условиях изучали также смесь ДЭГ с ПАВ в количестве 1–2 %. Было показано, что такая смесь способствует значительному снижению налипания гидратной массы на стенки камеры. Учеными нашей страны предложены составы и способы их применения, отраженные в ряде научных публикаций и патентов [40, 41].

В последние годы разрабатываются составы, содержащие водные или спиртовые растворы метил- или этилсиликоната натрия, – гидрофобизирующие кремнийорганические жидкости (ГЖХ), лабораторные испытания которых показали, что они способны снижать температуру гидратообразования и рекомендуются к применению при бурении скважин, так как не нарушают естественную проницаемость призабойной зоны.

Следующим шагом была разработка ПАВ – диспергаторов водной фазы. Российскими и зарубежными специалистами были проведены лабораторные и промысловые испытания, однако на настоящий момент не существует внедренных технологий, которые заключали бы в себе полный цикл всех технологических операций, включая стадию разрушения эмульсий и способы постоянного контроля режима течения многофазной смеси. Вопрос экологической безопасности при применении диспергаторов также пока остается нерешенным.

Обсуждение результатов анализа

Рассмотрим конкретный промышленный способ предупреждения и ликвидации газогидратов на примере одного из северных месторождений Ямала. Как известно, наиболее распространенным способом борьбы с гидратообразованием на различных газопромысловых системах северных месторождений является использование метанола. Для предупреждения образования гидратов в стволе скважины осуществляется непрерывная или периодическая подача ингибитора с помощью насосов непосредственно в затрубное пространство скважины. Наиболее проблематичными являются те скважины, на которых невозможен безгидратный режим работы. Для скважин с высоким содержанием влаги в потоке газа используют смешанную подачу метанола с ПАВ для обеспечения постоянного выноса конденсационной воды с забоя скважины и недопущения образования гидратов по стволу скважины и на наземном оборудовании. Также для предупреждения гидратообразования производится постоянная подача метанола в систему промыслового сбора и подготовки природного газа. Со снижением температуры и с ростом давления увеличивается расход ингибитора, он может достигать 300–350 граммов на 1000 кубических метров природного газа.

Процесс доставки метанола на объекты газовой промышленности требует строгого соблюдения мер

РИСУНОК 1. Лабораторный комплекс исследования газовых гидратов:
А – автоклав GHA-350; Б – верхнеприводная мешалка; В – термостат Huber Ministat 240;
Г – газовые бустеры с максимальным давлением 40,0 МПа (слева) и 15,0 МПа (справа);
Д – система приготовления модельного газа

безопасности: необходим допуск к работе с метанолом; приемка метанола от железной дороги и его перевозка на охраняемый склад; хранение метанола на складах; учет и отпуск метанола со склада. Метанол перевозится как опасный груз автомобильным транспортом в цистернах либо в евробочках – тентованных автомобилях, при этом возникают сложности при доставке его на удаленные северные месторождения. Ситуация осложняется еще и тем, что в летнее время на ряде удаленных северных промыслов возможна доставка грузов только вертолетным транспортом.

Ввиду того что существующая инфраструктура газовых промыслов спроектирована с учетом подачи метанола в насосно-компрессорные трубы (НКТ) и трубопроводы с последующим его выделением и регенерацией, полный отказ от его применения невозможен.

В результате анализа представляется необходимым уточнить используемую в проанализированных источниках терминологию касательно определения ингибиторов гидратообразования. Строго говоря, не все рассмотренные способы борьбы можно назвать ингибированием с точки зрения химии. Только композиции, обладающие кинетическим действием, следует относить к ингибиторам. Поскольку эти группы веществ решают задачу обеспечения потока в скважине и наземном оборудовании, то в широком смысле их можно назвать веществами, препятствующими образованию и агломерации гидратов.

В ходе анализа установлено, что большинство исследователей проводили экспериментальные работы с чистым метаном, тогда как природный газ имеет широкий компонентный состав, значительно влияющий на термодинамические условия и кинетические особенности образования газовых гидратов. Не менее значимым фактором, оказывающим влияние на формирование клатратов, является состав жидкой фазы, который на практике представляет собой смесь конденсационной и пластовой воды, а также углеводородного флюида и следов технологических жидкостей.

На базе Горного университета имеется лаборатория с экспериментальной установкой, представляющей собой реактор-автоклав Gas HydrateAutoclave GHA 350 и систему подготовки модельного газа (рис. 1), позволяющей проводить исследования образования гидратов при температурах от -10 до 60 °С и давлении до 35 МПа.

Методология исследования заключается в анализе изменения давления и температуры в замкнутом объеме автоклава при охлаждении с образованием гидрата с последующим медленным нагревом до полной диссоциации гидрата при перемешивании в ламинарном режиме. Этот метод позволяет с достаточной точностью определить равновесную точку на P-T кривой. Проведенные в Горном университете экспериментальные исследования по данной методике, но с применением модельных газов, соответствующих реальным составам природного газа, а также жидкостью, отобранной на сепараторах при газодинамических исследованиях скважин, показывают существенное влияние примесей в жидкой фазе на кинетические и термодинамические условия формирования гидратов.

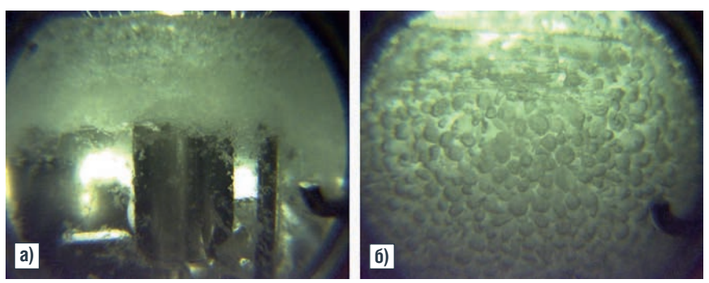
Кроме того, был выявлен эффект быстрого образования гидратов при скачкообразном изменении числа оборотов мешалки и образовании многофазного потока, рисунок 2б.

Заключение

Выявлено, что проблема гидратообразования при закачивании скважин не до конца изучена, так как внедряются новые технологии и системы технологических жидкостей, которые могут вести себя непредсказуемо и ускорять процесс образования газовых гидратов либо сдвигать равновесную кривую в сторону более высоких температур. Известны случаи гидратообразования в НКТ при промывке и испытании скважины. Обработка призабойной зоны метанолом и добавление его к потоку малоэффективна, так как метанол в достаточной для ингибирования концентрации при промывке выносится первым, а затем его концентрация значительно снижается, и он начинает интенсифицировать процесс роста гидратов. Это подтверждается проведенными исследованиями в Российской Федерации (в том числе в Горном университете) и за рубежом.

Сокращение объемов завоза метанола может быть достигнуто за счет оптимизации расхода метанола, добавления дополнительных компонентов, повышающих его эффективность, а также размещения на объектах газодобычи мобильных контейнерных установок малотоннажного синтеза метанола [43] и других компонентов. Данные мероприятия обеспечивают непрерывность и безаварийность технологических процессов в условиях возможного гидратообразования и указывают на их актуальность для газовой промышленности России. ●

РИСУНОК 2. Фотография гидрата, образовавшегося на границе контакта газовой и водной фазы при одинаковых термобарических условиях: а) при частоте вращения 100 об/мин и выдержке в течение 8 часов; б) при частоте вращения 500 об/мин в течение 30 секунд



Литература

1. *Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 509 с.*
2. *Sloan Jr., E.D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. (2003) Nature, 426 (6964), pp. 353–359. doi: 10.1038/nature02135.*
3. *Wang, R., Sun, H., Sun, J., Qu, Y., Zhang, J., Shi, X., ... Guo, D. (2019). Effect of dissolution and dispersion conditions of VC-713 on the hydrate inhibition. Journal of Chemistry, 2019 doi:10.1155/2019/3547518.*
4. *Ning, F., Zhang, L., Tu, Y., Jiang, G., Shi, M. Gas-hydrate formation, agglomeration and inhibition in oil-based drilling fluids for deep-water drilling //(2010) Journal of Natural Gas Chemistry, 19 (3), pp. 234–240. doi: 10.1016/S1003-9953(09)60077-3.*
5. *Моноэтиленгликоль как ингибитор газовых гидратов: термодинамический анализ / Д.В. Сергеева, В.Б. Крапивин, В.А. Истомин [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2021. – № 2(47). – С. 155–163. – EDN ZNBNLU.*
6. *Фаресов А.В., Пономарёв А.И., Круглов Е.А., Баряев А.П. Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО «Сургнефть» – Вести газовой науки – № 2 (26) / 2016 «Актуальные проблемы добычи газа».*
7. *Якушев В.С. Формирование скоплений природного газа и газовых гидратов в криолитозоне: автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук / НИИ природных газов и газовых технологий. – М., 2009. – 47 с. – Библиогр.: с. 41–47.*
8. *Перлова Е.В., Микляева Е.С., Леонов С.А., Ткачёва Е.В., Ухова Ю.А. Газовые гидраты полуострова Ямал и прилегающего шельфа Карского моря как осложняющий фактор освоения региона // Вести газовой науки. 2017. № 3 (31). С. 255–262.*
9. *Чистяков В.К. Геотехнологические опасности при поисках, разведке и эксплуатации месторождений природных газовых гидратов // Геол. и полезн. ископаемые Миров. океана. – 2008. – № 3. – С. 103–112.*
10. *Якуцени В.П. Газогидраты – нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 4.*
11. *Нагаева С.Н. Разрушение гидратных пробок в затрубном пространстве добывающих скважин с помощью установки индукционного нагрева / С.Н. Нагаева, Д.В. Пестриков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 2 (82). – С. 71–76. – EDN ANPONY.*
12. *RU 2 398 956 C1 МПК. E21B 37/00(2006.01) Способ ликвидации парафино-гидратных пробок в нефтегазовых скважинах и устройство для его осуществления. Кузнецов В.А. (RU) Патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «НТ» (RU). Опубликовано: 2010.09.10.*
13. *Экологические аспекты малотоннажного производства метанола в газодобывающих районах Крайнего Севера / Р.Р. Юнусов, С.Н. Шевкунов, С.А. Дедовец и др. // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности (Теоретические и прикладные аспекты). – М.: ГЕОС, 2007. С. 152.*
14. *Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Геосфера, 1999. 475 с.*
15. *Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2007. № 2. 25 с. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunval d_1.pdf*
16. *https://neftegaz.ru/news/oilfield/627552-dlya-proizvodstva-metanola-na-yurkharovskom-mestorozhdenii-budet-postroen-blok-seroochistki-prirodno/*
17. *Башкин В. СНЗОН – Экологически риски и методы их предотвращения / В. Башкин, Р. Галиулин, Р. Галиулина, А. Грунвальд // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2015. https://neftegaz.ru/science/ecology/331712-ch3oh-ekologicheski-riski-i-metody-ikh-predotvrashcheniya/*
18. *Пат. 976035 СССР Состав для борьбы с гидратообразованием при добыче и транспорте природного газа.Гафарова, Макогон, Маленко. Опубликовано: 23.11.82.*
19. *WennbergA. C.Biodegradation of selected offshore chemicals. A. C. Wennberg, K. Petersen, M.Grung. Norwegian Environment Agency. – 2017. – p. 118 – ISBN: 978-82-577-6953-6.*
20. *Del Villano L., Kommedal R., Kelland M.A. Class of Kinetic Hydrate Inhibitors with Good Biodegradability// Energy Fuels. 2008. V. 22. Pp. 3143–3149.*
21. *Chua P.C., Sæbø M., Lunde A., Kelland M.A. Dual Kinetic Hydrate Inhibition and Scale Inhibition by Polyaspartamides// Energy Fuels. 2011. V. 25. Pp. 5165–5172.*
22. *Makogon, Y.F., Holditch, S.A., Makogon, T.Y.Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century//(2007) Journal of Petroleum Science and Engineering, 56 (1-3), pp. 14-31. doi: 10.1016/j.petrol.2005.10.009.*
23. *D. R. McConnell, Z. Zhang, and R. Boswell, "Review of progress in evaluating gas hydrate drilling hazards," Marine and Petroleum Geology, vol. 34, no. 1, pp. 209–223, 2012.*
24. *Go, W., S. Yun, D. Lee, and Y. Seo. 2022. "Dipeptides as Environmentally Friendly CH4 Hydrate Inhibitors: Experimental and Computational Approaches." Fuel 329. doi:10.1016/j.fuel.2022.125479.*
25. *Колчин А.В. Повышение эффективности использования метанола в магистральной системе транспорта газа на этапе подготовки / А.В. Колчин, Г.Е. Коробков, А.П. Янчушка, К.Ш. Ямалетдинова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – №1. – С. 102–108.*
26. *Минигулов Р.М. Предупреждение гидратообразования в системах сбора и промысловой подготовки газа Заполярного месторождения / Р.М. Минигулов, И.В. Лебенкова, А.П. Баскаков, В.А. Истомин, В.Г. Квон // Газовая промышленность. Газовые гидраты – М.: ООО «АКАДЕМНАУКА», 2016. – № 2. – С. 62–64.*
27. *Yang, J., A. Hassanpouryouzband, B. Tohidi, E. Chuvilin, B. Bukhanov, V. Istomin, and A. Cheremisin. 2019. "Gas Hydrates in Permafrost: Distinctive Effect of Gas Hydrates and Ice on the Geomechanical Properties of Simulated Hydrate-Bearing Permafrost Sediments." Journal of Geophysical Research: Solid Earth 124 (3): 2551-2563. doi:10.1029/2018JB016536.*
28. *Pavelyev, R.S., S.E. Gainullin, M.E. Semenov, Y.F. Zaripova, V.V. Yarkovoi, A.I. Luneva, A. Farhadian, and M.A. Varfolomeev. 2022. "Dual Promotion-Inhibition Effects of Novel Ethylenediaminetetraacetic Acid Bisamides on Methane Hydrate Formation for Gas Storage and Flow Assurance Applications." Energy and Fuels 36 (1): 290-297. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c03381*
29. *Ширяев, Е.В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Каменномысское море» / Е.В. Ширяев. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2015. – № 17 (97). – С. 323–326. – URL: https://moluch.ru/archive/97/21694/*
30. *Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаргат В.М. Сравнительная характеристика ингибиторов гидратообразования, используемых в газовой промышленности//Булатовские чтения. Сборник статей. 2019 г. С. 152–156.*
31. *Китаев С.В. и др. Исследование эффективности ингибиторов гидратообразования в процессе добычи и транспорта углеводородов в морских условиях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 2. С.190–199.*
32. *Тройникова А.А. и др. Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов // НТС Вести газовой науки, № 2 (30) / 2017, с. 104–109.*
33. *Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М: Недра, 1986. – 283 с.*
34. *Рзаметов К.С., Усманова Ф.Г. Влияние состава пластовой воды на образование газогидратов. Практические аспекты нефтепромысловой химии. Сборник тезисов докладов VII Международной научно-промысловой конференции. – Уфа: БашНИПИнефть, 2017. – С. 153–156.*
35. *Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с. – ISBN 5-247-02442-7.*
36. *Гидраты природного газа: справочное пособие: перевод с английского / Джон Кэрролл; науч. ред. Золотоус А.Н., Бучинский М.Я. – Москва: Премиум Инжиниринг: Technopress, 2007., 289 с.: ил., табл.; 25 см. (Серия «Промышленный инжиниринг»); ISBN 978-5-903363-05-6/*
37. *Шахмаев Р.Н., Сунагатуллина А.Ш., Зорин В.В. Биодеградируемые кинетические ингибиторы гидратообразования // Прикладные и академические исследования 2016, т. 15, № 2, с.147–153.*
38. *Жуков А.Ю. и др. Применение кинетических ингибиторов образования газовых гидратов в процессах нефте- и газодобычи: текущее состояние и перспективы развития // Химия и технология топлив и масел, № 3 2017, с. 53–56.*
39. *Семёнов А.П. и др. Кинетический ингибитор гидратообразования. Патент РФ № 2677494C1. Заявка 2017142149. Дата подачи заявки: 04.12.2017 г. Опубликовано: 17.01.2019 г.*
40. *Торгашин А.С. Ингибитор гидратообразования-антиагломерант. Патент РФ № 2735819. Заявка 2019145743. Дата подачи заявки: 31.12.2019 г. Опубликовано: 09.11.2020 г.*
41. *Semenov, A.P., Medvedev, V.I., Gushchin, P.A., & Yakushev, V.S. (2015). Effect of heating rate on the accuracy of measuring equilibrium conditions for methane and argon hydrates. Chemical Engineering Science, 137, 161–169.*
42. *Ладыгин К.В., Цукерман М.Я., Стомпель С.И. Метанол в газодобыче: снижение экологических рисков // Экология производства. – 2014. – № 4. – С. 47–49.*
43. *Кузьмин А.М., Улманис А.А., Ценева С.Н., Буслаев Г.В., Морин А.А. Технико-экономическая оценка технологии малотоннажного производства метанола при парциальном окислении природного газа воздухом / Сетевое издание «Нефтегазовое дело», № 1, 2022. pp. 144–169.*

KEYWORDS: *well-drilling, gas extraction, natural gas hydrates, hydrate formation inhibitors, antiaglomerants.*

УДК 331.108

ЗАГАДКИ ОТ МЭТРА, БИТВА ПОДУШКАМИ И ЭКСТРЕМАЛЬНАЯ ДЖЕНГА:

в Томском филиале Сибирской Сервисной Компании состоялось посвящение в молодые специалисты

Соболева Юлия Сергеевна
специалист по связям с общественностью АО «ССК»

Посвящение в молодые специалисты Томского филиала Сибирской Сервисной Компании – это всегда сюрприз для участников и необычный формат. Ранее уже проходили испытания на экстрим-трассе, на полосе препятствий.

В этот раз сотрудников ждал квест по мотивам приключенческого телешоу «Форт Боярд». Причем команда молодых специалистов играла со своими наставниками против опытных сотрудников ССК. В погоне за ключами участники дрались подушками, забивали гвозди, проверяли свою память и сообразительность, боролись со своими страхами, учились сообща решать самые сложные задачи. В итоге победила дружба: финальное испытание команды проходили вместе.

Ирина Анатольевна Шкреба, заместитель директора Томского филиала АО «ССК» по персоналу:

«Наши испытания в формате этой игры помогли ребятам сплотиться и заставили немного понервничать даже опытных сотрудников. Но именно в таких неожиданных условиях можно почувствовать локоть и плечо товарища, наладить взаимопонимание и взаимодействие. Ведь если это получилось в формате игры, это удастся и в работе во время решения производственных вопросов».

ССК ведет взвешенную кадровую политику, направленную на повышение профессиональных компетенций сотрудников, активно привлекает молодых специалистов. Ежегодно производственную и преддипломную практику в компании проходят перспективные студенты, которые в будущем становятся сотрудниками и пополняют кадровый резерв.

Томский филиал АО «ССК» активно сотрудничает с Томским политехническим университетом и Томским политехническим техникумом. Молодым специалистам предлагаются индивидуальные программы развития, творческая работа, возможность интенсивного карьерного роста.

В компании поощряются и поддерживаются инициативы в области рационализаторской и изобретательской деятельности, направленной на совершенствование технологии бурения скважин, улучшение качества услуг, снижение затрат. Ежегодно проходит Научно-техническая конференция.

Юлиус Владимирович, главный механик Томского филиала АО «ССК»:

«Я пришел в компанию в 2016 году, еще будучи студентом. Мы с товарищем устроились слесарями. Первые зиму и весну мы работали «в поле», на месторождениях. Летом, когда первые вахты отработали, нас позвали в молодые специалисты. И вот тогда и пришел первый опыт и осознание, кто такие молодые специалисты и какова их роль в компании. Безусловно, именно мероприятия не только оживляли вахтовую жизнь, но и помогали понять, куда можно стремиться, как развиваться и расти в профессии. На своем примере могу сказать: вполне реально пройти путь от слесаря до руководящей должности».

Георгий Шалваевич, начальник сектора ИТ Томского региона, наставник молодого специалиста:

«Наставничество подразумевает введение специалиста в компанию, ознакомление с характером работы, помощь в адаптации в коллективе. АО «ССК» – компания крупная, со своими традициями, системой нормативной документации по всем направлениям деятельности. Человеку, который начал работать в компании, тем более, молодому специалисту, довольно сложно сразу разобраться во всем.

Для компании построение команды – это не только работа в офисе и на месторождениях. Это именно такие мероприятия, которые сближают нас. Мы уже не просто случайные люди, которые проводят 8 часов на работе. Мы коллеги с общими интересами и целями».

Алёна Александровна, распределитель работ Службы буровых работ и испытания скважин:

«Меня сегодня посвящают в молодые специалисты, а поддерживает меня мой наставник – Дмитрий Сергеевич. Прежде всего, он помогает мне в рабочих ситуациях, подсказывает, как решить проблемы, а на таких мероприятиях он со мной как друг. Статус молодого специалиста, как я понимаю сейчас, прежде всего, подразумевает участие во всех неформальных проектах, проявлять инициативу, искать возможности для развития себя и предприятия. У нас создана особая атмосфера и среда, и мне, конечно, хочется быть частью этой команды».

Алина Евгеньевна, специалист производственно-технического отдела, председатель совета молодых специалистов:

«Я пришла в компанию сама как молодой специалист. Входила в совет, участвовала во всех мероприятиях и в итоге стала председателем. Этот год мы планируем сделать максимально активным, хотим организовывать и участвовать в разных мероприятиях, в том числе, городских. Все это помогает понять, что работа – это не только сложности и рутина, но и дружный коллектив, общение».

Совет молодых специалистов АО «ССК» и все программы для их поддержки помогают вчерашним студентам не только быстро влиться в жизнь компании, но и показать свои сильные стороны, зарекомендовать себя, реализовать свой научный и творческий потенциал.

В жизни Сибирской Сервисной Компании молодые специалисты играют важную роль. Именно они предлагают многие инициативы для улучшения производственной, научной и общественной деятельности. На молодежь здесь большие планы. ●

Neftegaz.RU
номер 3/2023 г.

УДК 622.245

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ после МГРП

Двойников Михаил Владимирович
заведующий кафедрой бурения скважин, д.т.н.

Минаев Яков Денисович
кафедра бурения скважин, аспирант

Санкт-Петербургский горный университет

В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАН ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ И МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ПОСЛЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА, РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ЗАМЕНЫ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ. ПОДРОБНО ПРОАНАЛИЗИРОВАНА ТЕХНОЛОГИЯ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ, ПРЕДСТАВЛЕНА МЕТОДИКА ПЛАНИРОВАНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ И СОХРАНИТЬ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

IN THIS PAPER, THE DOMESTIC AND INTERNATIONAL EXPERIENCE OF WELL COMPLETION AFTER MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING IS ANALYZED, THE MAIN WAYS OF REPLACING UNDERGROUND EQUIPMENT AFTER INTENSIFICATION ARE CONSIDERED. THE TECHNOLOGY OF FORMATION DAMAGE MINIMIZING WELL KILLING IS ANALYZED IN DETAIL, THE METHODOLOGY OF PLANNING AND CARRYING OUT WORKS IS PRESENTED, WHICH ALLOWS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF THE TECHNOLOGY AND PRESERVE THE POROSITY & PERMEABILITY CHARACTERISTICS OF THE RESERVOIR

Ключевые слова: *бурение с регулируемым давлением, заканчивание, щадящее глушение, многостадийный гидроразрыв пласта, сохранение фильтрационно-емкостных свойств, параметры глушения, методы увеличения притока.*

В настоящее время многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) стал одной из наиболее востребованных технологий для разработки низкопроницаемых сложнопостроенных коллекторов, в частности для трещиноватых коллекторов Восточной Сибири [12, 13]. Операция проводится как для нефтяных залежей, так и для газовых и газоконденсатных [14]. При этом существует следующая проблема в процессе освоения газовых и газоконденсатных скважин [9]. После создания искусственной проницаемости и ее раскреплении проппантом скважина требует отработки в течение нескольких суток с целью выноса излишка проппанта и остатков жидкости разрыва. Если комплекс подземного оборудования (КПО) в этот момент будет находиться в скважине, оборудование подвергнется абразивному износу, ввиду чего после продувки скважину необходимо заглушить для извлечения технологических НКТ и спуска компоновки верхнего заканчивания. При этом продуктивности скважины наносится урон, сводящий эффективность проведенного МГРП к нулю.

В международной практике существуют следующие способы решения описанной проблемы [5]:

- Смена подземного оборудования под давлением [2, 6, 7] – замена оборудования без глушения скважины, работы производятся с помощью гидравлической установки для ремонта скважины под давлением (HWU), оборудование подается через длинный лубрикатор. Помимо повышенной стоимости и требований к квалификации персонала, обуславливаемым использованием такого типа установок, способ не допускает спуск оборудования, превышающего геометрические параметры лубрикатора – превышающего по длине и диаметру допускаемые к работе габариты. По вышеописанным причинам для случая газодобычи метод малоприменим.
- Изоляция продуктивного горизонта управляемым забойным клапаном-отсекателем и использование концентрических обсадных колонн (КОК) [1, 3] – в простом варианте продуктивный горизонт изолируется установкой пакера под давлением через ГНКТ в интервале подвески хвостовика. Для случая газовых скважин слабо применим, так как пакер не удается установить герметично. В сложном варианте спускается концентрическая обсадная колонна с управляемым забойным клапаном на конце, регулирующим искусственный затруб. После вскрытия трубное пространство внутри КОК перекрывается, открывается искусственный затруб, через который скважина пускается в работу. После замены КПО открывают трубное пространство, устанавливают добывающий пакер ниже КОК и изолирующего клапана, искусственный затруб перекрывают. КОК извлекается, и скважина запускается в работу. Способ крайне труден в реализации, в связи с чем редко применяется на газовых скважинах.
- Щадящее глушение [15–17] – закачка в призабойную зону блокирующего состава, минимально повреждающего продуктивный пласт и предотвращающего проникновение в пласт технологических жидкостей. Метод наиболее часто применяется в отечественной газодобыче, так как не требует применения специального оборудования, дополнительной квалификации персонала и не увеличивает кратно затраты на заканчивание скважин.

ФАКТЫ

Полисахаридные гели, успешно используемые российскими компаниями уже более 10 лет, начинают фильтроваться в пласт при перепадах давления выше 6 МПа

На 5–12% гидростатическое давление на забой скважины должно превышать пластовое

Общим требованием для технологии изоляции интервала ствола в продуктивном горизонте с использованием блок-пачек является последующее создание избыточного давления над изолированным интервалом, составляющее, согласно ПБНГП, от 5 до 12% от пластового давления в зависимости от глубины залегания пласта.

Технология щадящего глушения в свою очередь имеет большое количество разнообразных вариаций [18, 19]. Различаются в первую очередь составы блокирующих пачек. Выделяют следующие типы блокирующих систем [8, 20]:

- эмульсионные (ИЭР, ОВНЭ, Дисин, ГЭР и др.);
- полимерные (гуар, ксантан, КМЦ, ПАА и др.).

Для случаев залежей с АНПД, в особенности газовых [4], используются также дисперсные системы с газовой фазой – вспененные гели и афроны [21–23]. Они являются отличным вариантом для блокирования ПЗП на непродолжительное время, однако, к сожалению, не годятся к применению при освоении ввиду низкой устойчивости и неспособности выдерживать довольно большие перепады давления, требуемые ПБНГП.

Для глушения скважин в пластах с высокой проницаемостью, как естественной – трещиноватые карбонатные коллектора, так и искусственной, необходимо использовать жидкости, обладающие повышенной вязкостью и пониженной фильтрацией [8, 24–26]. Исходя из этих предпосылок, наиболее перспективными на сегодняшний день блокирующими системами для использования при заканчивании газовых и газоконденсатных скважин после МГРП являются гелеобразующие системы на полимерной основе. К примеру, полисахаридные гели, успешно используемые в ООО «РН-Пурнефтегаз» уже более 10 лет, начинают фильтроваться в пласт при перепадах давления выше 6 МПа [11, 27].

Работы по установке блок-пачек для смены оборудования после МГРП на газовых и газоконденсатных скважинах, как правило, проводятся по следующей схеме [31]:

- Открыто затрубное пространство, скважина отрабатывается на факел.

ФАКТЫ

25,96

МПа

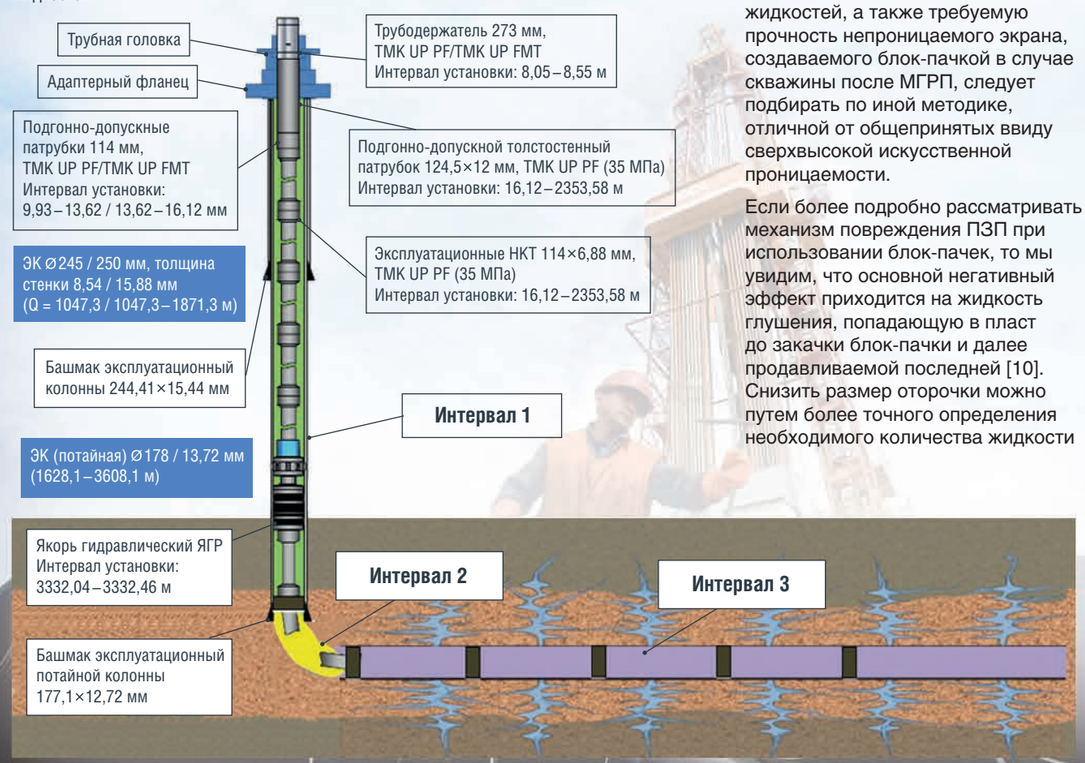
составила гидростатическая составляющая забойного давления, гидродинамические потери составили 2,15 МПа, поршневания – 0,7 МПа

- В трубное пространство заканчивается последовательно:
  - жидкость глушения в объеме, равном объему затруба;
  - блокирующий состав;
  - жидкость глушения в расчетном объеме для доставки блокирующего состава.
- Закрывается затрубное пространство, в скважину на поглощение не более 2–3 м³ жидкости глушения.
- Технический отстой на 12 часов.
- Стравливание газовой шапки и долив скважины с циркуляцией и промывкой в течение не менее двух циклов.

В целом довольно большое количество исследовательских работ посвящено повышению эффективности «щадящего» глушения, однако в данных исследованиях акцент, как правило, делается на составы блокирующих растворов и жидкостей глушения. При этом ощутимый положительный эффект может быть получен и из модернизации технологии закачки жидкостей и установки блок-пачки. Параметры операции по глушению и установке блок-пачек [28, 29] – плотность, расходы в процессе закачки и объемы технологических жидкостей, а также требуемую прочность непроницаемого экрана, создаваемого блок-пачкой в случае скважины после МГРП, следует подбирать по иной методике, отличной от общепринятых ввиду сверхвысокой искусственной проницаемости.

Если более подробно рассматривать механизм повреждения ПЗП при использовании блок-пачек, то мы увидим, что основной негативный эффект приходится на жидкость глушения, попадающую в пласт до закачки блок-пачки и далее продавливаемой последней [10]. Снизить размер оторочки можно путем более точного определения необходимого количества жидкости

РИСУНОК 1. Конструкция скважины и интервалы размещения технологических жидкостей



глушения скважины и использования оборудования для проведения работ на регулируемом давлении [30]. Расчетный объем жидкости глушения для установления равновесия в системе скважина-пласт может быть найден через моделирование процесса закачки:

$$V_{\text{ЖГ}} = V_{\text{гс}} + V_{\text{вынос}},$$

где $V_{\text{гс}}$ – объем жидкости глушения, создающий в затрубном пространстве столб жидкости, уравновешивающий пластовое давление, м³; $V_{\text{вынос}}$ – объем жидкости глушения, выносимой потоком газа на устье и далее на факел в процессе закачки, м³.

В процессе закачки жидкости глушения необходимо создать на дросселе противодавление, соответствующее давлению объема жидкости глушения, необходимой для прокачки блок-состава, после ее попадания в затруб:

$$P_{\text{дроссель}} = \frac{4V_{\text{ГНКТ}}\rho g}{\pi d_{\text{ОК}}},$$

где $V_{\text{ГНКТ}}$ – объем трубного пространства в ГНТК, м³, ρ – плотность жидкости глушения, кг/м³, $d_{\text{ОК}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

В реальном времени проводится контроль притока, при его остановке начинается закачка блок-пачки с постепенным снижением противодавления на дросселе. После установки блок-пачки и выдержки на сшивание геля глушение продолжается по обычной схеме.

Прочность блокирующего экрана, создаваемого в ПЗП и препятствующего проникновению жидкости глушения в пласт и последующему снижению проницаемости, должна учитывать три составляющих забойного давления – гидростатическое давление на забой скважины, превышающее пластовое на 5–12% в зависимости от глубины залегания пласта, потери давления между забоем и устьем при циркуляции технологической жидкости для учета динамического давления на забой, а также поршневой эффект, создаваемый компоновкой подземного оборудования при спуске:

$$P = kP_{\text{пл}} + \Delta P_{\text{затр}} + P_{\text{порш}},$$

где k – коэффициент превышения забойного давления над пластовым; $\Delta P_{\text{затр}}$ – потери давления, возникающие при циркуляции в обсадной колонне, МПа; $P_{\text{порш}}$ – поршневой эффект, возникающий при спуске подземного оборудования, МПа.

Плотность жидкости глушения определяется исходя из величины необходимого гидростатического давления.

ТАБЛИЦА 1. Исходные параметры для расчета

Параметр	Значение
Объем затрубного пространства	116 м³
Дебит газа при продувке	600 м³/сут
Пластовое давление	24,73 МПа
Плотность жидкости глушения	1,02 г/см³
Расход жидкости глушения	20 л/с

ФАКТЫ

14,55

м³

жидкости глушения уйдет в продуктивный пласт, что негативно скажется на проницаемости ПЗП в дальнейшем

Допустимый расход жидкости глушения и блокирующего раствора определяется из:

- необходимости доставки блокирующего раствора на забой до начала его сшивания;
- минимизации динамической составляющей забойного давления и поршневого эффекта.

Поршневой эффект может быть определен из формулы [1]:

$$P_{\text{порш}} = \left(\frac{12\cdot 10^3 v}{d_{\text{ОК}} - d_{\text{н}}}\cdot\frac{2n+1}{3n}\right)^n \cdot \cdot \left(\frac{2\cdot 10^{-3} KL}{d_{\text{ОК}} - d_{\text{н}}}\right),$$

где v – максимальная скорость спуска оборудования, м/с; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр спускаемого оборудования, м; n и K – безразмерные параметры; L – длина спускаемого оборудования, м.

Рассмотрим применение предложенной методики на примере – глушение газовой скважины после МГРП и отработки на факел для смены КПО. Конструкция скважины, компоновки нижнего и верхнего заканчивания, а также интервалы размещения технологических жидкостей по стволу скважины представлены на рисунке 1. В интервале 1 выше подвески хвостовика закачивается жидкость глушения для создания противодавления на пласт, в интервал 3 (горизонтальный ствол) закачивается блокирующий раствор, между ними в интервале 2 (уровень подвески хвостовика) размещается разделительная блок-пачка, называемая также жидким пакером.

Для моделирования процесса закачки и подбора параметров глушения была написана программа на языке программирования Python. Для расчета использовались следующие исходные данные (см. таблицу 1).

Величина противодавления на дросселе для учета объема жидкости глушения в ГНКТ,

РИСУНОК 2. Моделирование закачки

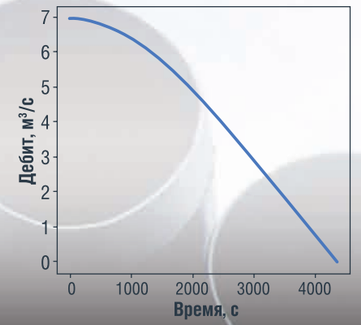


РИСУНОК 3. Скорость выноса жидкости глушения газом при глушении

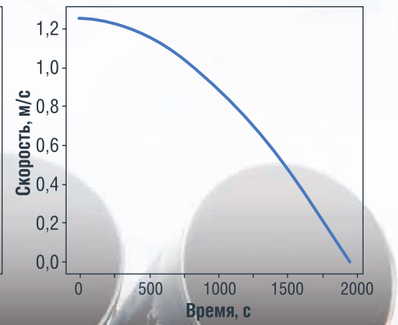


ТАБЛИЦА 2. Сравнение полученных параметров с типовыми

Параметр	Типовое значение	Полученное значение
Объем жидкости глушения	116 м³	101,45 м³
Плотность жидкости глушения	1,02 г/см³	1,02 г/см³
Расход жидкости глушения	20 л/с	20 л/с
Прочность блокирующей пачки	–	4,08 МПа

равного 5,05 м³, составил 0,723 МПа. Закачка в скважину жидкости глушения для установления равновесия в системе скважина-пласт заняла 73 минуты, расчетный объем для задавки скважины составил 87,3 м³ (см. рисунок 2).

Вынос жидкости глушения потоком газа при глушении составил 9,1 м³ (см. рисунок 3). Общий необходимый объем жидкости глушения для обеспечения равновесия в системе перед установкой блокирующей пачки составил 101,45 м³.

Экспериментально установлены требуемые физико-механические свойства блокирующей пачки и определена ее прочность с учетом минимизации воздействия на коллектор для предотвращения загрязнения технологическими жидкостями во время спуска и установки компоновки верхнего заканчивания. Гидростатическая составляющая забойного давления составила 25,96 МПа. Динамические компоненты забойного давления – гидродинамические потери и перепад давления вследствие поршневания – составили 2,15 МПа и 0,7 МПа соответственно. Необходимая прочность пачки соответственно:

$$P = 28,81 – 24,73 = 4,08 \text{ (МПа)}.$$

Сравним полученные параметры с типовыми, предусмотренными рекомендациями и планом работ по данной скважине (см. таблицу 2).

Из таблицы видно, что по стандартной методике расчета параметров глушения в продуктивный пласт уйдет около 14,55 м³ жидкости глушения, что негативно скажется на проницаемости ПЗП в дальнейшем.

Таким образом, планирование щадящего глушения после МГРП по приведенной методике и разработанному алгоритму расчета, а также использование оборудования для проведения работ на регулируемом давлении позволяет снизить количество поступающей в ПЗП жидкости глушения и, следовательно, ведет к сохранению продуктивных характеристик пласта-коллектора, достигнутых на предыдущей стадии. ●

Литература

1. *Bowling J. [и др.]. Underbalanced perforation and completion of a long horizontal well: A case history // IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition 2007. 2007. С. 77–87.*
2. *Duthie L. [и др.]. Modular hydraulic workover unit enhances operational efficiency and cost savings for ESP replacement's // Society of Petroleum Engineers – SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition 2019. 2019.*
3. *Hadiaman F. [и др.]. Application of thru tubing technologies in the caspian sea uphole recompletion // Society of Petroleum Engineers – SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition 2019. 2019.*
4. *Nikulin V.Y. [и др.]. Hydraulic fracturing overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough part 2. Experience with emulsion and dispersion fluids and comparative results of laboratory testing of formulations // Petroleum Engineering. 2022. № 4 (20). С. 82.*
5. *Rehm B. [и др.]. Underbalanced Drilling: Limits and Extremes / B. Rehm, A. Haghshenas, A. Paknejad, A. Al-Yami, J. Hughes [и др.]., Elsevier, 2012. 1–629 с.*
6. *Robichaux D. Successful use of the hydraulic workover unit method for underbalanced drilling // Proceedings of the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, APDT. 1999. (2). С. 93–95.*
7. *Wattanasuwankorn R. [и др.]. Successful snubbing application performed underbalanced fishing of parted coiled tubing in live high-pressure well: Offshore Vietnam // Proceedings of the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, APDT. 2018. (2018-Augus).*
8. *Бондаренко А.В. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором при подземном ремонте / А.В. Бондаренко, Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский Горный университет, 2022 – 184 с.*
9. *Двойников М.В. [и др.]. Разработка технологии освоения газовых и газоконденсатных скважин на регулируемом давлении // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2022. (1). С. 23–29.*
10. *Исламов Ш.Р. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов / Ш.Р. Исламов, Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – 151 с.*
11. *Магадова Л.А. [и др.]. Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта // Время колтюбинга. Время ГРП. 2009. С. 72–80.*
12. *Лекомцев А.В. Оценка естественной трещиноватости карбонатного коллектора Сибирского месторождения / А.В. Лекомцев, Д.А. Мартюшев, М.Б. Савчик и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 25–27.*
13. *Алексеев А.А. Курс на карбонаты / А.А. Алексеев // Сибирская нефть. – 2017. – № 1/138. – С. 28–40.*
14. *Chilingarian, G.V. Carbonate reservoir characterization: A geologicengineering analysis / G.V. Chilingarian, H.H. Rieke, S.J. Mazzullo and others. – Amsterdam: Elsevier Science Publisher B.V, 1992. – Part. 1. – 638 p.*
15. *Демахин С.А. Технология Wotasoft™ для щадящего глушения скважин / С.А. Демахин // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 7 (162). – С. 27–29. – EDN PBOSTR.*
16. *Демахин С.А. Технологии компании Zirax для щадящего глушения скважин / С.А. Демахин // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7. – С. 69–72. – EDN WJVNRR.*
17. *Пономаренко М.Н. Опыт применения технологий и реагентов по глушению скважин на месторождениях ПАО «Газпром» / М.Н. Пономаренко, К.Б. Абдреев, О.Д. Ефимов // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7 (236). – С. 76–79. – EDN OFPHSZ.*
18. *Бойков Е.В. Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е.В. Бойков, И.Н. Евдокимов, А.З. Кильматов и др. // Бурение и нефть. – 2019. – № 2. – С. 20–27.*
19. *Бондаренко А.В. Область эффективного применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, Д.В. Мардашов // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ. – 2018. – Т. 1. – С. 216–221.*
20. *Вагина Т.Ш. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований / Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 38–41.*
21. *Patent № 7124822 USA, IPC E21B 43/04 (2006.01), E21B 37/00 (2006.01), E21B 43/25 (2006.01). Foamed completion fluids and methods: № 20060090896: filed 02.11.2004: published 05.05.2006 / Chatterji J., Nguyen P.D., King K.L. – 4 p.*
22. *Skauge, A. Preparations for foam gas shut off in carbonate reservoirs / A. Skauge, M.G. Aarra, P.A. Ormehaug and others // Paper SPE 197640. – USA: SPE. – 2019. – 13 p. DOI: 10.2118/197640-MS.*
23. *Zhao, G. Enhanced foam stability by adding comb polymer gel for in-depth profile control in high temperature reservoirs / G. Zhao, C. Dai, Y. Zhang and others // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2015. – Vol. 482. – pp. 1.*
24. *Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. – 650 с.*
25. *Козлов Е.Н. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.Н. Козлов, А.В. Кустышев, Р.С. Абдуллин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ПАО «ВНИИОЭНГ». – 2014. – № 6. – С. 31–33.*
26. *Рябоконь С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконь. – Изд. 2-е, доп. и перераб. – Краснодар: [б.и.], 2009. – 338 с.: ISBN 5-902187-01-1.*
27. *Патент № 2246609 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2000.01). Состав полисахаридного геля для глушения скважин и способ его приготовления: № 2003110792/03: заявлено 15.04.2003: опубликовано 20.02.2005 / Магадова Л.А., Магадов Р.М., Мариненко В.Н.*
28. *Демахин С.А. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта / С.А. Демахин, А.П. Меркулов, Д.Н. Касьянов и др. // Нефть. Газ. Новации. – Самара: ООО «Портал Инноваций». – 2015. – № 1. – С. 6.*
29. *Здольник С.Е. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов / С.Е. Здольник, А.Н. Хандрико, О.Б. Аханкин // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2007. – № 11. – С. 6.*
30. *Drilling Engineering под ред. L. W. Lake, Society of Petroleum Engineers, 2007. 1035 с.*
31. *Инструкция по глушению скважин месторождений Ямало-Ненецкого Автономного Округа с применением блокирующего раствора на основе реагента РГС-100 Краснодар, 2013.*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, utilization of associated petroleum gas, emissions into the atmosphere, liquefaction cycles, software package.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

5–7 апреля

20-я Северо-Каспийская региональная выставка

Атырау Нефть и Газ 2023

Казахстан, Атырау, проспект Абулхаир Хана, 79

7 апреля

V отраслевая конференция

Реагенты в горнодобывающей промышленности 2023

Москва

12 апреля

VI Российский энергетический саммит 2023

Москва

18–20 апреля

22-я международная выставка

РМЭФ 2023

Санкт-Петербург, Экспофорум

24–27 апреля

22-я международная выставка

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса Нефтегаз-2023

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

АПРЕЛЬ

П		2	9	16	23
В		3	10	17	24
С		4	11	18	25
Ч		5	12	19	27
П		6	13	20	28
С	1	7	14	21	29
В	2	8	15	22	30

Neftegaz.RU
номер 3/2023 г.

УДК 622.246

ЦИКЛИЧЕСКОЕ НАГНЕТАНИЕ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА

на кубинском месторождении сверхтяжелой нефти

Еремин Николай Александрович
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, д.т.н.

Клаудия Гонзалез-Вигоа
аспирант

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В СТАТЬЕ ОПИСЫВАЕТСЯ ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГНЕТАНИЯ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА В ПЛАСТ *М* (СВЕРХТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ) МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОКА-ДЕ-ХАРУКО НА КУБЕ. ОПИСАНА СУТЬ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГНЕТАНИЯ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА, ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОЛУЧЕННЫЕ ДЛЯ КАЖДОГО ИЗ ПЯТИ ВЫПОЛНЕННЫХ ЦИКЛОВ НАГНЕТАНИЯ ПАРА, В ТОМ ЧИСЛЕ КАТАЛИЗАТОРОМ, ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СКОРОСТЕЙ НАГНЕТАНИЯ ПАРА, КАК С ДОБАВЛЕНИЕМ КАТАЛИЗАТОРА, ТАК И БЕЗ НЕГО. СДЕЛАНЫ ВАЖНЫЕ ВЫВОДЫ О ПРИМЕНИМОСТИ ИННОВАЦИОННОГО МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГНЕТАНИЯ ПАРОКАТАЛИЗАТОРА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СВЕРХТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КОТОРЫЕ ШИРОКО РАСПРОСТРАНЕНЫ НА КУБЕ

THE ARTICLE DESCRIBES AN INNOVATIVE METHOD OF CYCLIC INJECTION OF A STEAM CATALYST INTO THE RESERVOIR M (EXTRA HEAVY OIL) OF THE BOCA DE JARUCO FIELD IN CUBA. THE ESSENCE OF THE METHOD OF CYCLIC INJECTION OF A STEAM CATALYST IS DESCRIBED, THE RESULTS OF THE STUDY OBTAINED FOR EACH OF THE FIVE CYCLES OF STEAM INJECTION, INCLUDING THE CATALYST, ARE PRESENTED, A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE METHOD FOR VARIOUS INJECTION STEAM RATES, BOTH WITH AND WITHOUT THE ADDITION OF A CATALYST, IS CARRIED OUT. IMPORTANT CONCLUSIONS ARE MADE ABOUT THE APPLICABILITY OF THE INNOVATIVE METHOD OF CYCLIC INJECTION OF A STEAM CATALYST FOR THE DEVELOPMENT OF SUPER-HEAVY OIL FIELDS, WHICH ARE WIDESPREAD IN CUBA

Ключевые слова: *инновационная технология, разработки месторождений, сверхтяжелая нефть, высоковязкая нефть, тепловые методы увеличения нефтеотдачи, метод циклического нагнетания пара, Куба, месторождения Бока-де-Харуко, цикл нагнетания пара, катализатор, парореагент, парокатализатор, Союз Куба-Нефть (CUPET), метод циклического нагнетания парокатализатора.*

Запасы тяжелой нефти в РФ превышают 60 млрд т. Они сосредоточены в Волго-Уральской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях. На эти регионы приходится более 93%. В общем объеме добычи нефти в России доля добычи тяжелой нефти достигает 23%. Крупнейшие месторождения тяжелых нефтей – Усинское, Русское, Ярегское, Ашальчинское и Мордово-Кармальское.

Наиболее востребованными методами в настоящее время являются методы одновременного извлечения и облагораживания тяжелой нефти. Одним из этих инновационных методов и является метод циклического нагнетания парокатализатора – это метод циклического нагнетания пара (CSS – Cyclic Steam Stimulation) с использованием никелевого катализатора на забое добывающих скважин. Инновационный метод апробируется на месторождении Бока-де-Харуко. Месторождение Бока-де-Харуко расположено на севере провинции Маябеке [1–6], и совместно разрабатывается российско-кубинскими компаниями АО «Зарубежнефть» и Союз Куба-Нефть (CUPET). Совместный проект разработки предназначен для эффективной разработки пласта М, содержащего сверхтяжелую нефть. Пласт М получил свое название от первой буквы в слове мергель, типа осадочных пород, состоящих в основном из глины и содержащих сверхтяжелую нефть. В CUPET давно открыли запасы нефти в данном пласте, но не обладали высокоэффективной технологией для его разработки. С конца 2014 года совместно с компанией АО «Зарубежнефть», которая предоставила необходимую технологию, был начат проект разработки этого месторождения с использованием циклической стимуляции паром и каталитических добавок, снижающих вязкость нефти. Метод циклической стимуляции паром, являющийся методом вторичной рекуперации, заключается в нагнетании пара в нефтенасыщенный пласт через добывающую скважину в течение определенного периода времени, затем скважина закрывается на некоторое время, чтобы обеспечить распределение тепла, а затем снова запускается в производство.

Процесс циклического каталитического паротермолиза высоковязкой нефти месторождения Бока-де-Харуко осуществляется с целью интенсификации процессов внутрипластового преобразования сверхтяжелой нефти. Прекурсор катализатора синтезировался на основе солей переходных металлов ($FeSO_4$ и $NiSO_4$) и флотогудрона. Он способствует разрыву С–С связи и снижению содержание смол и асфальтенов в сверхтяжелой нефти, улучшению физико-химических характеристик сверхтяжелой нефти и уменьшению ее вязкости [7–12].

ФАКТЫ

60 млрд т
составляют запасы тяжелой нефти в РФ

93 %
тяжелой нефти России сосредоточены в Волго-Уральской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях

Основные задачи метода циклического нагнетания парокатализатора: увеличить добычу высоковязкой нефти (битуминозной); достичь максимального извлечения высоковязкой нефти из пласта за счет применения химических и технологических методов интенсификации добычи и обеспечить достижение максимального коэффициента охвата пласта воздействием с помощью термического метода обработки призабойной зоны добывающих скважин.

Описание технологии циклического нагнетания парокатализатора

В настоящее время идет интенсивное создание инновационных методов извлечения тяжелых и сверхтяжелых нефтей с плотностью выше 870 кг/м³, обеспечивающих их облагораживание непосредственно в пласте. Это такие методы, как деасфальтизация, гидротермальное воздействие, сочетание

каталитического облагораживания и внутрипластового горения, электрообогрев пласта, циклическое нагнетание парокатализатора.

Нагнетание пара – это процесс, при котором тепловая энергия подается в нефтенасыщенный пласт за счет закачки водяного пара. Этот процесс может быть как непрерывным, так и циклическим. При непрерывной закачке пара: пар подается через систему нагнетательных скважин, в то время как нефть отбирается добывающими скважинами. Основными механизмами, способствующими вытеснению нефти, в этом типе процесса являются: тепловое расширение жидкостей в пласте, снижение вязкости нефти и паровая дистилляция, которая является наиболее значимой. Циклическое нагнетание пара в добывающие скважины состоит из трех циклов: первый – нагнетание пара в нефтесодержащий пласт; второй – закрытие скважин на время прогрева призабойных зон и третий – открытие скважин и отбор из них нефти с пониженной вязкостью и сконденсированным паром. Рассмотрим более подробно эти три цикла.

Нагнетание пара в нефтесодержащий пласт

Этот этап включает в себя закачку пара в течение двух или трех недель через скважину. Скорость закачки пара должна быть максимально возможной, чтобы предотвратить теплопотери по стволу скважины и свести к минимуму время, в течение которого скважина не эксплуатируется. Достижение максимального радиуса прогрева призабойной скважины и максимальной температуры в зоне прогрева. Давление нагнетаемого пароагента на забое скважины не должно превышать давление разрыва пласта. Объем нагнетаемого пара должен быть тем больше, чем выше вязкость нефти в пластовых условиях и ниже текущее пластовое давление.

Закрытие скважин на время прогрева призабойных зон

Этот цикл заключается в закрытии скважины на определенное время, в течение которого пар и конденсированная вода нагревают пластовую высоковязкую нефть и делают ее более подвижной в результате снижения вязкости нефти при тепловом воздействии. Продолжительность этого этапа зависит от состояния разработки месторождения на первичных режимах. На месторождениях с высоким пластовым давлением желательно, чтобы время было продолжительным, чтобы пар проходил через пористую среду и рассеивал тепло по пласту. На месторождениях с низким пластовым давлением рекомендуется не стремиться к росту коэффициента охвата призабойной зоны скважины тепловым воздействием, а стремиться использовать повышенное пластовое давление вблизи самой скважины для отбора из нее нефти.

Открытие скважин и отбора из них нефти с пониженной вязкостью и сконденсированным паром

Этот этап заключается в открытии скважины для добычи текучей нефти с пониженной вязкостью после прогрева призабойной зоны. Вначале может наблюдаться высокое содержание воды из-за того, что большая часть пара конденсируется вблизи скважины, но через некоторое время обводненность в составе скважинной продукции снижается. Этот этап завершается, если дебит падает ниже целевых показателей или добыча нефти становится нерентабельной.

ФАКТЫ

В 2014 г.

был начат проект разработки месторождения Бока-де-Харуко с использованием циклической стимуляции паром и каталитических добавок, снижающих вязкость нефти

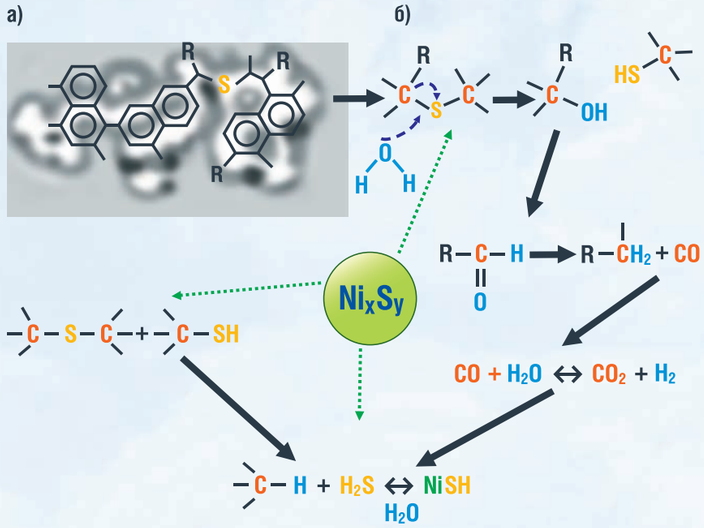
Условия применимости метода циклического нагнетания парокатализатора

Применение метода циклического нагнетания парокатализатора во многом зависит от геологических характеристик пласта с высоковязкой нефтью. В мощных крутопадающих пластах с преобладающим природным механизмом вытеснения нефти за счет гравитационного дренирования может быть осуществлено десять циклов нагнетания пара и более. В пологих пластах, где добыча нефти осуществляется на первичном режиме растворенного газа, пластовая энергия быстро истощается, что ведет к ограниченному числу циклов обработки добывающих скважин паром до трех-пяти. Нефтенасыщенная толщина пласта не должна быть менее шести метров. При меньшей толщине пласта процесс вытеснения нефти паром становится неэкономичным из-за больших потерь теплоты через кровлю и подошву залежи. Глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м из-за потерь тепла по стволу скважины, которые могут достигать 3% на каждые 100 м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности и целостности колонн. Эту глубину можно увеличить. Использование спускаемых в скважины мобильных парогенераторов позволяет вводить в разработку пласты с высоковязкой нефтью с глубиной залегания до 1700 м. Минимальная глубина зависит и от давления гидроразрыва перекрывающей породы. Абсолютная проницаемость пласта не должна быть менее 0,1 мкм^2, а темп вытеснения нефти должен быть достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подошву залежи.

Каталитический паровой термолиз

Возможное решение проблемы высокой вязкости сырой нефти может быть достигнуто за счет использования технологии каталитического парового термолиза.

РИСУНОК 1. Фрагмент молекулярной структуры асфальтенов (а) и механизм трансформации асфальтенов (б) [7]



Активная форма нефтерастворимых катализаторов формируется после паротеплового воздействия на сверхтяжелую нефть. Наиболее оптимальным с точки зрения улучшения физико-химических характеристик товарной нефти является прекурсор катализатора на основе железа. При увеличении продолжительности парокаталитической обработки значительное смолосодержание уменьшается в результате крекинга, а содержание асфальтеновых фракций увеличивается. Синтезируемый прекурсор катализатора на основе железа обеспечивает наиболее глубокую конверсию сверхтяжелой нефти, а именно, снижает содержание высокомолекулярных компонентов нефти. Циклическое нагнетание парокатализатора обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, способствует трансформации асфальтенов, см. рис. 1, и увеличивает коэффициент извлечения нефти [7–12].

Рассматриваемый метод улучшает характеристики пластовой нефти с помощью добавки наночастиц катализатора; увеличивает извлечение тяжелой нефти; улучшает характеристики перекачиваемой нефти по трубопроводам; снижает вязкость сырой нефти на забое скважины, что улучшает условия ее отбора из скважины.

ФАКТЫ

870 кг/м^3

и выше составляет плотность нефти, на добычу и облагораживание в пласте которых направлены разрабатываемые сегодня технологии

Анализ результатов метода циклического нагнетания парокатализатора в скважине БХ-3

Скважина БХ-3 была пробурена в 2014 году на глубину 709 м с искусственным забоем 686,8 м. Интервалы вскрытия пласта М: 652–639 и 630–600 м.

Первый цикл. 10 сентября 2015 года был запущен 1-й цикл с закачкой 2860 тонн пара, после 2 дней выдержки скважина работала в течение 60 дней (из них 4 дня фонтанировала). Результаты первого цикла представлены в таблице. Этот первый цикл показал, что с помощью нагнетания пара можно отбирать вязкую нефть из пласта М.

Второй цикл. Затем было решено выполнить 2-й цикл с увеличенным количеством пара (6030 тонн). Этот 2-й цикл продемонстрировал производственный потенциал скважины, количество пара было увеличено в два раза, но и добыча нефти также увеличилась в два раза, при сохранении аналогичного паронефтяного отношения (ПНО) – 14 т/м^3, хотя и намного выше целевого ПНО 4–5 т/м^3.

Третий цикл. После результатов, полученных на скважине БХ-2, принимается решение о вскрытии этих же пород на скважине БХ-3. На скважине была проведена 29.11.2018 г. дополнительная перфорация (630–639 м, 652–671 м) трещиноватых пород с высокой плотностью и проницаемостью при низкой насыщенности нефтью с целью оценки влияния этого метода на эффективность их выработки путем термообработки паром. 08.12.2018 г. была начата третья паровая термообработка скважины БХ-3 с закачкой 6000 тонн. Скважина работала фонтанным способом 16 дней, и в общей сложности отбор нефти производился в течение 100 дней со средним дебитом 11 м^3/сут сырой нефти. Этот цикл продемонстрировал важность термообработки паром пород с высокой плотностью трещин. Он позволил при том же количестве пара увеличить добычу нефти более чем в три раза при ПНО 5,35 тонн/м^3, см. рис. 2. Этот результат имеет большое стратегическое значение для будущего проекта.

Четвертый цикл. Одной из основных проблем в этом проекте является высокая вязкость сырой нефти (+ 35500 сПз). Четвертый цикл был принят за базовый цикл для сравнения с пятым циклом с использованием катализатора. Результаты четвертого парового цикла продемонстрировали, что при аналогичных параметрах нагнетания пара от цикла к циклу добыча нефти снижается, в данном случае снижение составило 22%. Но параметры эффективности были приемлемыми, и в четвертом цикле был относительно низкий процент содержания воды в составе продукции, см. рис 1.

ТАБЛИЦА 1. Результаты пяти циклов обработки скважины БХ-3, последний пятый цикл с катализатором

Скважина	Цикл	Пар (т)	Начало цикла	Конец цикла	Q жидкость (м³)	Q нефть (т)	% воды	ПНО* (т/м³)
БХ-3	I	2860	октябрь-15	декабрь-15	273,6	210,3	23,1	13,6
	II	6030	февраль-16	май-16	675,4	428,8	36,5	14,0
	III	6000	декабрь-18	май-19	1871,7	1121,7	40,0	5,3
	IV	6000	июнь-19	ноябрь-19	1880,5	868,0	53,8	6,9
	V	Кат. + 6000	ноябрь-19	май-20	2435,5	1159,2	52,4	5,1
Общий	5	20890	–	–	7136,8	3788,1	46,9	5,5

* ПНО – паронефтяное отношение.

РИСУНОК 2. Накопленный отбор жидкости на 3, 4 и 5 циклах, последний с катализатором

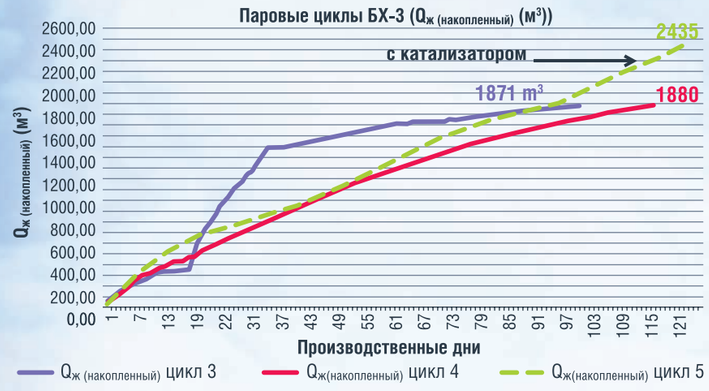
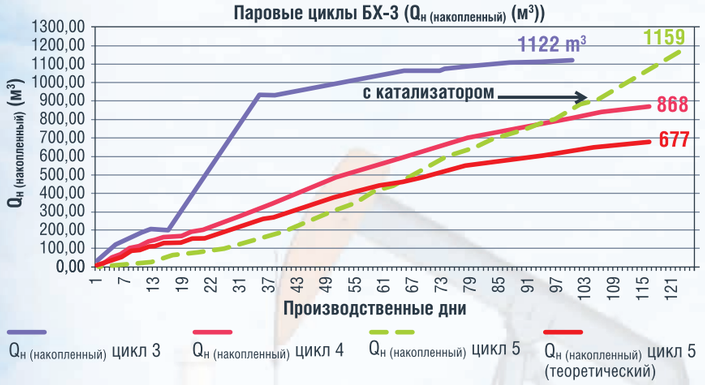


РИСУНОК 3. Накопленный отбор нефти на 3, 4 и 5 циклах, последний с катализатором, где красная кривая Q н (накопленный) цикл 5 (виртуальный или расчетный) означает величину добычи, которую скважина должна была достичь в 5-м цикле без катализатора



Пятый цикл (каталитический водный термолиз). 25 ноября 2019 года закачивается редуктор снижения вязкости (никелевый катализатор) плюс растворитель, а 29 ноября начинается закачка 6000 тонн пара до 23 декабря, 24 декабря скважина открывается и работает в восходящем режиме в течение 20 дней, производя 78 м³ нефти с процентным содержанием вода 94%, по состоянию на 30 апреля скважина проработала более 122 дней, параметры улучшались, процент оставался на уровне около 25% и поддерживал стабильную добычу 12 м³/сут сырой нефти.

ФАКТЫ

1200 м

– максимальная глубина залегания пласта для применения метода циклического нагнетания парокатализатора

Количественные результаты пятого цикла очевидны. Действие катализатора на высоковязкую сырую нефть пласта М привело к приросту добычи нефти; снижению вязкости сырой нефти; улучшению ее подвижности и качественного состава (рост содержания насыщенных и ароматических веществ) и увеличению коммерческой стоимости товарной продукции.

В пятом цикле с использованием никелевого катализатора отмечен рост продолжительности отбора рентабельной нефти. Скважина работала дольше – 122 дня, тогда как ранее продолжительность рентабельной добычи на скважине была меньше 100 и 116 дней соответственно, на третьем и четвертом циклах.

В пятом цикле с катализатором скважина проработала более 122 рабочих дней и отобрала на 291 тонну больше предыдущего четвертого цикла (прирост на 33%) и на 482 тонны больше виртуального пятого цикла без катализатора (прирост на 71%). Кривая накопленной добычи нефти на рис. 3 показывает, что с 30-го дня накопленный отбор нефти резко возрастает.

Как видно из рис. 4, наблюдается обратная тенденция кривых процентного содержания воды и кривой среднесуточной добычи: процентное содержание воды уменьшается, а средняя добыча сырой нефти увеличивается в пятом цикле с катализатором.

В цикле с катализатором наблюдается тенденция к увеличению среднесуточной добычи сырой нефти, см. рис. 5. Эта тенденция не была отмечена в других циклах.

РИСУНОК 4. Динамика среднесуточной добычи сырой нефти (м³/сут) и процентного содержания воды для цикла 5 с катализатором

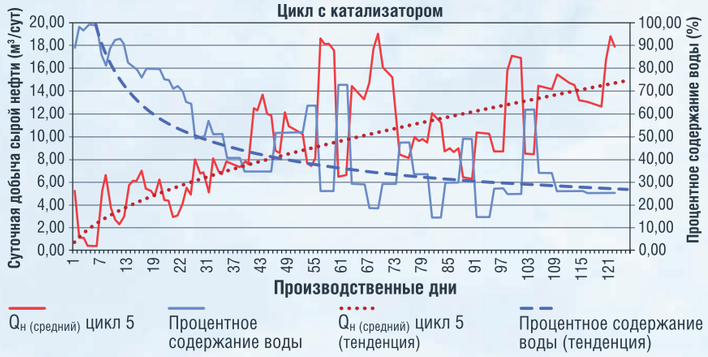


РИСУНОК 5. Динамика среднесуточной добычи сырой нефти (м³/сут) для циклов 3, 4 и 5

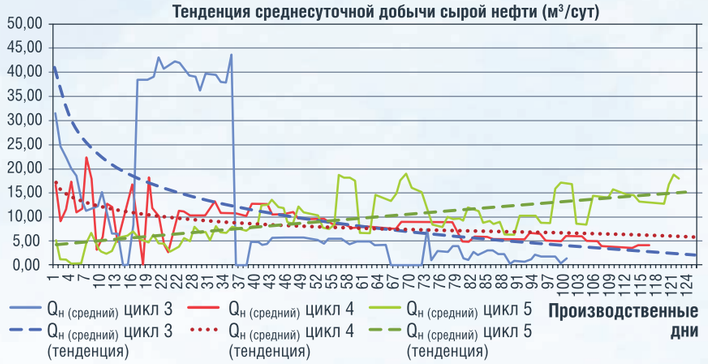
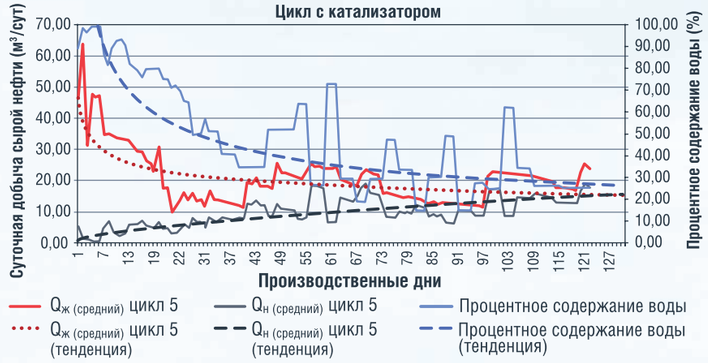


РИСУНОК 6. Динамика среднесуточной добычи жидкости (м³/сут), сырой нефти (м³/сут) и процентного содержания нефти (%) для пятого цикла с катализатором



Как видно из рис. 6, наблюдается тенденция к снижению процентного содержания воды и стабилизации среднего отбора жидкости на уровне 20 м³/сут, что приводит к увеличению среднесуточной добычи нефти.

Выводы

Проведенное исследование применения метода циклического нагнетания парокатализатора в скважине БХ-3 показывает высокий нефтяной потенциал скважины БХ-3 при эксплуатации пласта М с высоковязкой нефтью. В цикле снижения вязкости (катализатора) наблюдается: увеличение продолжительности рентабельной добычи нефти на скважине; значительный рост накопленной добычи нефти; снижение содержания воды в добываемой продукции; увеличение среднесуточной добычи нефти и положительная динамика снижения паронефтяного отношения (ПНО) до 5,15 т/м³. ●

ФАКТЫ

Более 122

рабочих дней проработала скважина с катализатором в пятом цикле, прирост составил 33%

Литература

1. *Álvarez Castro, J., G. Barceló Carol, J.O. López Quintero, et al. Furrazola, G., R.A. González, A.M. Recio, et aL. Léxico estratigráfico de Cuba. La Habana, Instituto de Geologia y Paleontologia, 1994a. 57–58.*
2. *López Acosta, S., R. Rodriguez, A.Espeso. Informe geó logo-geofisico sobre la interpretación 3D de los sectores Boca de Jaruco-Sta Cruz y Bacuranao 7A-. La Habana, DIGICUPET, 2005. 1–19.*
3. *López, J.G., J. Álvarez Castro, S. Valladares, ET AL. The Geology and Hidrocarbon Potencial of the Republic of Cuba. La Habana, SPT/CUPET, 1993.*
4. *López, S., S.Valladares, R.Socorro, ET AL. Proyecto 2612 Reservorios del Terciario Inferior en la Franja Norte Cubana. Etapa III Modelo estructural y trampas del Terciario en la Franja Norte Cubana. La Habana, Centro de Investigaciones del Petróleo 2005. 7–27.*
5. *Evaluación del potencial de exploración del Bloque #7. Región Habana-Matanzas. La Habana, Centro de Investigaciones y Desarrollo del Petróleo (C.I.D.P), 1994.*
6. *Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., Botett, J., Garcia, L., & Rodriguez, H. (2018). Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. Revista Fuentes El Reventón Energético, 16(2), 91–107. https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007.*
7. *Технология каталитического акватермолиза на месторождении Бока де Харуко: от идеи до практического применения / С.И. Кудряшов, И.С. Афанасьев, А. В. Соловьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 37–41. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-9-37-41. – EDN EBKNWL.*
8. *Петрухина, Наталья Николаевна. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.17.07 / Петрухина Наталья Николаевна; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. – Москва, 2014. – 26 с.*
9. *Changes in hydrocarbon content of heavy oil during hydrothermal process with nickel, cobalt, and iron carboxylates / L. Foss, G. Kayukova, G. Romanov [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 169. – P. 269–276. – DOI 10.1016/j.petrol.2018.04.061. – EDN XXEVTF.*
10. *Превращения углеводородов тяжелой нефти Ашальчинского месторождения в условиях каталитического акватермолиза / Г.П. Каюкова, Л.Е. Фосс, Д.А. Феоктистов [и др.] // Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – № 4. – С. 394–402. – DOI 10.7868/S0028242117030066. – EDN ZCRVFT.*
11. *Дмитриев Д.Е. Химические превращения смол и асфальтенов тяжелых нефтей. Дис. на соискание канд. хим. наук. 02.00.13. Томск: Институт химии нефти СО РАН, 2010. 123 с.*
12. *Влияние катализаторов акватермолиза на внутрипластовое преобразование тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бока де Харуко / Ф.А. Алиев, И.Ш.С. Салих, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин // Вестник Технологического университета. – 2018. – Т. 21. – № 10. – С. 46–49. – EDN YPMGWL.*

KEYWORDS: *innovative technology, field development, extra-heavy oil, high-viscosity oil, thermal methods of enhanced oil recovery, cyclic steam injection method, Cuba, Boca de Jaruco fields, steam injection cycle, catalyst, steam agent, steam catalyst, Union Cuba-Neft (CUPET), catalyst cycling method.*

Neftegaz.RU
номер 3/2023 г.

УДК 622.248

МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕЙ В ПРОТОЧНЫХ КАНАЛАХ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

при откачке многофазных сред

Цой Ольга Алексеевна
аспирант

Сулейманов Махсуд Абдурахим угли
аспирант

Вербицкий Владимир Сергеевич
к.т.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПРИВОДИТСЯ АНАЛИЗ ПРИЧИН И ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОЦЕССА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ЭЛЕМЕНТАХ ДОБЫВАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. НА ОСНОВЕ ДАННЫХ О РАБОТЕ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, РАЗЛИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРОВЕДЕНЫ КАЧЕСТВЕННЫЕ АНАЛИТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ, ПОКАЗЫВАЮЩИЕ РИСК ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ ПО УТОЧНЕННОЙ МЕТОДИКЕ ОДДО-ТОМСОНА. АЛЬТЕРНАТИВОЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ И ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА СКВАЖИНЫ ЯВЛЯЮТСЯ ФИЗИЧЕСКИЕ ПОЛЯ, В ЧАСТНОСТИ АКУСТИЧЕСКИЕ. ОДНАКО МЕХАНИЗМ ВОЗДЕЙСТВИЯ АКУСТИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НА ПРОЦЕСС СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ НЕ ДО КОНЦА ИЗУЧЕН, В СВЯЗИ С ЧЕМ СУЩЕСТВУЕТ НЕСКОЛЬКО ГИПОТЕЗ ПРИНЦИПА РАБОТЫ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ВОЛН В УСЛОВИЯХ ДИНАМИЧЕСКОГО СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ

THE ANALYSIS OF THE CAUSES AND CONSEQUENCES OF THE PROCESS OF SALT DEPOSITION ON THE ELEMENTS OF THE PRODUCTION SYSTEM OF OIL AND GAS FIELDS IS GIVEN. BASED ON DATA ON THE OPERATION OF WELLS EQUIPPED WITH ESPS, VARIOUS FIELDS IN WESTERN SIBERIA, QUALITATIVE ANALYTICAL CALCULATIONS WERE CARRIED OUT SHOWING THE RISK OF SALT PRECIPITATION ACCORDING TO THE REFINED ODDO-TOMSON METHOD. PHYSICAL FIELDS, IN PARTICULAR ACOUSTIC FIELDS, ARE AN ALTERNATIVE TO THE USE OF SALT DEPOSITION INHIBITORS AND CHANGES IN THE TECHNOLOGICAL REGIME OF THE WELL. HOWEVER, THE MECHANISM OF THE INFLUENCE OF ACOUSTIC FIELDS ON THE PROCESS OF SALT FORMATION IS NOT FULLY UNDERSTOOD, AND THEREFORE THERE ARE SEVERAL HYPOTHESES OF THE PRINCIPLE OF OPERATION OF ULTRASONIC WAVES IN CONDITIONS OF DYNAMIC SALT FORMATION

Ключевые слова: *солеотложение, метод Оддо-Томсона, месторождения Западной Сибири, УЭЦН, предотвращение солеотложения, физические поля, ультразвук.*

Процесс солеобразования в различных элементах добывающей системы является одним из основных осложнений в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Большинство нефтяных месторождений в России находятся в завершающей стадии разработки, при этом скважины эксплуатируются глубинными насосами. Завершающая стадия разработки нефтяного месторождения характеризуется осложненными условиями добычи нефти, например: увеличение глубины подвески оборудования, изменение термобарических условий в скважине, повышение обводненности и изменение химического состава воды. Все это приводит к интенсификации процесса солеобразования в призабойной зоне скважины и в элементах внутрискважинного оборудования.

Большинство нефтедобывающих компаний Западной Сибири отмечают ежегодную тенденцию роста фонда скважин, осложненных фактором солеотложений. Процентное соотношение между скважинами, осложненных выпадением солей и всего действующего фонда в ОАО «Самаранефтегаз» – 13%, ОАО «Ноябрьскнефтегаз» – 37%, ОАО «Лукойл-Западная Сибирь» – 24%, ОАО «Самотлорнефтегаз» – 14,6%, ООО «РН-Юганскнефтегаз» – 36%, ООО «РН-Пурпенефтегаз» – 28% [10].

Многие авторы на протяжении последних десятилетий изучают физические процессы выпадения солей, с учетом формулирования методов прогнозирования солеотложений в скважинном оборудовании.

Практически все пластовые воды с минерализацией выше 300 г/л необходимо проверять на вероятность выпадения галита в различных элементах добывающей системы, которые характеризуются динамикой изменения термобарических условий, особенно активно выпадение галита возможно в поверхностных условиях при максимальном разгазировании. Снижение давления до атмосферного и температуры до стандартной величины приводит к интенсивности кристаллизации хлорида натрия.

На процесс интенсификации осаждения галита влияет выделение растворенного в нефти газа. Газовые пузырьки обладают повышенной влагоемкостью, они «отнимают» чистую воду из природного рассола, концентрируя его. Если дегазация нефти начинается еще в пласте или вблизи забоя скважины, то практически на всем пути подъема воды до устья скважины имеются условия для концентрации пластового рассола [7]. Аналитические методики прогнозирования выпадения хлоридов в настоящий момент не разработаны, поэтому прогноз ведется по результатам замера минерализации, концентраций ионов и косвенным признакам.

ФАКТЫ

300 г/л

– предел минерализации, выше которого необходимо проверять пластовые воды на вероятность выпадения галита в различных элементах добывающей системы, которые характеризуются динамикой изменения термобарических условий

В работе [12] показано, что на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (ВЧНГКМ) добывается нефть и попутная вода с высоко минерализованным раствором хлоридов натрия, калия, кальция и магния. Количественные показатели минерализации добываемой попутной воды зависят от количественного состава ионов пластовой и закачиваемой (в системе ППД) воды, причем закачиваемая вода контактирует с засоленным коллектором галитом, который, растворяясь в пластовых условиях в закачиваемой воде, выносится из недр в виде растворов. В процессе эксплуатации скважин на ВЧНГКМ нередки случаи образования галитных «пробок» в стволе скважин. Как правило, в результате прорыва в добывающих скважинах закачиваемой воды, при эксплуатации добывающих скважин погружными

электроцентробежными насосами, обнаружили наличие галита в рабочих элементах насоса (после демонтажа насосной установки). Опытным путем [12] достигли положительного результата декольматации рабочих элементов погружного насоса путем промывки пресной водой (прямая промывка при нагнетании пресной воды в затрубное пространство до приема насоса) с последующей прокачкой горячей нефтью с целью предупреждения образования газовых гидратов и обеспечения запуска насоса при его наполнении нефтью с плотностью меньшей, по сравнению с плотностью пресной воды, при этом желательно запуск насоса производить при щадящей прокачке горячей нефти в затрубное пространство, чтобы исключить срыв подачи насоса из-за высокого противодавления столба пресной воды над насосом в насосно-компрессорных трубах.

Авторы [12] указывают, что на основе анализа промысловых данных подтверждается закономерность образования галита в соответствии с критериями, опубликованными в работе [7]:

- галиты образуются при наличии высоко минерализованных рассолов в пластовых водах до 600 г/л;
- снижение давления и температуры способствует выпадению галита;
- выделение растворенного газа из нефти в призабойной зоне скважин способствует интенсивности выпадения галита.

Дополнительно авторами [12] отмечено, что в случае накопления воды на забое скважины при малых числах Рейнольдса движения нефти в потоке трехфазной смеси происходит формирование кристаллов солей галита. В подтверждение данного обстоятельства может служить наблюдение: солевые пробки галита образуются в элементах насосного оборудования и фонтанной арматуры сразу после промывки скважин нефтью, т.е. в процессе закачки нефти в затрубное пространство скважины на дневную поверхность поднимается пластовая вода со сформировавшимися кристаллами солей в процессе исторического накопления пластовой воды на забое и в призабойной зоне скважины. На основе достигнутого положительного опыта при проведении промысловых исследований авторами [12] предлагается эксплуатировать скважины, продукцией которых является нефть с обводнением высокоминерализованной водой, погружными электроцентробежными насосами при проведении периодической промывки не менее двух раз в месяц. С практической точки зрения представляет интерес экспериментальная проверка образования кристаллов солей галита на рабочих элементах насоса, с моделированием промывки пресной водой при различных термобарических условиях.

Из сульфатных солей наиболее распространенным при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений является гипс ($CaSO_4 \times 2H_2O$), который при высоких температурах проявляется в модификации бассанита ($CaSO_4 \times 0{,}5H_2O$) и ангидрита ($CaSO_4$). Менее распространенными, но наиболее трудно удаляемыми солями являются барит ($BaSO_4$) и целестин ($SrSO_4$). Существует множество методик определения выпадения сульфатных солей, такие как: метод Э.Е. Лондона, метод Х.А. Стиффа и Л.Е. Дэвиса,

ФАКТЫ

Раствор каустической соды

в борьбе с отложениями гипса дает положительный результат при декольматации кристаллов солей гипса в погружном насосном оборудовании, но в процессе обработки скважин наблюдается побочный отрицательный эффект

метод Ю.П. Гаттенбергера и В.П. Дьяконова, метод Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона, метод В. Е. Кащавцева и др. [7]. Однако каждая из методик имеет свои ограничения и диапазон применимости, а некоторые предоставляют только качественный результат выпадения солей, например – метод прогнозирования солеотложений Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона (далее по тексту метод Оддо-Томсона).

В процессе обводнения добывающих скважин ВЧНГКМ наблюдается образование солей гипса в погружном насосном оборудовании, в насосно-компрессорных трубах (НКТ), в устьевой арматуре [11]. На примере одной из скважин ВЧНГКМ рассмотрим способ химической обработки скважины. Скважина Х052 ВЧНГКМ эксплуатировалась при минимальных значениях обводненности менее 5% по объему, при этом наблюдалось выпадение галита, методом промывки пресной водой удавалось восстановить циркуляцию и режим работы погружного насоса, но при увеличении обводненности промывки пресной водой не приносили эффекта. Данное обстоятельство было связано с образованием в глубиннонасосном оборудовании нерастворимых в воде солей. Кислотная обработка скважины 12%-ным раствором соляной кислоты результата не принесла. Следующий этап обработки скважины пришелся на закачку 15%-ного раствора каустической соды в объеме 4 м^3, результат положительный [11].

Борьба с отложениями гипса с использованием раствора каустической соды дает положительный результат при декольматации кристаллов солей гипса в погружном насосном оборудовании, однако в процессе обработки скважин наблюдается побочный отрицательный эффект – повышается интенсивность коррозионной активности образовавшейся в результате реакции щелочи с металлическими компонентами погружного оборудования и скважины. Для снижения коррозионной активности в процессе обработки скважины раствором каустической соды научный интерес представляет способ акустической обработки скважины (насосного оборудования) с одновременной химической обработкой раствором каустической

ТАБЛИЦА 1. Изменение параметров нефти в нефтепроводе

Месторождение	Средняя обводненность, %	Средняя минерализация, мг/дм^3	Давление насыщения нефти газом, МПа	Температура пласта, °С	Газовый фактор, м^3/т	Плотность нефти, г/см^3
№ 1	48	15396	11,1	76,3	57,7	0,868
№ 2	76	16424	9,2	74	36	0,880
№ 3	83	18776	4,9	67,4	49,3	0,855
№ 4	74	33147	10,6	95,8	118,0	0,829
№ 5	75	10922	8,2	90,7	81,8	0,875
№ 6	86	39812	13,0	80	122	0,830
№ 7	86	36458	12,7	88	100	0,849

соды малой концентрации, а в некоторых случаях – без применения химических методов обработки.

В отличие от сульфатных солей выпадение карбонатов, в частности – наиболее распространенного карбоната кальция, определяется наличием диоксида углерода (CO_2), что значительно осложняет прогноз. Диоксид углерода растворяется в воде с образованием угольной кислоты (H_2CO_3), которая в свою очередь диссоциирует с образованием солеобразующих гидрокарбонатного иона-HCO_3 (по первой ступени диссоциации) и карбонатного иона-CO_3 (по второй ступени диссоциации). Вследствие этого возникают различные подходы к прогнозным оценкам образования карбонатных осадков. Для оценки выпадения карбонатных солей также существуют различные методики: метод Х.А. Стиффа и Л.Е. Дэвиса, расчетный метод с использованием данных С.С. Заводнова, метод Г.П. Волобуева и Л.Е. Сокирко.

Анализ и сравнение существующих аналитических методов прогнозирования солеобразования показал высокую сходимость с фактическими данными методики Оддо-Томсона с уточненными коэффициентами для основных нефтегазовых провинций России [7].

Солеотложение в проточных элементах электроцентробежных насосов приводит к ухудшению напорно-энергетических характеристик вследствие увеличения сил трения в деталях, температуры и ухудшения теплообмена, а также сужения поперечного сечения проточных каналов рабочих органов. Стендовые испытания ступени ЭЦН показали уменьшение напора и КПД на 10–15% и 3–5% соответственно при толщине отложений не превышающей 0,15 мм [6]. Ухудшение подачи насоса может привести к перегреву электродвигателя и его преждевременному отказу. Отложения на поверхности ПЭД приводят к снижению коэффициента теплопроводности и, как следствие, к перегреву двигателя. На Ватьеганском месторождении на долю солеотложения приходится порядка 13% от общего количества преждевременных отказов при эксплуатации глубины насосными установками [8].

Для погружного оборудования наибольшую опасность с точки зрения коррозии ЭЦН и ПЭД представляет процесс выпадения солей карбонатов кальция, которые приводят к процессу мейза-коррозии, характеризующегося высокими скоростями – до 45 мм/год [5]. Мейза-коррозия характеризуется

ФАКТЫ

13%

от общего количества преждевременных отказов на Ватьеганском месторождении приходится на долю солеотложения при эксплуатации насосными установками

значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений, которые чередуются с участками металла, не затронутыми коррозией. Осаждаясь на поверхности металла, карбонат кальция превращает их в катодные зоны. Там, где солеотложение отслаивается из-за турбулентности потока, механических деформаций и др., возникают анодные зоны, которые начинают интенсивно корродировать с образованием язв.

На основе данных о работе скважин различных месторождений Западной Сибири проведены качественные аналитические расчеты, показывающие риск выпадения солей по уточненной методике Оддо-Томсона (анализируемые скважины оборудованы УЭЦН).

Методика Оддо-Томсона заключается в расчете индекса насыщения SI по результатам шестикомпонентного анализа проб попутной воды:

$$SI = \lg\left(\left[Kt^+\right] \times \left[An^-\right]\right) - \lg\left(K_{KtAn}\right),$$

где $\left[Kt^+\right] \times \left[An^-\right]$ – произведение фактических концентраций солеобразующих катиона и аниона в молях.

$$-\lg\left(K_{KtAn}\right) = a + bT + cT^2 + dP + e\mu^{0,5} + f\mu + g\mu^{1,5} + hT\mu^{0,5}$$

где T – температура в °С;
P – давление абсолютное в МПа;
μ – ионная сила раствора, моль;
a, b, c, d, e, f, g, h – коэффициенты по результатам аппроксимации зависимости константы K_{KtAn} для нефтей, добываемых на основных нефтегазовых провинциях России [7].

Краткая характеристика месторождении представлена в таблице 1.

РИСУНОК 1. Процентное соотношение выпадения кальцита для исследуемой группы месторождений Западной Сибири

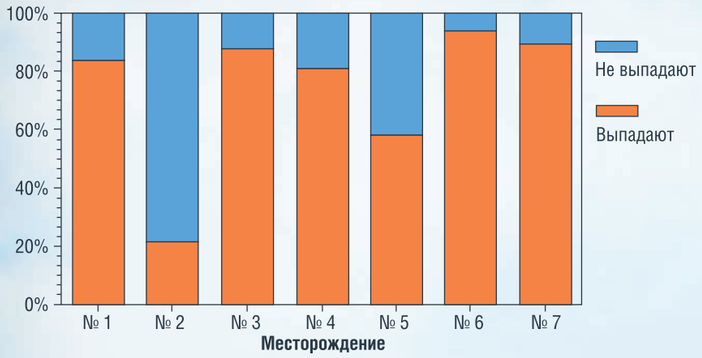


РИСУНОК 2. Зависимость выпадения кальцита от параметров на приеме ЭЦН для месторождения № 1

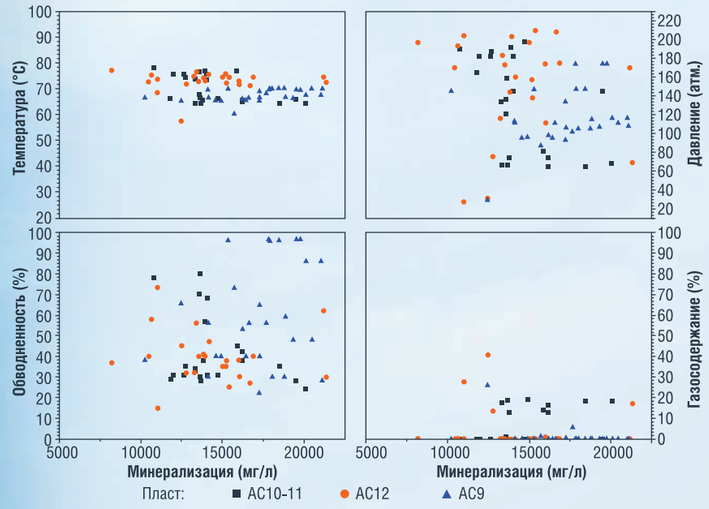
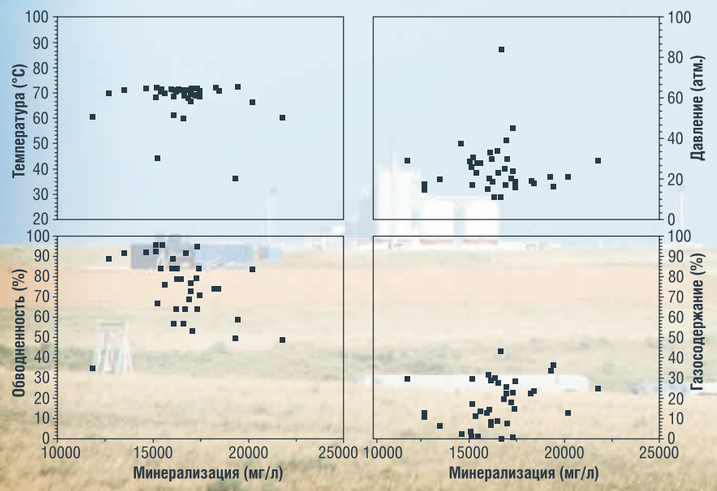


РИСУНОК 3. Зависимость выпадения кальцита от параметров на приеме ЭЦН для месторождения № 2



Аналитический расчет проводился для солей гипса, бассанита, ангидрида, барита, кальцита, целестина и сульфата магния. Для исследуемой группы месторождений данные аналитического расчета выпадения солей выявили образование осадков солей карбоната кальция.

На рисунке 1 приведены результаты расчета осадкообразования карбонатов на основе 585 отобранных проб за период с сентября 2020 г. по июль 2021 г.

По результатам расчета на многих исследуемых месторождениях существует высокий риск отложения кальцита в скважинах на глубине подвески погружного насоса.

На рисунках 2–8 представлены кривые, характеризующие технологические условия эксплуатации исследуемых скважин, в которых спрогнозирован риск выпадения солей.

Как видно из представленных графиков (рисунки 2–8), выпадение кальцита наблюдается при повышенной температуре (выше 60 °С) в условиях разгазирования и низких забойных давлений, что непосредственно связано с наличием растворенного углекислого газа в воде (рисунок 9).

Оперативный контроль показателей добычи нефти из скважин в современных условиях является неотъемлемым атрибутом мониторинговой деятельности нефтяной компании, однако определение фактора риска образования солеотложений в скважине является одним из важнейших и требует создания простых и надежных инструментов по прогнозированию солеотложения и предупреждения, борьбы с образованием солей в скважинных условиях.

Поиски эффективного метода предотвращения солеобразования ведутся последние полвека отечественными и зарубежными учеными, однако до сих пор не получилось найти универсальный способ. На данный момент широкое распространение получили следующие методы борьбы с отложением солей:

- использование ингибиторов солеотложения;
- изменение технологического режима работы скважины;

РИСУНОК 4. Зависимость выпадения кальцита от параметров на приеме ЭЦН для месторождения № 3

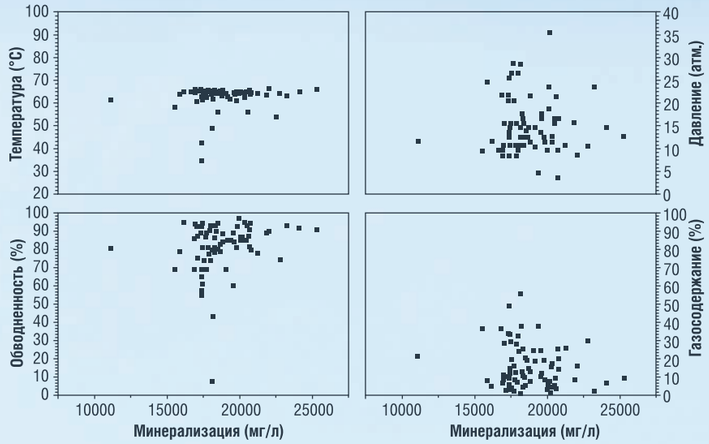


РИСУНОК 5. Зависимость выпадения кальцита от параметров на приеме ЭЦН для месторождения № 4

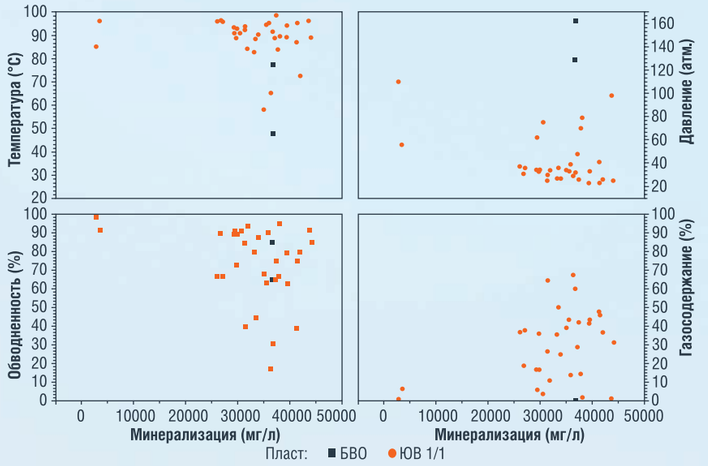
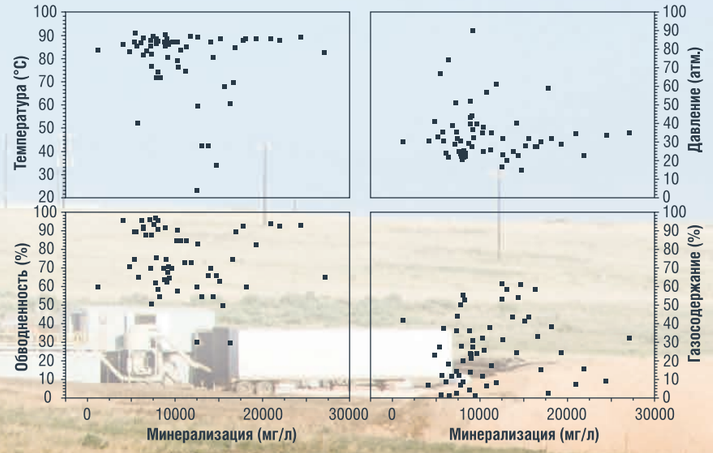


РИСУНОК 6. Зависимость выпадения кальцита от параметров на приеме ЭЦН для месторождения №5



- физико-химические методы очистки скважин и погружного оборудования.

Физико-химические методы направлены на удаление образовавшихся кристаллов солей и в большей степени используются для очистки призабойной зоны скважины (проведение кислотных ванн) и внутреннего пространства лифтовых труб (применение скребков). Изменение технологического режима работы скважины приводит к изменению термобарических условий в скважине, что приводит к изменению условий отложения солей. Однако на практике диапазон, в котором можно изменить технологический режим работы скважины, не всегда удовлетворяет стратегическим задачам нефтепромысла. Применение ингибиторов солеотложений имеет широкое распространение вследствие доступности и простоты их доставки до места образования солеотложений, однако ингибиторы имеют ограниченные диапазоны применимости в зависимости от химического состава вод и термобарических условий, что требует непрерывного и оперативного контроля эффективности ингибитора.

В последнее время научным сообществом ведется поиск альтернативных и экологических технологий борьбы с солеобразованиями. Одной из перспективных технологий является метод акустического воздействия на добываемый поток скважинной жидкости. Акустические методы по сравнению с химическими методами являются экологически безопасными, простыми в управлении, экономичными. Эффективность акустических методов зависит от многих параметров эксплуатации скважины.

При магнитной обработке жидкостей применяются специальные аппараты, представляющие систему постоянных магнитов или электромагнитов. Действие магнитного поля направлено на изменение кристаллической структуры растворенных солей, в результате чего снижается скорость коагуляции.

РИСУНОК 7. Зависимость выпадения кальцита от параметров на приеме ЭЦН для месторождения № 6

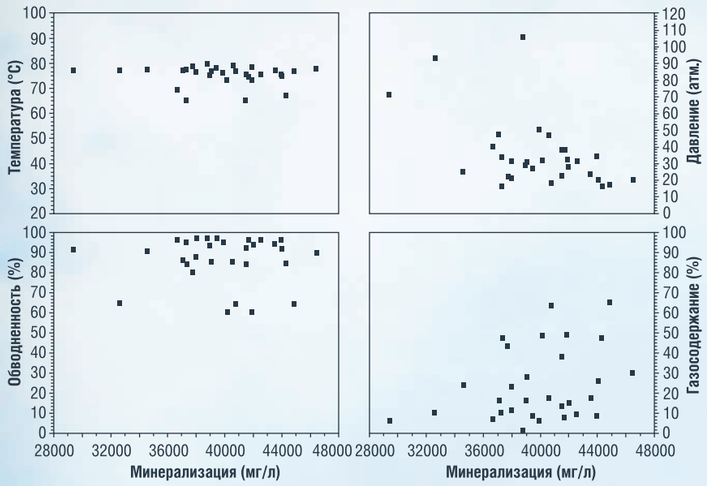


РИСУНОК 8. Зависимость выпадения кальцита от параметров на приеме ЭЦН для месторождения № 7

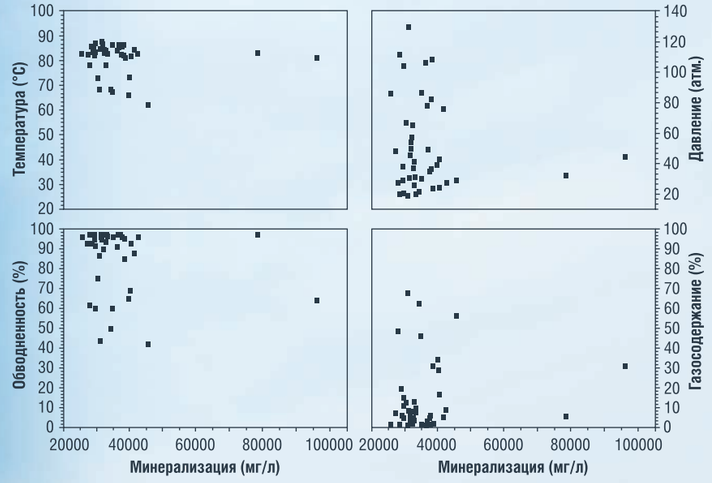
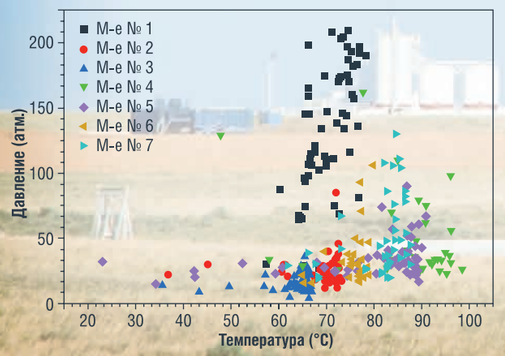


РИСУНОК 9. Обобщенная зависимость выпадения кальцита от термобарических условий на приеме ЭЦН для различных месторождений Западной Сибири



ФАКТЫ

Магнитное поле

действует на изменение кристаллической структуры растворенных солей, в результате чего снижается скорость коагуляции

Таким образом, не происходит осаждение крупных солевых осадков, а имеющиеся частицы коагулянта с добываемой нефтью образуют мелкодисперсную систему и легко выносятся на поверхность. Положительным аспектом применения магнитной обработки является простая конструкция аппаратов.

К недостаткам способа магнитной обработки жидкости можно отнести низкую надежность прогнозного метода оценки эффективности. В исследованиях автора [5] в большинстве случаев оборудование по проведению обработок магнитным полем, установленное в рамках опытно-промышленных испытаний, показывало эффективность на уровне статистической погрешности исследований. В то же время лабораторные исследования в динамических условиях и опытно-промысловые испытания наносекундного импульсного электромагнитного воздействия на скважинную продукцию показали положительные результаты [4, 9]. Необходимо отметить, что данное направление только на пути своего становления и говорить о массовом распространении электромагнитного воздействия пока рано.

Одной из форм акустического воздействия является применение ультразвуковых волн. Ультразвук используется в самых разных процессах в химической и смежных отраслях промышленности. Следует различать «высокочастотный ультразвук» и «силовой ультразвук». «Высокочастотный ультразвук» в диапазоне от 2 до 10 МГц обычно используется в системе цифровых измерений параметров. «Силовой ультразвук» находится в диапазоне от 20 до 100 кГц и используется для очистки, сварки пластмасс, а также для звукохимии [3]. Для предотвращения отложении солей предлагается использовать ультразвук нижнего диапазона (8–16 кГц) [1].

Существует несколько гипотез принципа работы ультразвуковых волн в условиях динамического солеобразования. Первая из них основывается на воздействии создаваемых колебаний на центры кристаллизации, в результате чего интенсивность образования солей резко снижается. Акустическое поле изменяет кристаллическую структуру солей, как следствие, размеры частиц уменьшаются, и снижается количество осадков солей на поверхности оборудования [13]. В другой гипотезе считается, что кавитация является физической причиной ультразвуковой чистки [2]. За счет ультразвуковых волн в жидкости создаются узлы высокого и низкого давлений.

В зонах низкого давления могут образовываться маленькие пузырьки, наполненные газом или паром. Образованные пузырьки растут, пока не достигнут критического диаметра, после которого они разрываются. Если газовый пузырек разрывается около поверхности раздела фаз, то схлопывание происходит асимметрично и создается струя жидкости в направлении поверхности, достигая скорости до 400 м/с, что может действовать как абразивная сила. Симметричные ударные волны генерируются из-за взрыва пузырьков, расположенных в объеме среды, однако их воздействие на поверхность имеет незначительный эффект из-за быстрого затухания.

По другой гипотезе формирование газовых пузырьков в жидкости приводит к образованию границы раздела «пар – жидкость», которая ведет себя как центр кристаллизации, что приводит к объемной кристаллизации солей [5]. Образовавшиеся в результате акустического воздействия кристаллы взвешены в объеме жидкости и не кристаллизуются на поверхности оборудования. Интенсивный массоперенос к поверхности растущих во взвешенном состоянии кристаллов за счет перемешивания жидкости в акустическом поле приводит к снижению пересыщения раствора, образованию мелких кристаллов, которые выносятся с потоком жидкости. Данная гипотеза косвенно подтверждается исследованиями минерализованной воды в пористой среде, предварительно обработанной ультразвуком [1].

В литературе также встречаются случаи бескавитационной очистки поверхности оборудования от кристаллов солей вследствие того, что гидростатическое давление препятствует процессу кавитации и по мере увеличения гидростатического давления кавитация уменьшается до полного исчезновения.

В то же время при отсутствии отложений солей на поверхности металла, кавитация может привести к образованию каверн на поверхности и снизить прочностные свойства оборудования.

Из-за сложных процедур в сильно нелинейных кавитационных полях и того факта, что связь между кавитацией и ее очищающим эффектом до сих пор не изучена, большинство ультразвуковых систем в настоящее время разрабатываются эмпирически. Предполагается, что локальное распределение кавитации непостоянно [2]. Это означает, что некоторые зоны очищаются очень хорошо, в то время как другие, особенно в узлах давления, не подвержены воздействию.

Таким образом, научно-практический интерес представляет изучение механизма образования солей галита, гипса и кальцита в динамических каналах потока многофазных сред, обладающих различными термобарическими характеристиками, с учетом изменения минерализации солей в потоке смеси, в том числе при тестировании различных режимов работы элементов центробежного насоса, с приложением физических полей в динамическом потоке многофазных сред. ●

ФАКТЫ

8-16 кГц

– диапазон силового ультразвука, используемый для предотвращения отложения солей

Литература

1. *Kunanz H., Sylvia W. «Scale Removal with Ultrasonic Waves». Paper presented at the SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland, May 2014. doi: https://doi.org/10.2118/SPE-169770-MS.*
2. *Lerch R., Sessler G., Wolf D. Technische Akustik. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.(2009).*
3. *Mason T.J., Lorimer J.P. Applied Sonochemistry. Weinheim: Wiley-VCH. (2002).*
4. *Алимбекова С.Р., Алимбеков Р.И., Греков С.Н. Первый Опыт применения Резонансно-Волнового Комплекса РВК-1 для борьбы с солеотложениями в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти.*
5. *Бриков А.В., Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей / Бриков А.В., Маркин А.Н. – М.: Де`Либри, 2018. – 335 с.*
6. *Ивановский В.Н. [и др.]. Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы защиты скважинного оборудования от отложения солей // Территория Нефтегаз. 2015. № 4.*
7. *Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: 2004. – 432 с. ISBN 5-85210-223-7.*
8. *Мандеев А.О., Гадельшин И.Р. Методы предупреждения солеотложений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2 (25).*
9. *Синго В. Влияние импульсного магнитного поля на образование центров кристаллизации и динамику роста кристаллов карбоната кальция в водных растворах // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. 2018. № 4 (200).*
10. *Хайбуллин Д.М. Совершенствование технологий и технических средств предупреждения и удаления солеотложений в добывающих скважинах (на примере месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»): Автореф. дис. на соиск. учен. степени к.т.н. – Уфа: 2010. – 26 с.*
11. *Чертовских Е.О. [и др.]. Отложения гипса при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении // Вестник ИрГТУ. 2013. № 12 (83).*
12. *Чертовских Е.О., Качин В.А., Карпиков А.В. Отложения галита при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении // Вестник ИрГТУ. 2013. № 5 (76).*
13. *Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1.*

KEYWORDS: *salt deposition, Oddo-Tomson index, Western Siberia oilfields, ESP, salt deposition prevention, physical fields, ultrasound.*

Neftegaz.RU
номер 3/2023 г.

УДК 006.036

РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ К ПОДГОТОВКЕ ПЛАСТОВОЙ ПРОДУКЦИИ

на морских нефтегазовых месторождениях

Гусейнов Чингиз Саибович
ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»,
ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук»,
д.т.н., профессор

В СТАТЬЕ ПРЕДЛАГАЕТСЯ СОЗДАТЬ НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К КАЧЕСТВУ НЕФТИ И ГАЗА, КОТОРЫЕ ДОБЫВАЮТСЯ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

IN THE ARTICLE WAS PROPOSING TO CREATE NORMATIVE BRANCH REQUIREMENTS, WHICH TO MAKE TO QUALITY OF OIL AND GAS, WHICH GETTING IN MARINE PRODUCTION OF OIL AND GAS

Ключевые слова: *промысловая подготовка, нормативные отраслевые требования, качество нефти и газа, морская добыча, пластовая продукция.*

В нефтегазовой отрасли уже давно прижился термин «промысловая подготовка пластовой продукции», которым обозначается комплекс технологических операций, осуществляемых после добычи нефти и газа на поверхность. Этот комплекс включает в себя проведение довольно трудоемких технологических операций: температурные воздействия, изменение давлений, добавка необходимых ингредиентов, способствующих эффективности трубопроводного транспорта для доставки потребителю продукцию такого качества, которая позволит их дальнейшее использование без дополнительных производственных процедур.

Более того, как показала практика, для транспортировки по трубопроводам требуется «чистота» этих продуктов, поскольку наличие жидких и вредных ингредиентов существенно осложняет их транспортировку, вызывая дополнительные энерго- и трудозатраты, связанные с необходимостью процессов сепарации нефти/газа, а также «продувки» магистральных трубопроводов, которая позволяет избавиться от всех выпадающих в нефтяном/газовом потоке вредных жидкостных фракций – смеси влаги/вредных ингредиентов и конденсата (выделившихся тяжелых углеводородов из газового потока в газопроводе).

Так, например, при транспорте сырого газа в магистральном газопроводе по мере его продвижения происходит процесс выпадения влаги и конденсата (тяжелых углеводородов), связанный с падением давления и температуры с последующим их скоплением в пониженных частях трассы газопроводов [1], что существенно повышает энергозатраты на их транспортировку. Эти обстоятельства вынудили своевременно разработать нормативные требования в части повышения кондиционности природного газа вследствие довольного широкого изменения его фракционного состава и (температур) точек росы, как по влагосодержанию, так и по составу углеводородов в связи с падением давления; в дальнейшем и для различных разновидностей: сжиженного природного газа/сжиженных тяжелых углеводородных газов/фракций (СПГ/СУГ).

Кроме того, со временем появилось еще больше отраслевых нормативных требований [2, 3], не только апробированных и выверенных временем, но и экономически наиболее приемлемых. Причем последний фактор – экономический, несомненно, сыграл решающую роль, позволяющую осуществлять весь технологический цикл с наименьшими затратами средств и, естественно, времени, а также, безусловно, невосполнимыми энергетическими потерями. Подобные явления происходят и в магистральных нефтепроводах при транспорте некачественно подготовленной к транспорту нефти: из неудовлетворительно подготовленной на промыслах нефти, транспортируемой по протяженной трассе нефтепровода, постепенно выделяется влага, которая несколько тяжелее нефти, и эти скопления в пониженных участках трубопровода также должны подлежать удалению.

ФАКТЫ

До **100** мм

составляет диапазон упругости паров по Рейду при трубопроводном транспорте нефти, при перевозке танкерами он не должен превышать 8–10 мм

В связи с этим по мере роста объемов добычи и транспорта углеводородов возникла необходимость повысить качество нефти и газа уже на промысле с тем, чтобы их транспортировка не вызывала бы дальнейших осложнений. И именно эти производственные операции стали именовать промысловой подготовкой, содержанием которой стали производственные процессы не только сепарации нефти и газа, но и осушка газа и обезвоживание нефти. Таким образом, эти процессы позволяют существенно снизить энергетические затраты на их транспортировку и ликвидировать необходимость вынужденных «продувок» трубопроводов по пути продвижения к потребителю.

Повседневная практика этих процедур вызвала, естественно, их преобразование в стандартные отраслевые требования, которыми ныне неизменно руководствуются промысловики [4, 5]. В связи с этим требования к качеству нефти по такому параметру, как упругость паров, стали существенно различаться: так, при трубопроводном транспорте упругость паров по Рейду допускается в довольно широких пределах, а именно – до 100 мм; в то же время при перевозке танкерами этот же параметр, чаще всего именуемый как число Рейда, не должен превышать 8–10 мм (такая предосторожность вызвана возможным влиянием температурного расширения объемов нефти в ограниченных пределах емкости судовых танков). Наряду с ростом объемов добычи нефти и газа получил развитие не только трубопроводный транспорт, но был создан и громадный флот нефтеналивных танкеров, а позднее и судов, предназначенных для перевозки сжиженного природного газа (СПГ) – газовозов.

Между тем, наряду с существующим перечнем отраслевых нормативов, до сих пор не выработаны жесткие термины, обозначающие различия между двумя разновидностями

углеводородного газа: природного и нефтяного (к большому сожалению, последний очень часто неправильно именуют как ПНГ – попутный нефтяной газ). Следует различать попутный и нефтяной газы, а их сочетание – ПНГ – считать недопустимой тавтологией.

Нефтяной и природный газ существенно различаются своим фракционным составом. Кстати, и в английской нефтегазовой терминологии они также существенно различаются и именуются как «petroleum gas» и «natural gas». И это абсолютно логично, поскольку в отсепарированном от влаги нефтяном газе превалируют удивительные по своим свойствам пропан-бутановые фракции, которые при давлении свыше 1,6 МПа преобразуются в жидкое состояние, что и позволяет их сливать (но под давлением, т.е. в замкнутом пространстве) в меньшие емкости (именуемыми часто в быту «баллонами»); такое простое решение/преобразование позволяет получить более энергоемкий продукт, меньший по занимаемому объему почти в 150–200 раз! Такая операция позволяет транспортировать жидкий газ на любые расстояния в баллонах, обеспечивая тем самым газоснабжение населенных пунктов, удаленных от газопроводов. В быту же этот газ часто именуют баллонным (т.е. компримированным нефтяным газом – КНГ) и еще реже – сжатым нефтяным газом (СНГ).

В природном же газе в отличие от нефтяного превалирует метан, который возможно преобразовать в жидкое состояние лишь путем его значительного охлаждения до минус 163 °С в противотоке с детандируемыми многокомпонентными газовыми смесями; при этом присутствующие в небольшом процентном соотношении (до 10–15%) в природном газе пропан-бутановые фракции, естественно, также переходят в жидкое состояние. Такой, уже так называемый криогенный процесс позволяет почти в 600 раз (!) уменьшить объем сжиженного природного газа (СПГ). Но при этом необходимо отметить, что его стоимость существенно повышается как в силу необходимости использования больших энергозатрат, так и в силу проведения довольно сложного многоэтапного процесса сжижения. Поэтому в мировой практике там, где это возможно и рационально, транспорт природного газа предпочтительнее осуществлять по газопроводам. Однако СПГ невозможно транспортировать на большие расстояния в газопроводах, в особенности в случае наличия водных преград; поэтому он подлежит транспортировке лишь в теплоизолированных емкостях специализированными танкерами, именуемых газовозами и значительно реже по железным дорогам цистернами (также теплоизолированными).

По этой же причине при необходимости подачи газа большинство потребителей при малейшей возможности транспортировки газа по газопроводу предпочитает использовать именно этот вариант. Уместно также отметить, что абсолютно подобная аналогия в терминологии имеет место и в английском языке: liquid natural gas (LNG).

Что касается качества газа как товарного продукта, то существование многочисленных отраслевых требований к качеству добываемых и транспортируемых углеводородов объясняется не только различием природных условий различных сухопутных нефтегазоносных регионов, но и технологическими возможностями реализации вышеприведенных отраслевых нормативных требований.

Получившая со второй половины XX века широкое развитие морская нефтегазодобывающая отрасль по существу во многих своих аспектах успешно использует

ФАКТЫ

Нефтяной и природный газ существенно различаются своим фракционным составом

В 150–200 раз меньший объем занимают отсепарированные от влаги фракции нефтяного газа, преобразованные в жидкость при давлении свыше 1,6 МПа

«сухопутные» технические достижения, в особенности на пути создания морских стационарных и плавучих сооружений с надводным исполнением верхних строений платформ; при этом морские условия не могли не повлиять на изменение некоторых подходов. Так, прежде всего, по сравнению с сушей, существенно уплотнилось размещение скважин на платформах; не менее радикально изменилась и сама компоновка бурового и технологического оборудования на морских платформах; межобъектные технологические разрывы также существенно уменьшились; наряду с этим необходимость размещения большого количества технологических объектов на одной платформе вынудили пойти на ярусное исполнение (в 2–3 яруса), что совершенно несвойственно размещению оборудования на суше, где расстояния/разрывы между производственными объектами принимаются преимущественно с учетом противопожарных соображений и возможности подъезда к ним противопожарных автомашин. В то же время на морских нефтегазодобывающих объектах в силу их повышенной стоимости приходится существенно снижать разрывы, не снижая при этом жестких требований по противопожарным и другим мерам безопасности.

Более того, эти же соображения привели к тому, чтобы внешние контуры морских плавучих нефтегазовых сооружений буродобычного предназначения стали кардинально отличаться от веками традиционно сложившихся удлиненных форм судов, что крайне необходимо для активного передвижения по морским просторам. Морские нефтегазовые сооружения преимущественно имеют плавную округлую и иногда квадратную, но скругленную на углах форму ради наилучшего обтекания ветроволновых и ледовых воздействий, так как должны находиться практически неподвижно на заданной точке морского месторождения весьма длительный срок: от начала разработки месторождения вплоть до исчерпания запасов углеводородного сырья.

За весь уже довольно длительный период освоения морских нефтегазовых месторождений постепенно сложился перечень судов нефтегазопромыслового флота (НГФ). И сейчас перечень функциональных судов НГФ значительно превышает перечень вместе взятых судов пассажирского, торгового и военного предназначения; такое разнообразие судов вызвано тем, что значительный ряд стационарных сооружений нефтегазового назначения возводится с надводными верхними строениями за довольно длительный срок; и для их строительства привлекаются такие разнообразные функциональные суда как плавучие краны, грузовые баржи, суда снабжения, а также пассажирские суда, необходимые для периодической смены экипажа.

Дальнейшее развитие морской нефтегазовой отрасли, несомненно, будет сопряжено с освоением глубоководных нефтегазовых месторождений, а это, в свою очередь, поставит необходимость создания и новых подводных технических сооружений для бурения эксплуатационных (а в перспективе и нагнетательных) скважин и, естественно, для добычи из подводных сооружений. При этом вышеупомянутые вопросы качества добываемой пластовой продукции придется пересмотреть, прежде всего, из экономических соображений: насколько будут рентабельны существующие сегодня нормативные требования на качество добываемых, а затем и транспортируемых нефти и газа. А с дальнейшим развитием функциональных подводных нефтегазовых сооружений появится необходимость создания подводных функциональных судов нефтегазопромыслового флота; при этом для их функционирования непременно потребуется создание разнообразных по своим функциям подводных шлюзов (замкнутых переходов) для поддержания жизнедеятельности персонала в подводном нефтегазодобывающем сооружении.

В связи с изложенным уже сейчас назрела необходимость обратить внимание на возможность пересмотра некоторых нормативных документов, касающихся качества нефти и газа, поставляемых на сушу; более того, возможно, в дальнейшем с ростом их добычи на море придется на суше дополнительно предусмотреть создание некоторых производственных объектов, которые будут доводить доставленную продукцию на берег к ранее установленным нормам. Такое предложение в особенности будет актуальным, когда на море, в особенности на наших арктических морях, войдут в эксплуатацию подводные сооружения добычи нефти и газа, на которых более важным будет осуществить процесс их добычи, вопросы качества целесообразнее будет перенести на береговые объекты с тем, чтобы не усложнять и без того сложные вопросы самой добычи. Такая постановка вопроса особенно актуальна в связи с уже предложенным новым способом сжижения природного газа в противотоке с жидким воздухом непосредственно в подводных условиях [6, 7]. Эта новая подводная технология опирается на возможность получения жидкого воздуха (ЖВ) непосредственно на приемных терминалах СПГ с последующей его перевозкой газовозами на подводное сооружение, устанавливаемое на месторождении, и там – в противотоке добываемого СПГ с ЖВ в пластинчатом теплообменнике – получать сжиженный газ, который необходимо будет вывозить потребителю. Такое реальное предложение опирается на возможность получения сжиженного газа за счет разности температур СПГ и ЖВ (-163 °С и -196 °С); при этом стандартную стоимость получения ЖВ на приемном терминале удалось снизить примерно в четыре раза за счет его предварительного охлаждения регазифицируемым СПГ почти до -160 °С, а далее путем его обычного получения за счет давно и успешно распространенной технологии получения воздуха в сжиженном состоянии.

ФАКТЫ

До -163 °С необходимо охладить метан, превалирующий в природном газе, чтобы преобразовать его в жидкое состояние

Безусловно, эта инновация в процессе непосредственного создания предлагаемой технологии подводного сжижения природного газа может быть видоизменена, и тем не менее реализуемость предлагаемого процесса вряд ли может вызвать сомнение.

В связи с большими перспективами морской и сухопутной добычи газа представляется своевременным вернуться к вопросу создания нормативной базы получения СПГ. И, тем не менее, этот вопрос в настоящее время придется отложить, поскольку в настоящее время в области подводной добычи природного газа сложно предвидеть все технологические возможности по обеспечению всех показателей добываемой углеводородной продукции: и, прежде всего, потому мы не располагаем сегодня реальными подводными сооружениями и это не позволяет нам практически прогнозировать полное удовлетворение всех ныне существующих нормативных требований по качеству нефти и газа, в связи с чем, возможно, придется пойти на некоторое снижение стоимости реализуемой продукции. По нашему мнению, такое решение может оказаться выгоднее, чем усложнять подводные собственные процедуры. Во всяком случае, когда будут созданы, а затем и функционировать подводные буродобычные сооружения, тогда будет уместным вернуться к затронутому вопросу. ●

Литература

1. *Гусейнов Ч.С., Черникин В.И. Влияние жидких скоплений на работу магистральных газопроводов. Изд-во «ВНИИОЭНГ», М, 1966, с. 45.*
2. *ГОСТ 5542-2014, Межгосударственный стандарт «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения.*
3. *ГОСТ Р 518558-2002 Нефть. Общие технические условия.*
4. *СПГ ГОСТ 27578. Газы углеводородные сжиженные, топливные для коммунального потребления.*
5. *СПГ ГОСТ 20448. Газы углеводородные сжиженные, топливные для коммунального потребления. Технические условия.*
6. *Гусейнов Ч.С., Фёдорова Е.Б., Тулин Д.Ю. – Патент № 2632598 – Способ подводного освоения газоконденсатных месторождений, способ подводного сжижения природного газа. Бюлл. № 28 от 11.10.2017 г.*
7. *Гусейнов Ч.С., Фёдорова Е.Б., Тулин Д.Ю. – Патент № 266021 – Способ сжижения природного газа в процессе разработки подводных месторождений освоения газовых месторождений. Бюлл. № 19 от 05.07.2018 г.*

Keywords: *fielding treating, normative branch requirements, quality of oil and gas, marine production, submerged production, formation production.*

ОЧИСТКА И ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДОВ:

трехходовый шаровой кран производства ЗСПА

УДК 628.147.2

ЭКСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ ИГРАЕТ ОГРОМНУЮ РОЛЬ В ЭКОНОМИКЕ НАШЕЙ СТРАНЫ. ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА ОСТАЮТСЯ ТРУБОПРОВОДЫ, ЯВЛЯЮЩИЕСЯ СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ, ОТНОСЯЩИМИСЯ К ПОВЫШЕННОМУ КЛАССУ ОПАСНОСТИ. ПОЭТОМУ ВОПРОСАМ БЕЗОПАСНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕГОДНЯ УДЕЛЯЕТСЯ ОСОБОЕ ЗНАЧЕНИЕ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ?

THE EXPORT OF HYDROCARBONS PLAYS A HUGE ROLE IN THE ECONOMY OF OUR COUNTRY. ONE OF THE MAIN MEANS OF TRANSPORTING OIL AND GAS REMAINS PIPELINES, WHICH ARE STRATEGICALLY IMPORTANT PRODUCTION FACILITIES AND ARE CLASSIFIED AS HAZARD ELEVATED GRADE. THEREFORE, THE ISSUES OF SAFETY AND RELIABILITY OF THEIR OPERATION ARE OF PARTICULAR IMPORTANCE TODAY. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN DEVELOPERS OFFER TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF PIPELINES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY?

Ключевые слова: *шаровой кран, трубопровод, очистка, диагностика, промышленная арматура.*

Тульчев Сергей Викторович
генеральный директор

Киржнер Роман Александрович
главный инженер

ООО «Завод специальной промышленной арматуры» (ЗСПА)

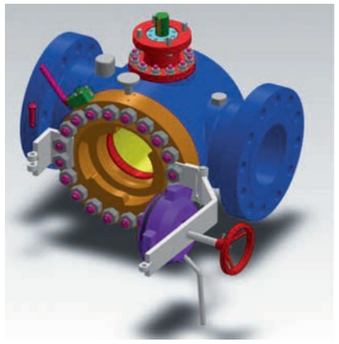
Импортозамещающая альтернатива традиционным решениям

Одна из основных задач, стоящих сегодня перед компаниями ТЭК, – повышение эффективности производственных и инфраструктурных объектов. При обслуживании нефте- и газопроводов решение этой задачи во многом зависит от своевременного обнаружения загрязненных участков и немедленной ликвидации этих загрязнений.

Уже долгое время для диагностики и очистки трубопроводов используют камеры пуска/приема, что делает процесс не только дорогостоящим, но и не всегда возможным, ведь это громоздкое оборудование технически нельзя применить для обслуживания некоторых трубопроводов-отводов и старых трубопроводов. В таких случаях диагностирование и очистка становятся настоящей проблемой. Для ее решения современные специалисты предлагают использовать трехходовые шаровые краны.

Компания ЗСПА («Завод специальной промышленной арматуры») в рамках программы импортозамещения начала изготовление трехходовых шаровых кранов, проанализировав мировой опыт их применения. За основу взят четвертьоборотный шаровой кран 2/2, к которому сбоку пристыкован дополнительный вход для загрузки и выгрузки очистного или диагностического снаряда (рис. 1, 3, 4).

РИСУНОК 1. Трехходовой шаровой кран



Технология в действии

Принцип применения трехходового шарового крана заключается в том, что для диагностики или очистки трубопровода на концах инспектируемого участка трубопровода устанавливаются кран запуска и кран приема снаряда. При этом нет необходимости снимать и заново устанавливать краны каждый раз, когда возникает необходимость проведения диагностики или очистки. Однажды установленные они могут оставаться на своем месте на протяжении всего периода эксплуатации трубопровода.

Конструкция крана запуска и крана приема – идентичны: в зависимости от установки один и тот же тип крана может служить для запуска скребка или для его приема. А вот исполнение и материал кранов могут быть различными. Так, краны могут быть фланцевые или изготовленными под приварку, корпус крана может состоять как из нержавеющей стали, так и из углеродистой стали, способной работать в условиях УХЛ. Различия накладывают и условия эксплуатации: уплотнение седел может быть мягкое, совместимое с рабочей средой, или металл-металл.

Кран практически не оказывает воздействия на пропускную способность трубопровода. Это обеспечивается тем, что кран является пролнопроходным и имеет очень небольшое гидравлическое сопротивление. В то время когда на трубопроводе не проводятся мониторинговые работы, пробка трехходового крана установлена в открытом положении и кран полностью пропускает перекачиваемую среду. В таком положении он может находиться довольно длительное время. Чтобы запустить снаряд по трубопроводу, необходимо загрузить его в камеру крана. Для этого необходимо повернуть пробку на 90° поперек прохода трубопровода. Такое положение седла крана позволяет отсечь перекачиваемый поток от попадания в камеру, обеспечивая герметичность класса А (ГОСТ 9544) – наиболее высокий класс герметичности арматуры, не допускающий протечки среды через закрытый затвор при рабочем давлении.

После установления нужного положения седла крана, через загрузочную камеру загружается снаряд. Когда снаряд будет установлен в пробке, необходимо закрыть крышку камеры и повернуть шаровую пробку по потоку. Под воздействием перепада давления снаряд начнет двигаться и достигнет крана приема. Продвигаясь по трубопроводу, снаряд чистит или диагностирует его.

Когда снаряд войдет в шаровую пробку, с помощью редуктора или привода, установленного на кран, пробку поворачивают на 90°, открывают крышку камеры и вынимают снаряд. После закрытия крышки пробка устанавливается в исходное положение по потоку. Чтобы снаряд останавливался в пробке, а не пролетал ее насквозь, один конец пробки закрывают остановочной пластиной, свободно пропускающей перекачиваемую среду (рис. 2).

РИСУНОК 2. Пробка

Безопасность – первый приоритет

Аварийное восстановление герметичности

Для обеспечения наибольшей надежности в трехходовых кранах, как и в обычных шаровых, предусмотрено аварийное восстановление герметичности посредством впрыска герметика в уплотнение штока и седел без останова среды.

Двойная защита

При разработке конструкции крана специалисты компании ЗСПА уделили особое внимание безопасности его обслуживания. Так как камера находится под постоянным давлением перекачиваемой среды, чтобы камера случайно не открылась, в кране предусмотрена система двойной блокировки: механическая и пневматическая. Механическая блокировка, совмещенная с клапаном сброса давления (вентиляционным клапаном), надежно фиксирует крышку и препятствует ее открытию, а пневматическая – блокирует байонетную систему, если давление превышает 0,1 бар. Двойная система защиты позволяет открыть крышку камеры только после того, как с помощью вентиляционного клапана будет сброшено давление из камеры в окружающую среду. Специалисты легко могут узнать, когда давление сброшено по звуку выходящей струи. При этом открытие клапана приводит к снятию механической блокировки и дает возможность открыть крышку.

Уменьшение крутящего момента

При перестановке пробки необходимо уменьшить крутящий момент, для этого в кране предусмотрена возможность выравнивания давления в камере и трубопроводе перед поворотом пробки на запуск снаряда.

Сигнал прохождения снаряда

Убедиться, что снаряд ушел из крана или пришел в кран, помогают сигнализаторы ухода/прихода скребка, которыми укомплектована система. Это механические встроенные указатели положения, установленные на выходе и входе из пробки крана. Когда снаряд проходит мимо указателя, поднимается флажок, заметный на большом расстоянии и сигнализирующий о прохождении снаряда.

Стопорные и байпасные

Сегодня производят два типа трехходовых кранов: стопорные и байпасные. В первых при установке пробки в положение загрузки или выгрузки снаряда проходное сечение крана перекрывается, и рабочий поток останавливается (рис. 3).

В байпасных кранах при загрузке/выгрузке снаряда поток не прерывается и проходит через кран, что избавляет от необходимости в дополнительной трубной обвязке.

Секция байпаса всегда открыта. Таким образом, за счет постоянного потока среды, исключается ее накопление, застывание и кристаллизация.

Существуют разные конструкции байпасных кранов. Каждая из них имеет свои преимущества и недостатки. Специалисты ООО «ЗСПА» выбрали такую конструкцию байпасного крана, в которой используется традиционная для шаровых кранов шаровая пробка увеличенных размеров с улавливающей решеткой.

Эта конструкция делает кран удобным и долгим в эксплуатации, а также легким в обслуживании, включая возможность ремонта в полевых условиях, для чего не требуются особые инструменты и специальное обучение персонала. При техническом обслуживании любой компонент можно без труда заменить.

Еще одним несомненным преимуществом такой конструкции является то, что при осуществлении загрузки/выгрузки снаряда рабочий поток перекачиваемой среды практически не меняется.

РИСУНОК 3. Стопорный кран

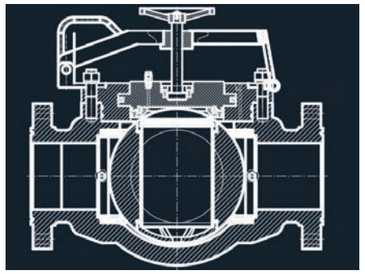


РИСУНОК 4. Байпасный кран

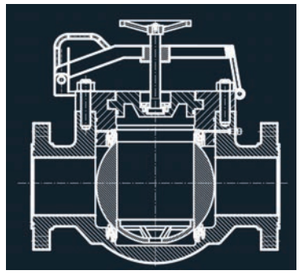


РИСУНОК 5. Установка крана в линию в Ачимгазе

РИСУНОК 6. Загрузка снаряда

В зависимости от величины зазора пропускная способность крана во время загрузки/выгрузки снаряда достигает 80% от пропускной способности полностью открытого крана. Это достигается за счет того, что при повороте пробки в положение загрузки/выгрузки снаряда в камеру рабочий поток проходит через зазор между пробкой и корпусом (рис. 4).

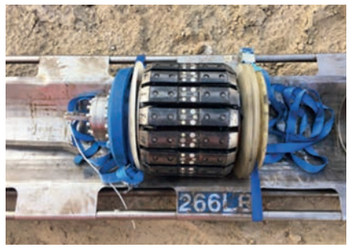
Кран дает возможность использовать различные очистные снаряды и применять батарейный запуск.

Главной проблемой этой системы для диагностики трубопровода являются ограниченные размеры, а именно длина проходного сечения пробки. Нивелировать ее помогает применение малогабаритных диагностических дефектоскопов.

В своих исследованиях специалисты ООО «ЗСПА» использовали разработки немецкой компания ROSEN, которая производит компактные двунаправленные устройства для обнаружения и измерения потерь металла трубопроводов, имеющие высокие технические характеристики и позволяющие с высокой степенью вероятности регистрировать и точно измерять геометрические параметры всех типов дефектов.

Однако перед специалистами стояла задача: чтобы использовать компактные дефектоскопы, необходимо было увеличить длину прохода пробки до 1.7–2.0 DN.

РИСУНОК 7. Диагностический снаряд



Этого удалось достичь с помощью небольшого увеличения диаметра пробки относительно стандартного крана, что дало возможность использовать оборудование компании ROSEN для диагностики трубопроводов.

Испытания в полях

Трехходовые шаровые краны производства ООО «ЗСПА» прошли сертификационные и приемочные испытания на полигоне в Саратове, и для подтверждения их работоспособности совместно с диагностическим снарядом предстояло провести диагностику реального трубопровода.

Такие работы были проведены на кусте 1А16 Ачимгаза (рис. 5). Ранее такие работы нигде в мире не проводились. Сначала был пропущен малогабаритный очистной скребок, который подтвердил возможность прохождения диагностического дефектоскопа. Затем – запущен диагностический дефектоскоп (рис. 6, 7). С помощью датчиков отслеживалось местоположение и скорость прохождения снаряда, а также велась запись информации о состоянии трубопровода.

Таким образом, впервые в мире была проведена диагностика трубопровода газа малогабаритным магнитным диагностическим дефектоскопом через трехходовые шаровые краны. Испытания прошли успешно и подтвердили возможность проводить диагностику трубопроводов, с использованием в качестве рабочей среды газа при помощи малогабаритного диагностического дефектоскопа ROSEN через трехходовые шаровые краны производства ООО «Завод специальной промышленной арматуры». ●

Keywords: *ball valve, pipeline, cleaning, diagnostics, industrial fittings.*

3–6 ОКТЯБРЯ 2023

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2273, 2626) GF@EXPOFORUM.RU
18+
GAS-FORUM.RU

СОЗДАНИЕ СТРАТЕГИЧЕСКОГО РЕЗЕРВА НЕФТИ

с использованием РВС-100000

УДК 621.64

В 2022 ГОДУ РОССИЯ СТОЛКНУЛАСЬ С МАСШТАБНЫМИ ЭКОНОМИЧЕСКИМИ САНКЦИЯМИ, КОТОРЫЕ ЗАТРОНУЛИ, В ТОМ ЧИСЛЕ, ЧЕРНУЮ МЕТАЛЛУРГИЮ И НЕФТЕГАЗОВУЮ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ. СНИЖЕНИЕ ЭКСПОРТА СТАВИТ ПОД УГРОЗУ СОКРАЩЕНИЯ ЧАСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ. ЕЖЕГОДНО РОССИЯ ЭКСПОРТИРУЕТ ПОРЯДКА 200 МЛН Т НЕФТИ, ХРАНЕНИЕ КОТОРОЙ В СЛУЧАЕ ВВЕДЕНИЯ ЭМБАРГО ИЛИ ПРЕКРАЩЕНИЯ ПОСТАВОК ПО ТЕХНИЧЕСКИМ ПРИЧИНАМ СТАНОВИТСЯ СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНОЙ ЗАДАЧЕЙ. ДЛЯ ХРАНЕНИЯ БОЛЬШИХ ЭКСПОРТНЫХ ОБЪЕМОВ НЕФТИ ПРЕДЛАГАЕТСЯ СОЗДАНИЕ В РОССИИ ОБШИРНОГО РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА, АНАЛОГИЧНОГО ГАЗОВЫМ ХАБАМ В ЕВРОПЕ, НО РАСПРЕДЕЛЕННОГО ПО ТЕРРИТОРИИ СТРАНЫ. НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ ВЫГЛЯДИТ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПОВЫШЕННОЙ ЕМКОСТИ В 100 000 М^3

IN 2022, RUSSIA FACED MASSIVE ECONOMIC SANCTIONS THAT AFFECTED THE IRON AND STEEL INDUSTRY, AS WELL AS THE OIL AND GAS INDUSTRY. THE DECLINE IN EXPORTS JEOPARDIZES THE REDUCTION OF PART OF THE PRODUCTION CAPACITY. EVERY YEAR RUSSIA EXPORTS ABOUT 200 MILLION TONS OF OIL, IN THE EVENT OF AN EMBARGO OR THE HALT IN GAS SUPPLIES DUE TO TECHNICAL DIFFICULTIES, THEIR STORAGE BECOMES A STRATEGIC TASK. TO STORE LARGE EXPORT VOLUMES OF OIL, IT IS PROPOSED TO CREATE A SIGNIFICANT TANK FARM IN RUSSIA, SIMILAR TO GAS HUBS IN EUROPE, BUT DISTRIBUTED THROUGHOUT THE COUNTRY. THE MOST PROMISING IS THE USE OF VERTICAL STEEL TANKS OF INCREASED CAPACITY OF 100,000 M^3

Ключевые слова: *вертикальный стальной резервуар, резервуарный парк, стратегический нефтяной резерв (СНР), энергетическая безопасность, черная металлургия.*

Железников Никита Васильевич
Северный (Арктический) федеральный университет им. Ломоносова

Еремин Николай Александрович
профессор, д.т.н. ИПНГ РАН

Против российской экономики в 2022 г. были введены масштабные санкции, под которые попали финансовые организации, компании реального сектора экономики и физические лица. Санкционные ограничения коснулись, кроме экспорта некоторых российских товаров и ввоза отдельных категорий зарубежной продукции, также авиационных и железнодорожных перевозок, логистических операторов, доступа российских морских судов к европейским и американским портам. Ряд российских организаций столкнулся с ограничением привлечения финансирования и операций с российскими ценными бумагами. На сумму около 300 млрд долл. была заморожена валютная часть золотовалютных резервов России. Отдельным банкам отказано в оказании услуг по международному обмену финансовыми сообщениями (SWIFT). Многие крупные международные компании покинули российский рынок или приостановили работу, а также прекратили инвестиции в российскую экономику. Ограничение доступа российских компаний к зарубежным рынкам привело к разрыву технологических, производственных и логистических цепочек [1].

В наибольшей степени санкциями были затронуты нефтегазовая и металлургическая отрасли, авиаперевозки, коммерческая недвижимость и автопроизводители.

Долгое время главным потребителем продукции российских предприятий черной металлургии была Европа, однако сейчас они столкнулись с отказом ряда зарубежных покупателей от импорта. Переориентация экспорта на альтернативные рынки, в первую очередь в Азию, выглядит очевидным решением, однако формирование более выгодных предложений, чем у крупнейшего мирового производителя стали – Китая, осложнено следующими факторами:

- рост транспортных расходов;
- ограниченная пропускная способность железных дорог восточного направления;
- недостаточное количество судов, осуществляющих транспорт российских грузов;
- опасения вторичных санкций со стороны иностранных контрагентов;
- сохранение неблагоприятной эпидемической ситуации в ряде стран;
- длительные процедуры комплаенса.

Это усугубляется необходимостью введения дисконта к европейским сырьевым ценам.

В краткосрочной перспективе падение объемов поставок может компенсироваться ростом цен. Так, рост цен на стальной прокат по итогам I квартала 2022 г. достиг около 6 % кв./кв., на железную руду – 27 % кв./кв.

Однако перенаправление продукции металлургических предприятий на другие рынки сбыта не решает системной проблемы данной отрасли: основной объем экспорта составляет продукция первого передела с низкой добавленной стоимостью. В предыдущие годы в Европе происходил высокий передел поставляемого Россией дешевого металла, продукты которого импортировались обратно в Россию, но с большой наценкой. В сложившейся санкционной ситуации должно быть осуществлено структурное изменение металлургической отрасли, но не сменой рынка сбыта, а развитием собственной переработки. Добиться цены, способной конкурировать с огромными по масштабу производствами Китая, будет сложно, особенно в первые годы.

Производство черных металлов в России в 2021 составило 197,6 млн тонн, а экспорт – 43,5 млн тонн [2]. Структура экспорта черных металлов по регионам:

- Азия – 35 %;
- Ближний Восток – 30 %;
- Европа – 17 %;
- Америка – 8 %;
- прочие – 10 %.

Экспорт черных металлов составил 43,5 млн тонн, из них стали – 39,5 млн тонн. Экспорт стали в страны ЕС – порядка 7 млн тонн.

В марте с последующим расширением санкционного списка в октябре к торговле были запрещены [2, 3]:

- формы и профили из чугуна;
- формы и профили из нелегированной стали;
- продукция из олова;
- листы с металлическим покрытием;
- горячекатаные листы из нелегированных и других сплавов;
- холоднокатанные листы из нержавеющей стали;
- изделия из арматуры и проволоки;
- сварные и бесшовные трубы;
- слябы (полупродукты в виде стальной плиты). Полный запрет наступит 30.09.2024, сейчас же действует ограничение 3,7 млн тонн в год (уровень 2021 года).

При этом под запрет не попали стальные заготовки и железная руда.

Санкции ЕС затрагивают порядка 40 % экспорта российской стали в Европу, потери металлургов составят порядка 9 млрд долл.

В таких экономических условиях при снижении цены внутри страны и невозможности быстро нарастить поставки в страны Азии из-за ограничений железных дорог самым опасным вариантом можно назвать сокращение производственных мощностей. Для любого промышленного предприятия такое решение является серьезным ударом, ведь обратное расширение в будущем потребует существенных затрат, а для металлургического – вдвойне. Кроме того, сокращение производства в одних отраслях грозит снижением производства в наиболее зависимых смежных, а также повышением безработицы и социальной напряженности.

В то же время в нефтегазовой отрасли наблюдается сокращение добычи нефти, которое в текущей экономической ситуации обуславливается [4]:

- недостаточной геологической изученностью и объемами инвестирования из-за большого срока окупаемости;
- ограничением на экспорт в страны Европы трубопроводным путем;
- ограничениями на аренду и страхование нефтеналивных танкеров;
- ограниченностью внутреннего спроса;
- увеличением сроков поставок потребителям в Азии из-за перегруженности транспортной системы.

Краеугольным камнем в вопросе физического сохранения производственной мощности предприятий является финансирование. Во время кризисной нестабильности и высокой закредитованности предприятий даже самый крупный бизнес старается максимально сократить свои расходы. В текущей ситуации подобный подход приведет к постепенному банкротству компаний и сокращению производства стратегически важных отраслей. На фоне энергетического кризиса достаточными финансовыми ресурсами могут обладать только государство, как держатель основной массы капитала, и нефтегазовая отрасль, как основной бенефициар высоких цен на энергоносители.

Наиболее рациональным выглядит подход, при котором нефтегазовая отрасль, обеспечивая свое форсированное развитие, будет являться главным заказчиком металлургических предприятий. Необходимый объем потребления металлических изделий может быть достигнут масштабным освоением арктического шельфа. Иными словами, наращивание темпов освоения транзитных зон арктического шельфа может решить проблему экспорта и производства, предоставляя крупные заказы для металлургических предприятий с одновременным толчком для предприятий нефтегазовых. В таком случае произойдет фундаментальный сдвиг в нефтегазовой отрасли: огромная простаивающая ресурсная база в транзитной зоне арктического шельфа будет переведена в запасы. Что в итоге приведет к переоценке ресурсов нефти и газа.

Вторым, более быстрым способом кооперации отраслей является создание стратегического запаса нефти и нефтепродуктов. В работе [4] авторами была обозначена необходимость создания такой системы.

Наличие такой системы хранения позволило бы:

- сгладить сезонную неравномерность внутреннего потребления топлива;
- в условиях экономической и политической нестабильности перенаправить часть избыточной добычи с внешнего рынка на внутренний или хранение;
- сохранить баланс потребления и объемов добычи месторождений без остановки и сокращения скважинного фонда;
- обеспечить увеличение объемов производства в перерабатывающих отраслях благодаря наличию свободных высокоподвижных запасов.

Добытые из пласта углеводороды переходят в категорию движимого имущества. Создание единого резервуарного парка для хранения их избытков может быть организовано в виде наземных, полуподземных, подземных и подводных резервуаров. Безусловно, столь масштабная задача является долговременной и дорогостоящей, а ее реализация невозможна без участия государства. Однако обеспечение энергетической безопасности страны, стабильности добычи, потребления и денежных потоков является стратегической задачей.

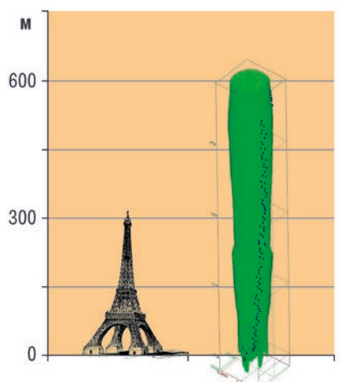
В настоящее время в России действуют следующие нормы запасов. Для переработки на НПЗ емкость запасов обеспечивается на уровне не более 15 суток производства. Страховой запас для железнодорожных и водных нефтебаз определяется в объеме 20% от среднемесячной потребности в Европейской части страны и до 50% для водных нефтебаз в межнавигационный период, а также для областей Сибири, Урала и Дальнего Востока.

Практически все страны-импортеры создают значительные запасы нефти и нефтепродуктов с расчетом потребления 90–100 суток. Создание таких запасов рассматривается как обеспечение национальной безопасности, возможность регулирования скачков цен на рынке сырья благодаря стабилизации спроса и предложения за счет избытков и наличия резервов. Объемы таких хранилищ достигают 900 млн барр. и более.

Стратегические запасы в США составляют на 2.3.2023 года 371,579 млн барр. нефти минимум с декабря 1983 г. Хранение осуществляется в в искусственно созданных кавернах в соляных куполах (см. рис. 1)* на побережье Мексиканского залива. Емкость запасов нефти в России более чем в 20 раз меньше.

Традиционно в России хранение нефти и нефтепродуктов осуществляется в металлических цилиндрических наземных резервуарах вместимостью от 5000 до 100 000 м³. С точки зрения рационального пользования ресурсами наиболее подходящим выглядит вариант хранения стратегического и технологического резервов нефти с применением

РИСУНОК 1. Сравнительные размеры соляной каверны и Эйфелевой башни



резервуаров максимальной вместимости, так как для хранения одного и того же объема продукции требуется меньше материалов, а также меньший землеотвод. Ориентировочные характеристики такого резервуара приведены в таблице 1 [5].

ТАБЛИЦА 1. Ориентировочные характеристики РВС-100000

Параметр	Значение
Номинальный объем, м³	100 000
Внутренний диаметр стенки, мм	85 300
Высота стенки, мм	18 000
Количество поясов, шт.	12
Общая масса стальных конструкций, кг	2 786 070

В 2022 году в России было добыто 535 млн т нефти, из них экспортировано 246 млн т сырой нефти, а собственное производство нефтепродуктов, по словам А. Новака, составило 276 млн т.

Для обеспечения экономической стабильности отрасли и национальной безопасности требуется создание стратегического резерва нефти в объеме годового экспорта – порядка 200 млн т (235 млн м³), часть из которых в штатном режиме будет оставаться свободной для возможности регулирования [6, 7]. Предлагается создание распределенной сети дополнительных резервуарных парков мощностью 1 млн т вдоль трасс магистральных нефтепроводов на базе функционирующих промежуточных нефтеперекачивающих станций (ПНПС) в целях обеспечения технологической безопасности. Необходимо создание баз хранения стратегического уровня на инфраструктуре крупных портов и нефтеналивных терминалов: Приморск, Находка, Новороссийск, Усть-Луга, Мурманск, Варандей, Де-Кастри, «Ворота Арктики» Новопортовского месторождения. Первые четыре порта – крупнейшие в России, в 2020 г. на них приходилось 71% перевалки нефтеналивных грузов [8]. Причем с ростом поставок в страны Азии нагрузка на дальневосточные порты увеличится, что потребует расширения резервуарного парка.

Сооружение резервуарного парка с общей вместимостью 250 000 м³ на головной перекачивающей станции нефтепровода оценивается в 17,5 млн долл. [9].

Стоимость сооружения резервуарного парка на 1 млн м³ составит порядка 70 млн долл. При создании требуемого парка в 235 млн м³ с нуля стоимость проекта составит 16,5 млрд долл., распределенных на несколько лет. Однако проведя ревизию существующих в стране нефтебаз, построив в подходящих для этого районах подземные хранилища и объединив в единую государственную систему, можно существенно сократить расходы. Время само диктует нам необходимость создания стратегического и технологического резервов нефти с использованием вертикальных стальных резервуаров, что позволит обеспечить национальную и энергетическую безопасность страны, а также влиять на волатильный мировой рынок нефти с минимальными последствиями для собственной экономики и нефтяного производства. ●

Литература

1. *Банк России. Обзор финансовой стабильности [Электронный ресурс]. – URL: https://www.cbr.ru/analytics/finstab/ofs/4q_2021-1q_2022/ (дата обращения: 30.11.2022).*
2. *Морские вести России. Переориентировать экспорт и развивать внутренний рынок [Электронный ресурс]. – URL: http://www.morvesti.ru/themes/1694/96478/ (дата обращения: 30.11.2022).*
3. *Российский экспортный центр. Информационный бюллетень: ограничительные меры и контрмеры [Электронный ресурс]. – URL: https://www.exportcenter.ru/company/bulletin/ (дата обращения: 30.11.2022).*
4. *Еремин Н.А. Значение промышленных запасов нефти и газа для обеспечения стабильности развития национальной экономики / Н.А. Еремин, С.Г. Беляев, А.П. Епишов, В.Е. Столяров // Бурение и нефть. – 2022. – № 9. – С. 50–59.*
5. *Резервуары ОЗРМ [Электронный ресурс]. – URL: https://ozrm.nt-rt.ru/ (дата обращения: 30.11.2022).*
6. *О рынке нефти в 2021 году [Электронный ресурс]. – URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/27_23-02-2022.html (дата обращения: 30.11.2022).*
7. *Нефтеэкспорт России: выросли поставки нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – URL: https://seanews.ru/2022/02/22/ru-neftejeksport-rossii-2021-god-vyrosli-postavki-nefteproduktov/ (дата обращения: 30.11.2022).*
8. *Аникеева Е.К. Развитие терминалов для перевалки экспортных нефтеналивных грузов на морской транспорт / Е.К. Аникеева, Н.И. Костенко // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. – 2022. – Т. 1. – С. 97–103.*
9. *Состояние трубопроводов в России: старое против нового [Электронный ресурс]. – URL: https://dprom.online/oilngas/sostoyanie-truboprovodov-v-rossii-staroe-protiv-novogo/(дата обращения: 30.11.2022).*

KEYWORDS: *vertical steel tank, tank farm, Strategic Petroleum Reserve (SPR), energy security, ferrous metallurgy.*

* *Из результатов работ ИПНГ РАН в 2023 г. по теме 122022800270-0.*

«ЛУКОЙЛ БОЛГАРИЯ» ОБВИНИЛИ В ДАВЛЕНИИ НА КОНКУРЕНТОВ И ОШТРАФОВАЛИ

«Лукойл Болгария» обвинили в оказании ценового давления на конкурентов в оптовой торговле моторными топливами. Комиссия по защите конкуренции (КЗК) наложила штраф на компанию в размере более 67 миллионов левов (около 35 миллионов евро).

В ходе расследования, которое длилось полтора года, комиссия установила, что компания «Лукойл-Болгария» реализовала комплексную стратегию по ограничению конкуренции в сфере оптовой торговли топливом в стране.

Регулятор отмечает, что проверка проводилась по запросу OMV Bulgaria, у которого возникли серьезные опасения по поводу нарушений со стороны «Лукойл».

Позже поступили запросы и от других трейдеров. По словам регулятора, компания пыталась создать впечатление, что новая ценовая политика, введенная ею в 2021 году, приведет к снижению цен для потребителей. «Лукойл» не согласен с этим решением и намерен оспорить его в суде.

ЭМБАРГО РОССИИ УДАРИЛО ПО ФРАНЦИИ

Yeni Şafak

Во Франции производство электроэнергии достигло самого низкого уровня с 1992 года в силу того, что энергетический кризис затронул производство. Согласно заявлению французского оператора сети передачи электроэнергии "RTE", производство электроэнергии в стране упало до 279 тераватт-часов. В 2021 году 69% производства электроэнергии обеспечивалось атомными электростанциями. Однако в 2022 году, несмотря на ускорение технического обслуживания станций, этот показатель составил 62,7%. Свою роль в снижении производства электроэнергии сыграло и прекращение Россией поставок нефти и природного газа в страну после эмбарго. С середины прошлого года парижская администрация была вынуждена пойти на экономию энергии, принимая такие меры, как сокращение внутреннего и наружного освещения и ограничение температуры отопления. А после того, как поставщики энергии повысили цены, некоторые промышленные предприятия приняли решение о приостановке производства.

В ЕВРОПЕ УПАЛИ ЦЕНЫ НА ГАЗ, НО ПОВОДОВ ДЛЯ ОПТИМИЗМА НЕТ

ERR.ee

Европа сохраняет зависимость от российского газа, но несмотря на снижение стоимости топлива, поводов для оптимизма нет. Даже если удастся без проблем пережить следующую зиму, в долгосрочной перспективе придется активно бороться с высокими ценами на энергоносители. В последние месяцы цены на газ и электроэнергию в Европе

значительно снизились. Некоторые эксперты уже объявили об окончании энергетического кризиса, но лица, принимающие решения, осторожны в оценках. Благодаря теплой погоде этой зимой самые мрачные сценарии не реализовались. Напротив, стоимость природного газа на нидерландской бирже была ниже, чем в декабре 2021 года. «Во-первых, мы до сих пор полностью не избавились от зависимости от российского газа. Весь природный газ, который Россия не будет поставлять в Европу, исчезнет с мирового рынка. Во-вторых, в прошлом году мы получили значительные дополнительные поставки от других производителей СПГ, но это стало возможным еще и потому, что спрос на азиатском рынке был ниже, чем обычно. Китай вернулся в качестве покупателя и это создаст напряженность в вопросе покупки СПГ по разумной цене. И, в-третьих, отопительный сезон еще не закончился», – заявил еврокомиссар по энергетике К. Симсон. ●

ВЛИЯНИЕ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ОТБОРОВ

на параметры гидравлической системы

Шестаков Роман Алексеевич
доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Дульченко Анна Алексеевна
кафедра нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

АВТОРЫ СТАТЬИ ПРОВОДЯТ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОВОДА, ТАКИХ КАК РАСХОД И ДАВЛЕНИЕ, ПРИ НАЛИЧИИ УТЕЧЕК ИЛИ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК. БЫЛИ ПРОИЗВЕДЕНЫ РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ, НА ОСНОВАНИИ КОТОРЫХ СМОДЕЛИРОВАН ПРОЦЕСС ВЛИЯНИЯ УТЕЧКИ И НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ НА ГИДРАВЛИЧЕСКУЮ СИСТЕМУ. ПРОИЗВЕДЕН АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ЛИНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УКЛОНА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КООРДИНАТЫ УНВ. ТАКЖЕ ИЗУЧЕНО ВЛИЯНИЕ УНВ НА ИЗМЕНЕНИЕ РАСХОДА И ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОТКАЧКЕ ИЗ НЕФТЕПРОВОДА. В МАТЕРИАЛЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ЗАВИСИМОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ПОЛЕЗНОЙ МОЩНОСТИ РАБОТАЮЩИХ НАСОСОВ ПРИ НАЛИЧИИ НАСОСА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО ДЛЯ ОТКАЧКИ НЕФТИ ИЗ НЕФТЕПРОВОДА. АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ОБУСЛОВЛЕНА ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ ЧИСЛОМ УНВ И ОТСУТСТВИЕМ НАИБОЛЕЕ ТОЧНОГО МЕТОДА ОПЕРАТОРНОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК. В РЕЗУЛЬТАТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОКАЗАНЫ ВИДИМЫЕ ОТЛИЧИЯ РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ НАЛИЧИИ УНВ ОТ ПАРАМЕТРОВ ГЕРМЕТИЧНОГО НЕФТЕПРОВОДА, ГРАФИЧЕСКИ ПОКАЗАНЫ ОТКЛОНЕНИЯ ЛИНИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УКЛОНА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ИССЛЕДУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ

THE PURPOSE OF THE RESEARCH IS TO ANALYZE THE CHANGE IN THE PARAMETERS OF THE OIL PIPELINE, SUCH AS FLOW RATE AND PRESSURE, IN THE PRESENCE OF LEAKS OR UNAUTHORIZED TIE-INS. ON THE BASIS OF PARAMETER CALCULATIONS, THE INFLUENCE OF LEAKAGE AND UNAUTHORIZED TIE-IN ON THE HYDRAULIC SYSTEM WAS MODELED. THE ANALYSIS OF THE CHANGE IN THE HYDRAULIC SLOPE LINE DEPENDING ON THE LEAKS OR UNAUTHORIZED TIE-INS COORDINATE WAS MADE. ALSO, THE EFFECT OF LEAKS OR UNAUTHORIZED TIE-INS ON THE CHANGE IN FLOW RATE AND PRESSURE DURING PUMPING OUT OF THE OIL PIPELINE WAS INVESTIGATED. THE MATERIAL CONSIDERS THE DEPENDENCE OF THE CHANGE IN THE POWER OF OPERATING PUMPS IN THE PRESENCE OF A PUMP USED TO PUMP OIL FROM AN OIL PIPELINE. THE ARTICLE RELEVANCE IS CAUSED BY A SIGNIFICANT NUMBER OF LEAKS AND UNAUTHORIZED TIE-INS AND THE LACK OF THE MOST ACCURATE METHOD OF OPERATOR LOCALIZATION AND ELIMINATION OF LEAKS AND UNAUTHORIZED TIE-INS. AS A RESULT OF THE RESEARCH, IMPORTANT DIFFERENCES IN THE CALCULATED PARAMETERS IN THE PRESENCE OF LEAKS AND UNAUTHORIZED TIE-INS FROM THE PARAMETERS OF A SEALED OIL PIPELINE ARE SHOWN, AND THE DEVIATIONS OF THE HYDRAULIC SLOPE LINES ARE GRAPHICALLY SHOWN WHEN THE STUDIED PARAMETERS CHANGE

Ключевые слова: *нефть, гидравлический уклон, параметрические методы, несанкционированные врезки, утечки, обнаружение УНВ, нефтепроводы.*

УДК 621.643.8

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов в современном мире играет важнейшую техническую и экономическую роль. Для экологического и экономического аспектов трубопроводной отрасли необходимо строго контролировать целостность и герметичность эксплуатируемых трубопроводов. В процессе эксплуатации систем трубопроводного транспорта компании уделяют особое внимание обеспечению надежности и безопасности, реализуя приоритетную программу цифровой трансформации и интеллектуализации производства [1]. Несмотря на автоматизацию процессов эксплуатации, постоянные инспекции трубопроводов и поверки оборудования, на данный момент, к сожалению, невозможно гарантировать полную безопасность эксплуатации. Это связано в большой степени с возникновением утечек или незаконными отборами транспортируемого продукта из трубопроводов по несанкционированным врезкам.

Одной из главных задач нефтяной промышленности является борьба с потерями нефти из трубопроводов, в том числе локализация и ликвидация утечек и несанкционированных врезок (УНВ), которые наносят огромный экономический ущерб компаниям, величина хищений у которых достигает сотен тонн в сутки потерянной нефти и сотен миллионов рублей в год [2, 3]. Несанкционированные врезки не всегда устанавливаются квалифицировано, что довольно часто становится причиной аварий на трубопроводах и загрязнения прилегающих территорий транспортируемой нефтью или нефтепродуктами [4].

На текущий момент разработано и совершенствуется большое количество различных методов обнаружения УНВ, которые обычно разделяют на методы постоянного контроля и периодического либо на параметрические и не параметрические, основная часть которых рассмотрены в [3, 5, 6]. Однако, несмотря на кажущуюся законченность данной темы, это далеко не так и связано с ограниченностью по техническим, технологическим, экономическим или экологическим аспектам применения, что обусловлено достоинствами и недостатками того или иного метода обнаружения УНВ.

Среди реализованных способов обнаружения УНВ наиболее известными и используемыми являются параметрические методы, такие как, например:

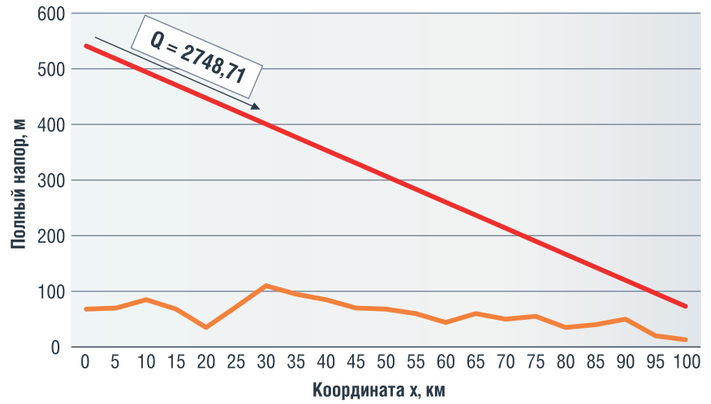
- Балансовые методы – определение факта утечки или врезки по дебалансу жидкости на контролируемом участке трубопровода, к которым относятся метод сравнения расходов [6], метод линейного баланса [7, 8], метод сравнения изменения скорости расходов [5], модифицированный метод материального баланса [5, 9] и иные модификации метода материального баланса [10];
- Метод обнаружения по профилю давления – определение существования утечки или врезки по разности давлений [7];
- Метод давление-расход – определение существования утечки или врезки путем сравнения давления и расхода в начальной и конченой точках участка трубопровода [7];
- Метод гидравлической локации – по изменению гидравлических уклонов на этих сегментах определяется место и интенсивность утечки – и его модификации [3, 5, 11–13].

В большинстве случаев изучаются и модернизируются методы, связанные именно с изменением расхода или распределения давления по длине трубопровода, так как очевидно, что при наличии врезки или утечки эти параметры будут изменяться. Однако же, несмотря на постоянное совершенствование этих методов, представленное ранее, оперативное обнаружение негерметичности в большинстве случаев все еще не представляется возможным. Определение координаты УНВ с помощью известных методов невозможно, либо же неточно в достаточной мере для оперативного определения мест УНВ и устранения негерметичностей.

В представленной работе произведено моделирование и анализ влияния различных параметров УНВ и трубопровода на гидравлическую систему участка нефтепровода между нефтеперекачивающими станциями (НПС) с учетом влияния изменения объемного расхода на участке на развиваемый НПС напор.

Для начала рассмотрим только линейную часть (ЛЧ) участка нефтепровода между НПС и влияние координаты расположения УНВ на изменения технологических параметров ЛЧ участка нефтепровода.

РИС. 1. График полного напора



Для анализа изменения гидравлического уклона при несанкционированной врезке в нефтепровод предположим существование трубопровода с постоянным диаметром d = 630 мм, длиной участка 100 км и высотными отметками.

Произведем расчет необходимых для построения графика гидравлического уклона величин, предполагая отсутствие несанкционированной врезки в нефтепровод.

Расчет полного напора в каждой точке в координате x выполняется по формуле (1) [14]:

$$H(x) = z(x) + 1{,}02 \cdot i \cdot (L - x) \cdot 10^3, \quad (1)$$

где $z_к$ – высотная отметка конечной точки нефтепровода; L – проектная длина нефтепровода, км; x – соответствующая координата, км; i – гидравлический уклон.

Гидравлический уклон определяется согласно формуле (2) [14]:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (2)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; d – диаметр трубопровода, м; v – скорость потока, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с².

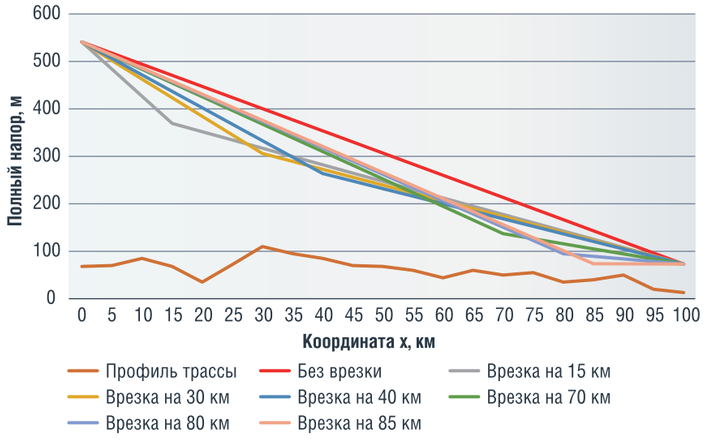
Тогда представим график полного напора без утечек (рис. 1).

Предположим, что в нефтепровод была произведена несанкционированная врезка с помощью отвода диаметром d' = 0,12 м. Рассчитаем параметры на предложенном участке и рассмотрим их изменение в связи с изменением объемного расхода нефти при ее хищении из трубопровода.

ТАБЛИЦА 1. Полный напор с врезками на 15, 30, 40, 70, 80 и 85 км

Координата х, км	Полный напор, м					
	Врезка на 15 км	Врезка на 30 км	Врезка на 40 км	Врезка на 70 км	Врезка на 80 км	Врезка на 85 км
0	541,03	541,03	541,03	541,03	541,03	541,03
5	483,81	501,84	506,35	512,15	513,12	513,51
10	426,62	462,69	471,71	483,30	485,23	486,03
15	369,44	423,54	437,06	454,45	457,35	458,54
20	352,00	384,38	402,42	425,60	429,47	431,06
25	334,56	345,23	367,77	396,75	401,58	403,57
30	317,12	306,08	333,13	367,91	373,70	376,09
35	299,69	289,43	298,48	339,06	345,82	348,60
40	282,25	272,78	263,84	310,21	317,94	321,12
45	264,81	256,13	247,93	281,36	290,05	293,63
50	247,37	239,48	232,03	252,51	262,17	266,15
55	229,94	222,83	216,13	223,66	234,29	238,66
60	212,50	206,19	200,22	194,81	206,41	211,18
65	195,06	189,54	184,32	165,96	178,52	183,69
70	177,62	172,89	168,42	137,12	150,64	156,21
75	160,18	156,24	152,51	126,43	122,76	128,73
80	142,75	139,59	136,61	115,74	94,88	101,24
85	125,31	122,94	120,71	105,06	89,41	73,76
90	107,87	106,29	104,80	94,37	83,94	73,50
95	90,43	89,64	88,90	83,68	78,47	73,25
100	73,00	73,00	73,00	73,00	73,00	73,00

РИСУНОК 2. Изменение линии гидравлического уклона в зависимости от координаты врезки



Скорость течения жидкости в месте врезки рассчитывается по формуле (3) [14]:

$$v = \frac{4 \cdot Q_н}{\pi \cdot d'^2}, \quad (3)$$

где $Q_н$ – объемный расход нефти, проходящий через врезку, м³/с; d' – диаметр врезанной трубы, м.

Расход нефти в нефтепроводе рассчитывается по формуле (4):

$$Q = \frac{v \cdot \pi \cdot d^2}{4}. \quad (4)$$

Расход нефти в месте несанкционированной врезки рассчитывается по формуле (5):

$$Q_н = \frac{\pi \cdot d'^2}{4} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H}, \quad (5)$$

где d' – диаметр врезки, м.

Перепад напоров, благодаря которому происходит истечение, определяется по формуле (6) [15]:

$$\Delta H = \frac{P_{врезки} - P_{атм}}{\rho \cdot g}, \quad (6)$$

где ρ – плотность нефти, кг/м³; $P_{врезки}$ – давление в месте врезки, МПа.

Давление в месте врезки определяется по формуле (7) [16]:

$$P_{врезки} = \rho \cdot g \cdot (H_{входа\ нпс} - \frac{1}{L} \cdot (H_{входа\ нпс} - H_к) - z_{врезки}), \quad (7)$$

где $H_{входа\ нпс}$ – напор на входе в НПС, м, $H_к$ – напор на выходе из НПС, м, $z_{врезки}$ – высотная отметка места врезки, м.

Предположим, что врезка в трубопровод происходит на 70, 130, 180, 330, 390 и 420 км, при высотных отметках z равных 293, 217, 190, 160, 180 и 150 м соответственно. Как видно из расчетных данных о полном напоре, сведенных в таблицу 1, по сравнению со случаем без отбора нефти из нефтепровода полный напор уменьшается. Представим полученные результаты в виде графика (рис. 2).

Как видно на рисунке 2, при возникновении врезки в нефтепровод в некоторой координате происходит искажение линии гидравлического уклона, причем, согласно расчетам и как видно графически, происходит увеличение гидравлического уклона на промежутке от НПС, расположенной в начале участка, до места врезки. А также уменьшение гидравлического уклона на промежутке от места врезки до НПС, расположенной в конце участка.

Таким образом, можно заметить серьезные отклонения линий гидравлического уклона во множестве точек с предположительными врезками. Наиболее «незаметными» являются врезки с координатой х равной 85 км. Линия гидравлического уклона приближена к «эталонной» линии гидравлического уклона без врезки в местах, где врезка дает наименьшую разницу между напорами в требуемой координате.

Проанализируем известный метод локализации утечек и несанкционированных врезок по разности расхода, для этого произведем расчет по формуле (5) и сведем полученные данные в таблицу. Расход в герметичном нефтепроводе без врезок и утечек, рассчитанный по формуле (4), составляет Q = 2748,71 м³/с.

Из таблицы видно, что при наличии врезки в нефтепровод не соблюдается постоянство объемного расхода по длине участка нефтепровода. Из-за совершающейся откачки нефти объемный расход в конце участка значительно уменьшается. Причем в связи с зависимостью расхода нефти в месте утечки от разности напоров ΔH, согласно формуле (5), наиболее рациональным все так же считается отбор на 85 км. Метод определения несанкционированных врезок в нефтепровод по разности расходов в начале и конце участка является наиболее частым в использовании предприятиями, однако в связи с тем, что врезка, установленная квалифицированной группировкой, учитывает необходимость минимального изменения напора, то есть ΔH, от которого зависит расход откачки, а также в связи с существованием вентиля, необходимого для регулировки расхода откачки, в большинстве случаев преступники продолжают оставаться незамеченными.

Теперь рассмотрим влияние утечки в связи с возникновением несанкционированной врезки в трубопровод, для этого проведем расчет.

Известно, что в связи с истечением нефти из трубопровода в окружающую среду, а не откачкой, как в первом случае, для нахождения объемного расхода в месте утечки, необходимо учитывать коэффициент расхода.

Таким образом, объемный расход нефти, проходящий через место утечки, может быть рассчитан по формуле (8) [15]:

$$Q_н = \mu_p \cdot \frac{\pi \cdot d'^2}{4} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta H}, \quad (8)$$

где μ_p – коэффициент расхода, подбираемый в зависимости от числа Рейнольдса (табл. 3); ΔH – напор, при котором происходило истечение, м.

Число Рейнольдса рассчитывается по формуле (9) [18]:

$$Re = \frac{d' \cdot v}{\mathcal{V}}, \quad (9)$$

где $\mathcal{V}$ – кинематическая вязкость нефти, сСт; d' – диаметр врезки, м; v – скорость истечения, м/с.

ТАБЛИЦА 2. Изменение расхода нефти в нефтепроводе с врезкой

Координата врезки, км	Расход до врезки, м³/ч	Расход врезки, м³/ч	Расход после врезки, м³/ч
15	2748,71	553,09	2182,91
30	2735,99	503,43	2232,56
40	2698,11	467,40	2268,59
70	2598,84	336,95	2399,04
80	2542,32	280,29	2455,70
85	2487,50	247,13	2488,86

ТАБЛИЦА 3. Коэффициент расхода μ_p в зависимости от числа Рейнольдса [17]

Re	<25	25–400	400–10 000	10 000–300 000	>300 000
Коэффициент расхода μ_p	$\frac{Re}{48}$	$\frac{Re}{1,5 + 1,4 \cdot Re}$	$0,592 + \frac{0,27}{\sqrt[6]{Re}}$	$0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re}}$	0,595

ТАБЛИЦА 4. Полный напор с утечками на 15, 30, 40, 70, 80 и 85 км

Координата х, км	Полный напор, м					
	Врезка на 15 км	Врезка на 30 км	Врезка на 40 км	Врезка на 70 км	Врезка на 80 км	Врезка на 85 км
0	541,03	541,03	541,03	541,03	541,03	541,03
5	506,90	511,41	512,54	513,99	514,23	514,33
10	472,80	481,82	484,08	486,97	487,46	487,66
15	438,71	452,23	455,61	459,96	460,69	460,98
20	417,20	422,64	427,15	432,95	433,92	434,31
25	395,68	393,06	398,69	405,94	407,14	407,64
30	374,17	363,47	370,23	378,92	380,37	380,97
35	352,66	342,72	341,77	351,91	353,60	354,30
40	331,15	321,97	313,31	324,90	326,83	327,63
45	309,63	301,22	293,28	297,89	300,06	300,96
50	288,12	280,48	273,26	270,88	273,29	274,29
55	266,61	259,73	253,23	243,86	246,52	247,61
60	245,10	238,98	233,20	216,85	219,75	220,94
65	223,58	218,23	213,18	189,84	192,98	194,27
70	202,07	197,48	193,15	162,83	166,21	167,60
75	180,56	176,74	173,13	147,85	139,44	140,93
80	159,05	155,99	153,10	132,88	112,67	114,26
85	137,53	135,24	133,07	117,91	102,75	87,59
90	116,02	114,49	113,05	102,94	92,83	82,72
95	94,51	93,74	93,0	87,97	82,91	77,86
100	73,00	73,00	73,00	73,00	73,00	73,00

Предположим, что существует утечка из нефтепровода с диаметром отверстия 0,01 м. По формулам, предложенным выше, произведем расчет напора с учетом утечки (табл. 4) и построим линии уклонов (рис. 3).

Как видно на графике, все шесть линий уклона с наличием утечки также деформировались по сравнению с линией гидравлического уклона первоначального участка трубопровода, не имеющего

РИСУНОК 3. Изменение линии гидравлического уклона в зависимости от координаты утечки

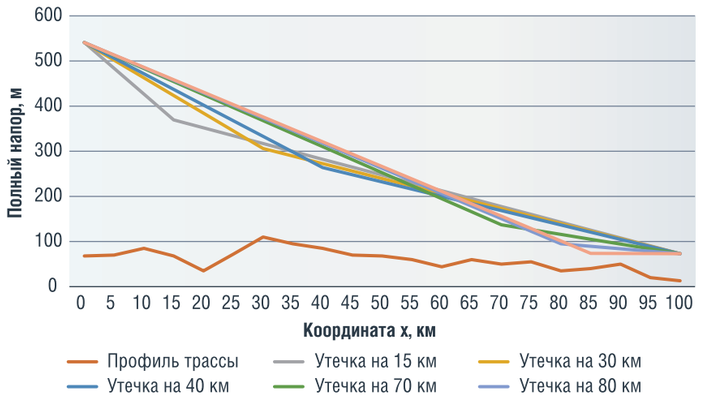
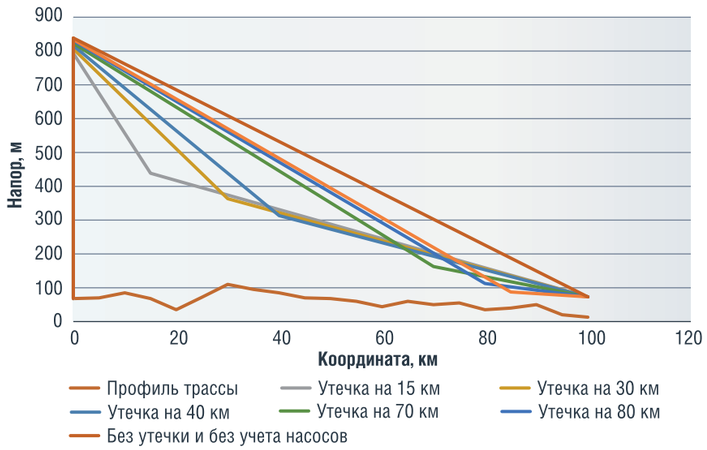


ТАБЛИЦА 5. Результаты численного моделирования

Параметры	Без учета насоса в месте врезки	С учетом насоса в месте врезки
Напор, развиваемый работающими насосами, $H_н$, м	710,38	687,77
Полный напор, $H_п$, м	838,53	815,97
Полезная мощность работающих насосов $N_{пол}$, кВт	4634,25	4824,75

РИСУНОК 4. Изменение гидравлического уклона при откачке на 40 км



ни врезок, ни утечек. В данном случае искажение не так велико, как в случае с врезкой. Это связано с более незначительными отклонениями напора в нефтепроводах с утечкой, которые в масштабе графика дают относительно небольшие отклонения. Тем не менее оперативно определить небольшую утечку с диаметром отверстия всего 1 см в большинстве случаев не удается.

Предположим, что откачка из нефтепровода происходит с помощью насоса, расположенного между начальной и конечной точками участка, и проанализируем его влияние на линию гидравлического уклона.

На насосной станции работают три насосных агрегата, тогда напор, развиваемый насосами, определяется по формуле (10) [14]:

$$H_н = n \cdot (a - b \cdot Q^2), \qquad (10)$$

где a и b – коэффициенты аппроксимации [14]; n – количество работающих насосов; Q – объемный расход нефти, м³/ч.

Принимая, что плотность перекачиваемой нефти ρ = 875 кг/м³, скорость v = 2 м/с, подпор $h_п$ = 60 м, высотная отметка, на которой находится перекачивающая станция z = 68 м, определим полный напор (11) [15]:

$$H_п = H_н + z + \frac{v^2}{2 \cdot g} + h_п, \qquad (11)$$

где $H_н$ – напор, развиваемый работающими насосами, м;
z – начальная высотная отметка, м;
v – скорость потока, м/с;
g – ускорение свободного падения, м/с²; $h_п$ – подпор, м.

Определим полезную мощность работающих насосов (12) [14]:

$$N_{пол} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_н, \qquad (12)$$

где ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²,
Q – объемный расход нефти, м³/ч;
$H_н$ – напор, развиваемый работающими насосами, м.

При подключении насоса для отбора нефти в районе места несанкционированной врезки в нефтепровод изменяется расход нефти. На участке от врезки до следующей перекачивающей станции расход уменьшается, а на участке от первоначальной перекачивающей станции до места врезки возрастает. Предполагая, что врезка произошла на 40 км, получим новый расход Q = 2942,12 м³/ч. Таким образом, изменяется и полный напор. Так как врезка и подкачка произошли между промежуточными перекачивающими станциями, то подпор остается $h_п$ = 60 м.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Сравним, как изменяются графики гидравлических уклонов с учетом насосов и без их учета. Как видно из произведенных расчетов, полный напор снизился на $\Delta H_п$ = 22,61 м в связи с уменьшением напора, развиваемого работающими станциями при прочих принятых константах и с учетом подпора.

На рисунке 4 линия гидравлического уклона искажается из-за существования врезки в нефтепровод и, как следствие, ее хищения. Увеличивается перепад напоров, связанный с истечением

ТАБЛИЦА 6. Параметры нефти с учетом и без учета насосов

Координата x, км	Без учета насосов				С учетом насосов				
	Расход до врезки, м³/ч	Расход врезки, м³/ч	Расход после врезки, м³/ч	Давление НПС, МПа	Расход до врезки, м³/ч	Расход врезки, м³/ч	Расход после врезки, м³/ч	Давление НПС, МПа	Выходной напор НПС, м
15	2748,7	553,1	2182,9	3,35	3135,1	971,6	2163,4	3,83	793,3
30	2735,9	503,4	2232,5	3,15	3027,1	901,6	2125,5	3,49	806,1
40	2698,1	467,4	2268,5	3,38	2942,1	851,7	2090,3	3,69	815,9
70	2598,8	336,9	2399,1	3,57	2883,4	680,5	2202,8	3,97	822,5
80	2542,3	280,3	2455,7	3,71	2809,7	612,9	2196,8	4,10	830,6
85	2487,5	247,1	2488,8	3,62	2780,0	576,2	2203,7	4,05	833,8

ТАБЛИЦА 7. Изменение параметров нефти в нефтепроводе

Координата врезки, км	Изменение расхода до врезки, м³/ч	Изменение расхода врезки, м³/ч	Изменение расхода после врезки, м³/ч	Изменение давления НПС, МПа
15	386,37	418,5	19,5	0,47
30	291,12	398,2	107	0,33
40	244,01	384,3	178,2	0,31
70	284,56	343,6	196,3	0,39
80	267,46	332,6	258,9	0,39
85	292,5	329,1	285,1	0,42

в конкретной координате. В таблицах 6, 7 представлены изменения параметров с учетом и без учета насосов.

Таким образом, анализируя полученные выше результаты, можно сделать вывод, что при наличии насоса на участке между НПС напор, развиваемый ими, будет падать при возникновении УНВ на участке магистрального нефтепровода после НПС вследствие увеличения расхода на участке до УНВ и снижении его после. Также можно прийти к выводу о том, что с помощью анализа изменений мощности НПС, можно определить наличие факта УНВ на участке МН [19]. Однако из исследования линий гидравлического уклона при различных УНВ следует, что остается много вопросов к тому, как именно обнаружить местоположения УНВ параметрическими методами. Это связано с искажениями, вносимым изменением создаваемого на НПС насосами, напора в общую гидравлическую систему, что, в свою очередь, приводит к большим ошибкам при определении координаты УНВ параметрическими методами. ●

Литература

1. *Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при эксплуатации магистральных и мобильных нефтепродуктотранспортных систем / Л.В. Сеовв, Д.И. Мельников, М.Ю. Земенкова [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 5–6 (125–126). – С. 90–92.*
2. *Ущерб «Транснефти» от криминальных врезок в 2020 г. превысил 600 млн руб. // URL: https://www.transneft.ru/media-center/newspress/publications/ushcherb-transnefti-ot-kriminalnykh-vrezok-v-2020-g-prevysil-600-mln-rub/ (дата обращения: 14.01.2023).*
3. *Шестаков Р.А. Разработка методики параметрической диагностики технологиче-ских участков магистральных нефтепроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2019. – 155 с.*
4. *Цвяк А.В. Экологические последствия несанкционированных врезок в нефтепроводы и методы борьбы с ними // ВЕСТНИК Оренбургского государственного университета. – 2015. – № 10. – С. 445–447.*
5. *Зверев Ф.С. Совершенствование технологий обнаружения утечек нефти из трубопроводов: специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зверев Федор Сергеевич. – Москва, 2010. – 173 с.*
6. *Гольянов А.А. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – № 10. – С. 5–14.*
7. *РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 207 с.*
8. *Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов: Учебное пособие для студентов специальности 0907.01 «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / В.Н. Антипьев, Ю.Д. Земенков, А.Б. Шабаров [и др.]. – Тюмень: Издательство «ВекторБук», 2002. – 432 с.*
9. *Зверев Ф.С. Модифицированный метод материального баланса для оперативного обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из магистральных трубопроводов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2009. – № 3. – С. 48–51.*
10. *Лурье М.В. Повышение безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов путем внедрения непрерывного мониторинга массы жидкости на участках трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 5. – С. 68–75.*
11. *Лурье М.В., Макаров П.С. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1998. – № 12. – С. 65–69.*
12. *Лурье М.В., Зверев Ф.С. Метод зональной локации для обнаружения утечек нефти из трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1 (5). – С. 48–51.*
13. *Мамонова Т.Е. Модифицированный метод гидравлической локации для определения утечек в нефтепроводах: специальность 05.13.01 «Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям)»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мамонова Татьяна Егоровна. – Томск, 2012. – 148 с.*
14. *Поляков В.А. Методы и нормы технологического проектирования нефтепроводов: учебное пособие. Электронный ресурс. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. – 113 с.*
15. *Сафаров А.М. Определение степени загрязнения при аварийных утечках нефти и нефтепродуктов. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2010. – 15 с.*
16. *Галиуллин Р.М. Информационно-измерительная система обнаружения и определения местоположения несанкционированных врезок на нефтепродуктопроводах: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.11.16. – Самара, 2005. – 24 с.*
17. *Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов URL: https://docs.cntd.ru/document/1200031822 (дата обращения: 05.10.2022).*
18. *Стержнев С.А. Ликвидация несанкционированных врезок в трубопроводы. – Томск: Томский политехнический университет, 2018. – 88 с.*
19. *Кричке В.О., Кричке В.В., Громан А.О. Способ определения величины и места утечки в магистральном трубопроводе между двумя смежными насосными станциями насосно-трубопроводного комплекса по перекачке нефти и нефтепродуктов // Патент на изобретение РФ № 2362134 (2009).*

KEYWORDS: *oil, hydraulic slope, parametric methods, unauthorized tie-ins, leaks, detection of leaks and unauthorized tie-ins, oil pipelines.*

MISTRAL
HOTEL & SPA

Мистраль Отель & СПА – уникальный курорт премиум-класса всего в часе езды от Москвы.

Отель хорошо известен среди поклонников премиального отдыха. Обладатель международных премий Perfect SPA в номинации «Лучший SPA-курорт в России» и World SPA & Wellness Awards, победитель в категории «Выбор путешественников» сайта Trip Advisor предлагает отдых на любой вкус и любой продолжительности.

Расположенный на берегу Истринского водохранилища в окружении величественной природы, отель сразу покоряет сердца гостей. Огромная территория предполагает как активный отдых, так и неспешные прогулки по многочисленным аллеям и тропинкам. Широкий выбор техники и инвентаря разнообразит ваш отдых на природе.

25-метровый бассейн, вместительная термальная зона с саунами, русской парной, хаммамом и джакузи. Рестораны предлагают аутентичные блюда европейской и азиатской кухонь, в барах отличный выбор различных согревающих напитков, а утренние завтраки не оставят равнодушными даже самых искушенных гурманов.

Интерьер отеля в золотистых тонах благородного мрамора и красного дерева располагает к неспешному и приятному времяпровождению в ресторанах и лобби баре с любимыми напитками и шикарными десертами, мимо которых невозможно пройти мимо.

Прекрасные пейзажи, чистейший воздух, ощущение тепла, заботы и любви – это именно то, что вам предлагает M`Istra`l Hotel&SPA. Отдых в отеле поможет забыть о ежедневных заботах и рутине и поможет полностью восстановиться и перезагрузиться.

Большую часть отеля занимает СПА-комплекс, созданный для того, чтобы наши гости могли получить максимум удовольствия и заботы о своем теле. Разнообразные процедуры и уходы СПА-специалистов расслабят тело, вернут легкость и радость жизни. Массажи, обертывания, аппаратные процедуры, бальнеотерапия, парикмахерские услуги, маникюр, педикюр, талассотерпия, омолаживающие косметологические процедуры, составление индивидуальных программ по детоксикации и омоложению, лимфотропная терапия, ВЛОК, Лаеннек, карбокситерапия и многое-многое другое доступно для всех желающих.

В отеле работает команда анимации, которая сможет занять ребенка разнообразными программами, развлечениями и активностями, чтобы родители смогли полностью насладиться отдыхом.

В честь праздников всех наших гостей ждет непревзойденная душевная атмосфера, живая музыка, специальные меню, конкурсы и подарки!

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

РЕКЛАМА

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ ВОДОНАБУХАЮЩЕЙ РЕЗИНЫ для пакерного оборудования

УДК 678

ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ МАКСИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ СНИЖЕНИИ ЗАТРАТ НА РАЗРАБОТКУ И ЭКСПЛУАТАЦИЮ. НАБУХАЮЩИЕ ПАКЕРЫ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ В ОБЛАСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, РЕМОНТА ПОВРЕЖДЕННЫХ СКВАЖИН, ГИДРОИЗОЛЯЦИИ И ЗОНАЛЬНОЙ ИЗОЛЯЦИИ, А ТАКЖЕ ДРУГИХ ПРИМЕНЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ БОЛЕЕ ВЫСОКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБЪЕМА ДОБЫЧИ И СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ. АКТУАЛЬНОЙ ЗАДАЧЕЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ СОЗДАНИЕ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ЭЛАСТОМЕРОВ, ОБЛАДАЮЩИХ ВЫСОКОЙ СПОСОБНОСТЬЮ К НАБУХАНИЮ В СРЕДАХ РАЗЛИЧНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ. В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ ПРЕДЛОЖЕНА ГИДРОФИЛЬНАЯ ДОБАВКА, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ СОХРАНИТЬ УПРУГО-ГИСТЕРЕЗИСНЫЕ СВОЙСТВА РЕЗИН НА ВЫСОКОМ УРОВНЕ В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ, А ТАКЖЕ ОБЕСПЕЧИТЬ ВЫСОКУЮ СКОРОСТЬ НАБУХАНИЯ В СРЕДАХ, ИМИТИРУЮЩИХ СКВАЖИННЫЕ ФЛЮИДЫ

THE PRIMARY GOAL OF THE OIL INDUSTRY IS TO MAXIMIZE OIL PRODUCTION WHILE REDUCING DEVELOPMENT AND OPERATING COSTS. SWELLABLE PACKERS REPRESENT A PROMISING DIRECTION IN THE FIELD OF WELL COMPLETIONS, REPAIR OF DAMAGED WELLS, WATERPROOFING AND ZONAL ISOLATION, AS WELL AS OTHER APPLICATIONS THAT PROVIDE HIGHER RATES OF PRODUCTION AND RECOVERY OF HYDROCARBONS. AN URGENT TASK OF THE OIL INDUSTRY IS TO CREATE WATER-SWELLABLE ELASTOMERS WITH HIGH SWELLING ABILITY IN MEDIA OF DIFFERENT SALINITY AT DIFFERENT TEMPERATURES. IN THE PRESENT WORK THE HYDROPHILIC ADDITIVE IS OFFERED, ALLOWING TO KEEP ELASTIC AND HYSTERESIS PROPERTIES OF RUBBERS AT HIGH LEVEL DURING OPERATION, AND ALSO TO PROVIDE HIGH RATE OF SWELLING IN THE ENVIRONMENTS SIMULATING WELL FLUIDS

Ключевые слова: *пакерное оборудование, водонабухающая резина, гидрофильная добавка, бутадиен-нитрильный каучук.*

Сигунова Анна Александровна

кафедра газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Двумя основными движущими силами процесса набухания являются сила, возникающая при проникновении растворителя в полимерную матрицу, и ее сопротивление расширению, при их равенстве соблюдается условие термодинамического равновесия. Взаимодействие молекул воды с частицами водонабухающего реагента осуществляется посредством водородных связей. За счет сшивки цепей каучука развивается сопротивление расширению ввиду ограниченности диспергирования воды и поглощающей способности гидрофильной добавки, при этом наблюдается энергетическое неравенство, которое проявляется в стремлении достичь энергетического баланса путем создания градиента диффузии между эластомером и окружающей жидкостью, что приводит к равновесию.

РИСУНОК 1. Схематическая иллюстрация процесса набухания

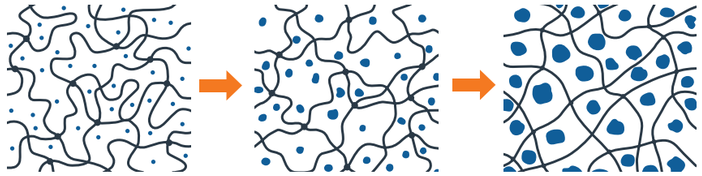
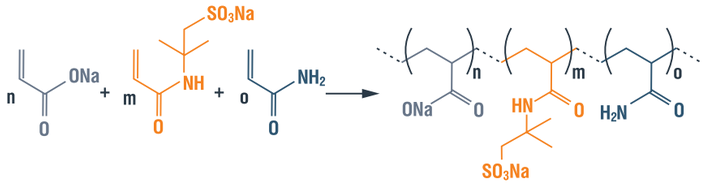


РИСУНОК 2. Схема сополимеризации



Схематическая иллюстрация процесса набухания представлена на рисунке 1. Частицы водонабухающего реагента, находящиеся внутри полимерной матрицы, ускоряют проникновение воды, что приводит к увеличению в объеме гидрофильной добавки, способствующему в дальнейшем набуханию резины. Однако длительный контакт с водой приводит к потере набухания и снижению прочности резины. Это происходит за счет миграции водонабухающего реагента в водную среду, вызванной высоким межфазным натяжением на границе раздела несмешивающихся полимерных смесей.

Количество гидрофильной добавки в рецептуре способно существенного повлиять на физико-механические свойства водонабухающих резин. Таким образом, для предотвращения потери прочности необходима более высокая степень сшивки каучука, однако данное условие приведет к уменьшению набухающей способности резины. Поэтому важной задачей является поиск оптимальных соотношений между гидрофильной добавкой и каучуком в рецептуре водонабухающей резины, способных придать высокие водопоглощающие свойства, а также сохранить упруго-гистерезисные свойства.

В качестве гидрофильной добавки выбраны компоненты, потенциально способные придать эластомеру повышенное водопоглощение. Таким образом, гидрофильная добавка синтезирована путем радикальной сополимеризации акрилата натрия с натриевой солью 2-акриламидо-2-метилпропансульфокислоты и акриламида по реакции (рис. 2).

С целью оценки физико-химических свойств приготовлены резины, рецептура которых представлена в таблице 1. Для повышения скорости набухания резины предусмотрено введение в состав Na-карбоксиметилцеллюлозы, выступающей в роли вспомогательной гидрофильной добавки.

ТАБЛИЦА 1. Состав резин

Компонент	Кол-во, мас. ч.
Резиновая смесь	
Бутадиен-нитрильный каучук	100
ТУ-324	40
Оксид цинка	5
Стеариновая кислота	1
Ацетонанил	0,5
Na-карбоксиметилцеллюлоза	100
Гидрофильная добавка	100
Вулканизирующая группа	
Дифенилгуанидин	3
Альтакс	1
Сера	1

В качестве основы резины выбран бутадиен-нитрильный каучук БНКС-28 АН производства ООО «СИБУР». Бутадиен-нитрильные каучуки, ввиду наличия в макромолекулах звеньев нитрила акриловой кислоты, являются полярными, что с учетом принципа подобности предопределило их применение в основе водонабухающих резин. Стеариновая кислота служит пластификатором-мягчителем, а также в комплексе с оксидом цинка является активатором серной вулканизации. Ацентонанил представляет собой высокоэффективный стабилизатор, защищающий резиновую смесь от теплового и светоозонного старения. Технический углерод выступает в роли главного усиливающего наполнителя, улучшающего упругопрочностные и упругодеформационные свойства. В качестве ускорителей серной вулканизации использовался дифенилгуанидин в сочетании с альтаксом.

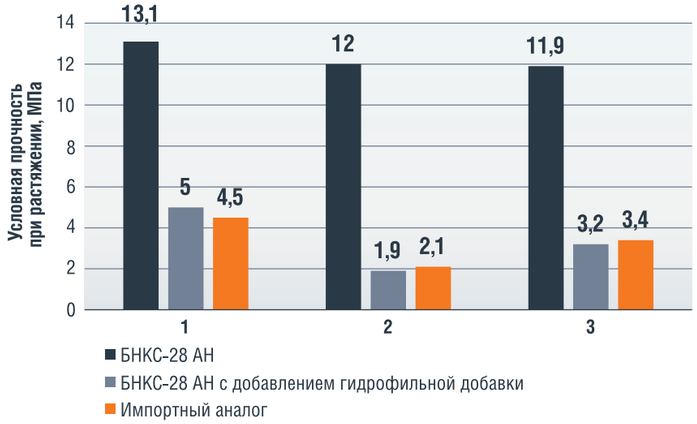
Испытания для оценки прочностных свойств проводились на универсальной разрывной машине SHIMADZU AGS-X в соответствии с ГОСТ 270 при скорости нагружения 500 мм/мин. Испытаниям подвергались резины на основе БНКС-28 АН, БНКС-28 АН с добавлением гидрофильной добавки и импортный аналог производства TAM International, выбор которого обусловлен его применением ведущими нефтегазодобывающими компаниями Российской Федерации. Образцы для испытаний вырубались из пластин толщиной 2±0,2 мм с помощью штанцевого ножа на прессе с рычажным приводом.

На рисунках 3 и 4 приведены результаты эксперимента, такие как показатели условной прочности при растяжении и относительного удлинения при разрыве. Для исследования влияния процесса водопоглощения испытания проводились после выдержки в водной среде и в водном растворе 10% NaCl.

Проводя сравнительную характеристику полученных данных, можно отметить тенденцию снижения показателей упруго-гистерезисных свойств после контакта резины с модельными растворами, связанную с проникновением молекул жидкости в матрицу эластомера, что влечет за собой ослабление межмолекулярных связей.

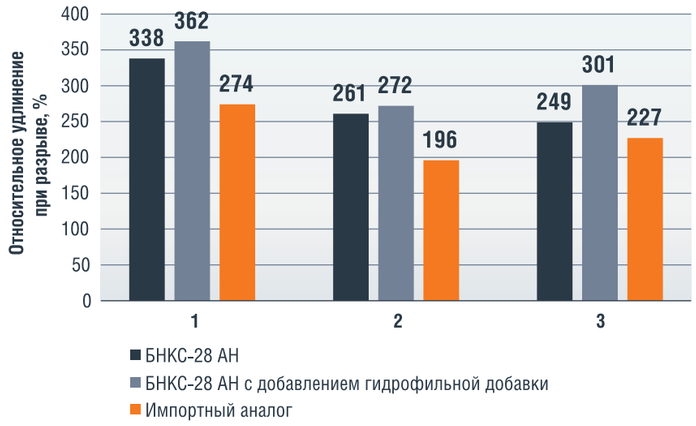
Ввиду различия температурных условий и степени минерализации скважинных флюидов проведены исследования водонабухающей способности резины, содержащей в своем составе синтезированную гидрофильную добавку, при температурах 20, 50 и 80 °C и различной степени содержания NaCl, результаты которых представлены на рисунках 5–7.

РИСУНОК 3. Показатели условной прочности при растяжении



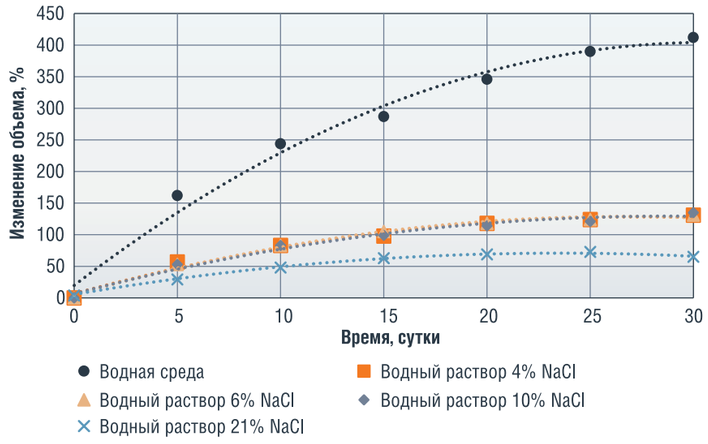
1 – базовый сценарий; 2 – после 14-дневной выдержки в водной среде;
3 – после 14-дневной выдержки в водном растворе 10 % NaCl

РИСУНОК 4. Показатели относительного удлинения при разрыве



1 – базовый сценарий; 2 – после 14-дневной выдержки в водной среде;
3 – после 14-дневной выдержки в водном растворе 10 % NaCl

РИСУНОК 5. Изменение объема резин в средах различной минерализации при t = 20 °C



Каждый эксперимент с исследованием набухающей способности повторяли три раза для каждого образца. Представленные данные были усреднены по трем повторным экспериментам.

Так как при контакте с модельными смесями, имитирующими скважинные флюиды, образец резины должен увеличиваться в объеме в радиальном направлении к стволу скважины, образцы сделаны в виде цилиндров одинакового диаметра и высоты в соответствие с ГОСТ 28588.1. Анализ результатов показывает увеличение набухающей способности резин при повышении температуры и снижении минерализации растворов, также можно судить о высоких физико-механических свойствах, так как при наибольшей температуре и наименьшей минерализации образец не разрушился. Степень набухания не уменьшается на всем временном промежутке проведения эксперимента, что свидетельствует о высоких водогерметизирующих свойствах образцов ввиду отсутствия вымывания гидрофильной добавки.

Исследования водонабухающей способности при заданных условиях проводились также для импортного аналога, наименьшее расхождение показателей изменения объема достигнуты при 20 °C в 10 %-ном водном растворе NaCl, результаты представлены на рисунке 8.

Ввиду наименьших расхождений результатов время экспозиции было увеличено до 70 суток с целью подтверждения отсутствия процесса вымывания гидрофильной добавки в полученном эластомере.

Выводы

С фундаментальной точки зрения повышение добычи нефти при одновременной минимизации эксплуатационных затрат является одним из ключевых направлений исследований в области нефтегазодобычи. К препятствиям в достижении поставленной цели можно отнести несколько критических вопросов, таких как отказ оборудования, его недостаточная надежность, сложность внедрения, эксплуатационные проблемы и высокие энергетические затраты. Относительно новая технология набухающих эластомеров, успешно опробованная в различных областях промышленности, благодаря простоте конструкции оборудования,

РИСУНОК 6. Изменение объема резин в средах различной минерализации при t = 50 °C

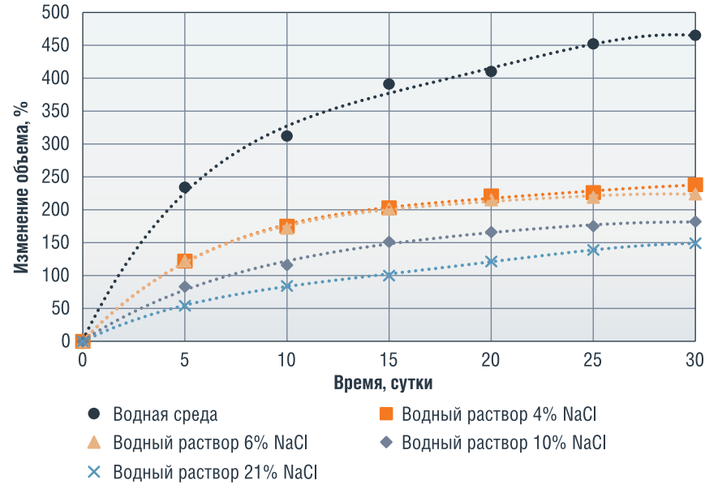


РИСУНОК 7. Изменение объема резин в средах различной минерализации при t = 80 °C

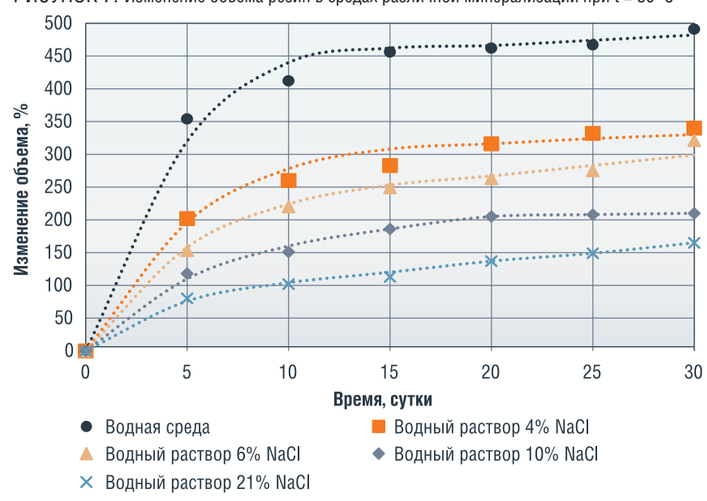
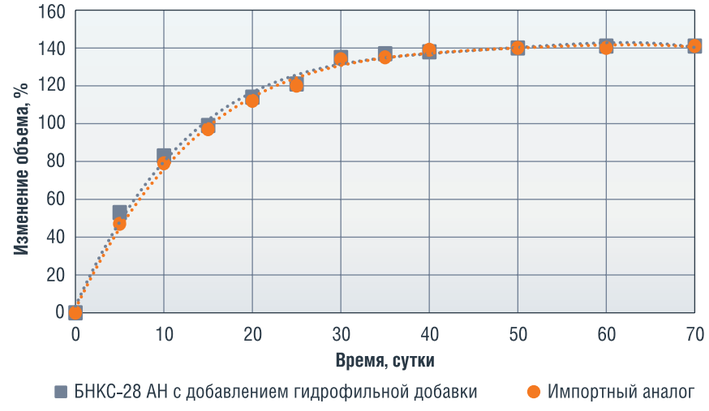


РИСУНОК 8. Сравнительная характеристика изменения объема резин в водном растворе 10 % NaCl при t = 20 °C



недорогому производству и эксплуатации представляет инновационное и рентабельное решение.

Предложено и экспериментально подтверждено использование в качестве гидрофильной добавки продукта радикальной сополимеризации акрилата натрия с натриевой солью 2-акриламидо-2-метилпропансульфокислоты и акриламида для создания резин, обладающих высокой водонабухающей способностью в средах различной минерализации при различных температурах и сохраняющих свои физико-механические свойства на протяжении эксплуатации.

Выбор гидрофильной добавки играет важную роль в предопределении водонабухающих свойств пакерного оборудования, таким образом, становится возможным контроль процесса набухания в различных средах активации и условиях эксплуатации, что придает эластомеру универсальность. В настоящей работе удалось достичь показателей импортных аналогов уплотнительного элемента, что дает возможность получения положительного экономического эффекта ввиду более низкой стоимости пакерного оборудования.

На территории Российской Федерации расположено множество производств пакерного оборудования, простота синтеза гидрофильной добавки не создает дополнительных затрат на установку специализированного оборудования, что способствует легкому внедрению в промышленных масштабах. ●

Литература

1. *ГОСТ 270-75. Резина. Метод определения упруго-прочностных свойств при растяжении. Москва: Стандартинформ. 2008. 10 с.*
2. *ГОСТ 28588.1-90. Резина. Подготовка проб и образцов для испытания. Москва: Стандартинформ. 2005. 6 с.*
3. *Катеев Р.И. Опыт применения водонефтенабухающих заколонных пакеров "ТАМ International" / Р.И. Катеев, А.Р. Исхаков, И.М. Зарипов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ТатНИПИнефть. Том Выпуск LXXIX. – Москва: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2011. – С. 213–220.*
4. *Оценка возможности применения жирных кислот таллового масла при производстве СКИ-3 для улучшения упруго-гистерезисных свойств / А.А. Сигунова, Е.С. Мищенко, А.М. Козлов, А.Б. Карпов // Бутлеровские сообщения. – 2022. – Т. 71. – № 7. – С. 102–108. – DOI 10.37952/ROI-jbc-01/22-71-7-102.*

KEYWORDS: *packer equipment, water-swelling rubber, hydrophilic additive, nitrile butadiene rubber.*

НЕВЗРЫВНЫЕ ИСТОЧНИКИ возбуждения сейсмических волн

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ВО ВСЕМ МИРЕ ВЕДУТ ШИРОКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СОЗДАНИЮ НОВЫХ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ПРИМЕНЯЕМЫХ НЕВЗРЫВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН. АВТОРЫ СТАТЬИ АНАЛИЗИРУЮТ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ ДЛЯ ГЕНЕРАТОРА СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙ В КАЧЕСТВЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯ БЕНЗИНО-ВОЗДУШНУЮ СМЕСЬ

RESEARCH ORGANIZATIONS AROUND THE WORLD ARE CONDUCTING EXTENSIVE RESEARCH ON THE CREATION OF NEW AND IMPROVEMENT OF EXISTING WAVE GENERATION BY NON-EXPLOSIVE SOURCES. THE AUTHORS OF THE ARTICLE ANALYZE THE RESULTS OF RESEARCH INTO THE TECHNICAL FEASIBILITY OF CREATING A POWER SUPPLY SYSTEM FOR A SEISMIC GENERATOR USING A GASOLINE-AIR MIXTURE AS AN ENERGY CARRIER

Ключевые слова: *сейсмические волны, источник питания, бензино-кислородная смесь, сейсморазведка, невзрывные источники возбуждения.*

УДК 650.8

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Костин Вадим Витальевич
студент

Щербакова Ксения Олеговна
преподаватель, научный руководитель

Овезов Батыр Аннамухамедович
начальник отдела организации научных мероприятий и молодежной науки

Календарова Лейли Рустамовна
аспирант

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

В качестве источника сейсмических волн можно использовать любое устройство, осуществляющее механическое воздействие на среду. Существует ряд требований к воздействию:

- сильное, чтобы обеспечить возможность приема волн, отраженных или преломленных от глубоких границ;
- кратковременное, чтобы обеспечить разделение волн от разных границ;
- экономичное;
- транспортабельное;
- экологичное.

Первоначально в сейсморазведочных работах для возбуждения колебаний использовались взрывы твердых взрывчатых веществ (ВВ). Ныне взрывное возбуждение полностью запрещено на акваториях. Для восполнения спроса были созданы невзрывные источники [2].

Однако при возбуждении колебаний на поверхности создаются интенсивные помехи – поверхностные волны, а проникающие в среду волны сильно поглощаются в слое рыхлых отложений зоны малых скоростей. Поэтому применяют группирование источников и приемников, накопление сигналов при многократном возбуждении колебаний и другие приемы повышения соотношения сигнал/помеха.

Наиболее распространенными и надежными в настоящее время следует считать используемые в наших геолого-разведочных организациях импульсные газодинамические источники. Это объясняется тем, что взрывные источники колебаний невозможно использовать для дистанционного дозирования и контроля мощности взрывного импульса, для формирования серии импульсов на фиксированной глубине скважины без подъема источника колебаний [3]. Также использование взрывных источников останавливают повышенные требования к технике безопасности работы со взрывчатым веществом.

Импульсные невзрывные источники сейсмических колебаний можно применять как на суше, так и на шельфе.

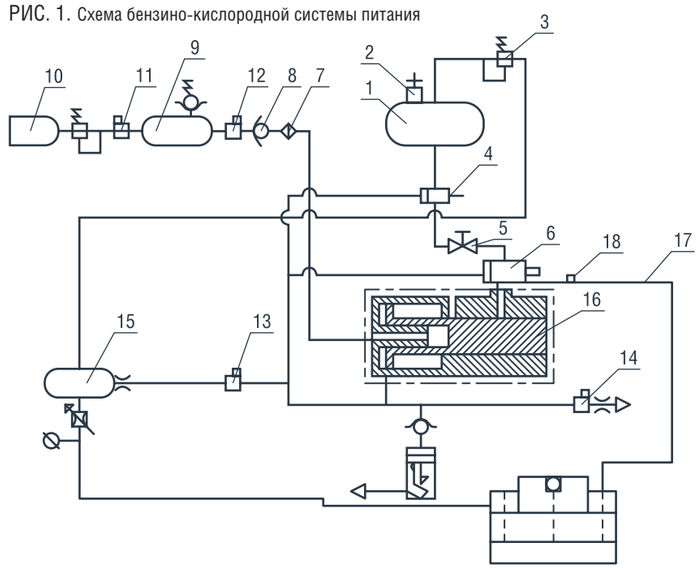
Применение невзрывных источников позволяет в два-три раза сократить численность сейсмопартий, повысить безопасность ведения работ и получить экономический эффект [4, 5].

Генераторы сейсмических колебаний в качестве энергоносителя применяют пропано-кислородные смеси, обеспечивающие стабильную работу установки только при температуре окружающей среды свыше +5 °С. В связи с этим возникают задачи повысить температурный предел до -10°...-30 °С [1]. Одним из методов, реализация которого позволяет использовать генераторы колебаний в течение круглого года, является использование в качестве энергоносителя бензино-кислородной смеси.

Разработанная авторами бензино-кислородная система питания предназначена для оснащения генератора сейсмических колебаний, а также для обеспечения устойчивой работы при отрицательных температурах. Схема системы питания показана на рис. 1. Система питания состоит из кислородной линии газовой системы и топливной (бензиновой) линии и включает в себя: 1 – топливный бак с предохранительным клапаном (2); 3 – регулятор давления; 4 – топливный клапан; 5 – кран; 6 – клапан-форсунку; 7 – огнепреградитель; 8 – обратный клапан; 9 – кислородный мерник; 10 – кислородный баллон; 11, 12, 13, 14 – вентили воздушные; 15 – рессивер воздушный.

Кислород поступает во взрывную камеру через разделитель 16 и детонационную трубу 17, снабженную свечой зажигания 18. Работа системы питания осуществляется следующим образом. С помощью регулятора давления 3 в топливный бак 1 подается воздух под давлением 0,3 Мпа. Затем включением вентиля 2 кислородный мерник заполняется

РИС. 1. Схема бензино-кислородной системы питания



кислородом до давления 0,4 Мпа и подача кислорода в мерник прекращается. После этого включаются вентили 12 и 13. Вентиль открывает кислородную магистраль, а вентиль 13 обеспечивает открытие разделителя 16, топливного клапана 4 и клапана-форсунки 6. Взрывная камера заполняется бензино-кислородной смесью, после чего отключается вентили 12 и 13, а также включается вентиль 14, обеспечивающий закрытие разделителя, топливного клапана 4 и клапана-форсунки 6. Воспламенение горючей смеси осуществляется от свечи зажигания 18.

В настоящее время в индустрии используется источник сейсмических колебаний большой мощности, в котором в качестве энергоносителя используется пропано-кислородная смесь. Использование пропана или пропан-бутановой смеси в качестве топлива позволяет вести работы только при положительных температурах, что сильно снижает эффективность работы геолого-разведочных партий в северных районах, а также эффективность работы установки.

Результаты выполненных исследований свидетельствуют о технической возможности создания для генератора сейсмических колебаний системы питания, использующей в качестве энергоносителя бензино-воздушную смесь. Генератор с такой системой питания позволит работать при отрицательных температурах (до -20 °С), что актуально для районов Арктики. Эксплуатационные затраты будут более низкие по сравнению с работающим на пропано-кислородной смеси.

Литература

1. *Генераторы сейсмических колебаний невзрывного типа, использующие в качестве энергоносителя бензин-кислородные смеси, обогащенные водородом / Т.Т. Мажренова, А.М. Машкова, Н.В. Соловьев, К.О. Щербакова, Б.А. Овезов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 3 (123). – С. 20–23.*
2. *Изучение верхней части разреза с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к зонам развития вечной мерзлоты / В.М. Кузнецов, А.П. Жуков, Е.О. Никонов [и др.] // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2014. – Т. 47. – № 1. – С. 20–30.*
3. *Повышение информативности и достоверности наземной сейсморазведки с нодальными бескабельными системами / М.Т. Абдулвалиев, А.П. Тиссен, В.М. Толкачев, А.В. Череповский // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 75–82. – DOI 10.31087/0016-7894-2020-5-75-82.*
4. *Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин / А.Д. Косенков, А.М. Машкова, Н.В. Соловьев [и др.] // Молодые – Наукам о Земле: Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта – 01.04.2022 года / Редколлегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. – С. 228–230.*
5. *Череповский А.В. Перспективы бескабельных регистрирующих систем в наземной сейсморазведке / А.В. Череповский // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2016. – Т. 58. – № 4. – С. 19–27.*

Keywords: *seismic waves, power supply, gasoline-oxygen mixture, seismic exploration, non-explosive sources of excitation.*

НОВАЯ СТРАТЕГИЯ РЕАГИРОВАНИЯ НА РАЗЛИВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ

при освоении месторождений УВ континентального шельфа

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ СПЕЦИФИКА АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ, КОТОРАЯ ПОКАЗАЛА НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ ОСОБОЙ СТРАТЕГИИ РЕАГИРОВАНИЯ НА РАЗЛИВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

THE ARTICLE ANALYZES THE SPECIFICS AND LIQUIDATION OF EMERGENCY LEAK OF LIGHT HYDROCARBONS IN OFFSHORE FIELDS, WHICH REQUIRES THE DEVELOPMENT OF A SPECIAL STRATEGY FOR RESPONDING TO A GAS CONDENSATE LEAKAGE

Ключевые слова: *шельф, газовый конденсат, ликвидация, освоение, континентальный шельф, аварийный разлив.*

УДК 502.656

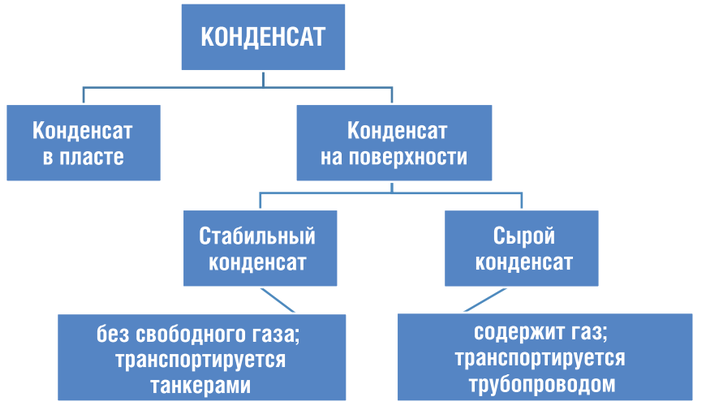
Ворсина Галина Дмитриевна
главный эксперт, ПАО «Газпром»

Богатырева Елена Викторовна
заведующий кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Добыча углеводородов в условиях замерзающих морей, таких как Баренцево, Печорское, Карское, где период ледостава может составлять до 300 суток, не только усложняет процесс добычи, но и предопределяет ужесточение мер в рамках предупреждения и ликвидации аварийных разливов углеводородов. Поэтому важно осуществлять комплексный подход не только к прогнозированию аварийных разливов, но и к определению сил и средств при возможном возникновении чрезвычайной ситуации, учитывая при этом специфику рассматриваемой акватории, в которой планируется осуществлять работы [1].

Существующие методы ликвидации разливов УВ охватывают только тяжелые нефти [1], в то время как чрезвычайные ситуации (ЧС), связанные с разливами газового конденсата (далее ГК), остаются неисследованными. Известная авария, произошедшая 6 января

РИСУНОК 1. Типы конденсата



2018 года в Восточно-Китайском море, в 260 км от Шанхая, когда в результате столкновения танкера «Sanchi», осуществлявшего перевозку 136 тыс. тонн, с грузовым кораблем, произошел разлив ГК, показала, что в мире нет эффективных технологий ликвидации последствий такого рода аварий.

Быстро стянутые к месту аварии большие силы и средства задействованных служб береговой охраны трех стран – Китая, Южной Кореи и Японии, не смогли показать сколь-нибудь эффективных мер реагирования.

Анализ данной ситуации показал, что отсутствуют меры по своевременной ликвидации разлива ГК, соответствующая нормативная база в области реагирования на разлив конденсата и эффективные технологии ликвидации газового конденсата, в том числе и в ледовых условиях.

То есть необходимо создание особой тактики реагирования на ЧС, связанной с разливом ГК в рамках разработки Планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (План ЛРН), в которых необходимо детально анализировать следующие факторы:

- физико-химические свойства продукта;
- гидрометеорологическую обстановку во время возможного возникновения чрезвычайной ситуации (ледовая обстановка, скорости течений, ветра, температура воды и окружающей среды и т.д.);
- потенциальные объемы разлива;
- эффективность применяемых технологий для ликвидации искомого типа углеводорода [1].

Таким образом, тип и специфика нефтепродукта является определяющим фактором при разработке стратегии ликвидации разлива.

Газовый конденсат

Невозможно дать одно единственное определение газовому конденсату, так как его свойства и состав зависят от его происхождения. Конденсат в основном характеризуется тем, что он состоит из легких углеводородов. Их компонентный состав также зависит от того, где находится конденсат: на поверхности или в пласте под действием высоких температур и давления. Газовый конденсат может быть разделен на два типа (рис. 1). Первый тип – конденсат, который формируется непосредственно в пласте. Второй тип – конденсат, который получают на поверхности в результате процесса разделения многофазной жидкой среды, образующейся при разработке газоконденсатного месторождения (ГКМ). Второй тип также может быть разделен на две подгруппы: стабильный газовый конденсат и сырой конденсат [3].

Конденсат на поверхности отличается по своим свойствам от конденсата в пластовых условиях. Оценить его физико-химические свойства возможно только при проведении лабораторных исследований после отбора проб.

Именно данный тип конденсата должен учитываться при изучении разливов газового конденсата, так как именно этот тип может быть разлит.

Определение разлива УВ должно включать описание основных свойств конденсата, влияющих на распространение разлива. Свойства, которые влияют на площадь разлива: плотность, вязкость, процентное содержание легких фракций, температура застывания и температура вспышки. Каждый из этих параметров играет важную роль при разливе газового конденсата и выборе оборудования и метода для ликвидации разлива.

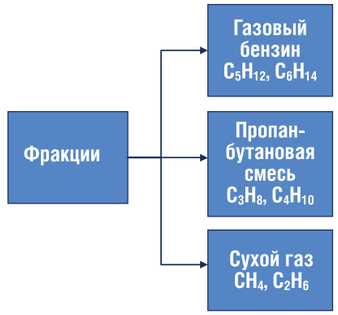
В таблице 1 представлены характеристики газового конденсата на примере месторождения Охотского моря, при условиях отбора проб: T = 26,2 °C, P = 3,1 Мпа.

ТАБЛИЦА 1. Физико-химические характеристики газового конденсата Киринского газоконденсатного месторождения, Охотское море [1]

Наименование показателя, единица измерения	Результат испытаний
Плотность при рабочих условиях (T = 26,2 °C, P = 3,1 Мпа), кг/м^3	705,1
Давление насыщения, кПа	162,3
Температура застывания	Минус 60 °C
Температура вспышки	Минус 2 °C
Компонентно-фракционный состав	% масс.
Азот	0,006
Диоксид	0,536
Сероводород	Не обнаружен
Меркаптаны	Не обнаружены
Метан	1,463
Этан	1,755
Пропан	3,847
Изобутан	2,066
Н-бутан	3,911
Изопентан	3,548
Н-Пентан	1,161

Очевидно, что конденсат содержит до 20% легких углеводородных газов (метана, этана, пропана и бутана). Содержание светлых нефтепродуктов (бензиновых и дизельных фракций) в газовом конденсате составляет от 90 до 100%, в то время как в нефти их не больше 30–40% (рис. 2).

РИСУНОК 2. Химический фракционный состав газового конденсата



Поведение ГК при разливах

При высокой концентрации льда (более 5 баллов) движение конденсата ограничено пространствами между плавающим льдом. Существует ряд моделей растекания нефти в зависимости от концентрации льда, но не каждая из них может использоваться для случая разлива газового конденсата.

В случае битых льдов, конденсат распространяется меньше, чем при тех же условиях на открытой воде. Поэтому пленка конденсата намного толще. При концентрации льда 6–7 баллов, льдины имеют связь между собой, тем самым значительно ограничивают распространение нефтепродуктов. С уменьшением концентрации льдов, площадь разлива увеличивается. Подвижный лед (сплоченность льда меньше трех баллов) не оказывает эффекта на площадь разлива. Разлив растекается так же, как и в открытых водах. Только концентрация льда выше трех баллов влияет на распространение жидких УВ.

Моделирование разлива ГК

Конденсат высокотоксичен, имеет низкую плотность и более высокую воспламеняемость в сравнении с другими типами нефти. При разливе, взаимодействуя с водной средой, конденсат стремительно распространяется в воде, образуя очень тонкую пленку, о чем свидетельствуют результаты моделирования разлива, произведенные в программном комплексе «PISCES 2» (на примере месторождения Охотского моря).

В модели «PISCES 2» учтены основные процессы распространения и физико-химической трансформации нефтепродукта, такие как перенос под действием ветра и течений, растекание под действием сил плавучести и турбулентной диффузии, испарение, диспергирование, эмульгирование, изменение плотности и вязкости остатка на поверхности, а также толщина пленки.

При моделировании разливов в качестве исходных данных используются:

- дислокация источника разлива;
- тип нефти и нефтепродукта – газовый конденсат;
- объем разлива НП при фонтанировании скважины в течение трех суток, согласно требованиям Постановления Правительства от 14.11.2014 № 1189 – 990 т газоконденсата;
- высота волны – 0,9 м;
- скорость ветра при усредненных условиях 8 м/с;
- скорость течения 0,45 м/с, направление – Ю;
- температура воды (7 °С);
- температура воздуха (5,1 °С);
- плотность воды (1024 кг/м^3);
- описание берегов (электронные навигационные карты).

Для оценки возможных последствий разлива ГК были рассмотрены четыре сценария распространения:

- при южном направлении ветра – сценарий «1»;
- при западном направлении ветра – сценарий «2»;
- при северном направлении ветра – сценарий «3»;
- при восточном направлении ветра – сценарий «4».

В ходе моделирования сценариев разлива газоконденсата были определены максимальные границы области возможного загрязнения и границы полного выветривания газоконденсата в случае непринятия эффективных мер по локализации и ликвидации аварийного разлива [1].

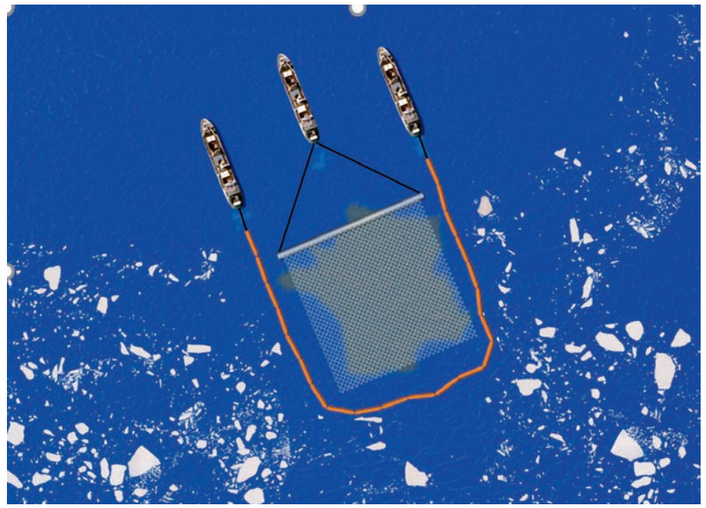
При усредненных гидрометеорологических условиях

- Присутствие в составе газоконденсата бензиновых и особенно керосиновых фракций предполагает способность к образованию устойчивой пленки.
- При силе ветра 8 м/с, после прекращения поступления нефтепродукта в окружающую среду (72 часа – в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2014 г. № 1189 г. Москва «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации»; далее – ПП от 14.11.2014 № 1189), расчетное время распространения разлива в толще воды при непринятии мер по ликвидации составит не более двух часов, при этом расстояние от источника разлива до конечной точки полного рассеивания пятна не превышает 5 км [4].

Важно отметить, что разлив был рассмотрен не как залповый выброс нефтепродукта в окружающую среду, а как дискретное истечение пластового флюида с постоянной скоростью. То есть, согласно требованиям ПП РФ № 1189 от 14.11.2014, после трех суток фонтанирования газоконденсатной скважины масса разлитого вещества на поверхности воды составила 13,75 т/ч (990 т : 72 ч), по истечении двух часов (при усредненных условиях) и одного часа (при неблагоприятных штормовых), под воздействием гидрометеопараметров газовый конденсат полностью подвергся испарению и диспергированию в морской среде.

Несмотря на проведенное математическое моделирование в программном комплексе PISCES II, важно сказать, что на практике при возникновении

РИСУНОК 3. Схема изобретения по сбору ГК



ЧС (ГК) ни одна математическая модель не подтверждает сходимость результатов моделирования с реальными условиями. Любая модель, используемая для описания разлива конденсата, должна быть подкреплена экспериментальными данными.

Морская стратегия реагирования на разлив ГК

Меры по борьбе с разливами конденсата имеют свою специфику. В первую очередь к ним неприменимы стандартные методы ликвидации разливов (каждый разлив должен быть сначала локализован, а затем разлитый нефтепродукт собран и размещен для временного хранения). Таким образом, при выборе стратегии и способа реагирования на разлив газового конденсата, необходимо принимать во внимание свойства разлитого вещества. Так, свойства нефти позволяют оперативно проводить локализацию пятна и его сбор с воды с помощью механических способов (боновые заграждения и скиммеры), а для свежеразлитых легких углеводородов, таких как газовый конденсат, дизельное топливо, применять механические способы локализации и сбора не рекомендуется в силу высокой пожаро- и взрывоопасности. Таким образом, стратегия локализации у источника разлива для тяжелых нефтей является предпочтительной, а для легких, таких как газовый конденсат, – не конструктивной.

Обзор предлагаемых решений по сбору ГК

- *Сотрудниками Total E&P Russie сделано предположение, что за счет поверхностного натяжения, создаваемого пленкой конденсата, можно разработать и использовать новую технологию по механическому сбору конденсата на открытой воде или в условиях, когда сплоченность льда не больше трех баллов.*

Идея самого изобретения (рис. 3) состоит в том, чтобы создать сетку с крайне маленькой величиной ячейки, покрытую гидрофобной поверхностью. Конденсат из-за сил поверхностного натяжения будет задерживаться в данных ячейках, как мыльные пузыри. Далее сетка будет сворачиваться в катушку, на входе в которую будут установлены щетки, нарушающие поверхностное натяжение, и, собирающие конденсат в желоб, по которому он будет стекать в специальные отсеки для хранения.

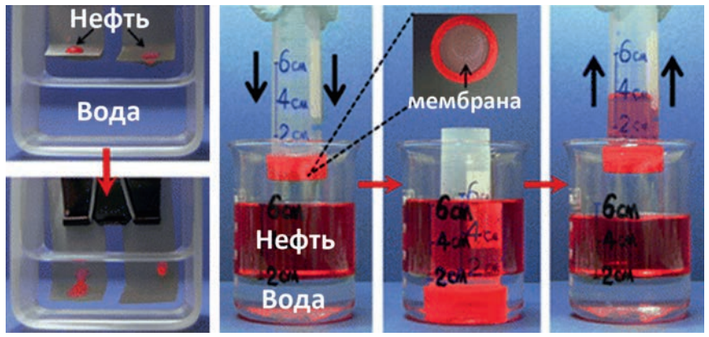
- *Еще один метод, который может быть эффективен при сборе конденсата, – это использование олеофобных фильтров в системах механического сбора.*

Принцип действия такого фильтра заключается в том, что в смоченном водой состоянии он отталкивает нефть и свободно пропускает воду. Но при использовании его в сухом состоянии его свойства имеют обратный эффект. Таким образом, когда фильтр опускается в толщу пятна в сухом состоянии, он пропускает нефть, при этом, касаясь водной поверхности под нефтью, он смачивается и блокирует нефть, пропуская воду (рис. 4). Применимость данного метода не ограничена толщиной пленки газового конденсата и наличием льда на поверхности воды, что является основным минусом существующих скиммеров.

Для эффективного использования данной технологии в различных ледовых условиях предлагается производство мембран различных размеров, что позволит использовать их при сплоченности льда до 7 баллов.

По рекомендации специалистов компании Shell Global толщину пленки конденсата при разливе в паковом льду стоит принимать 0,5 см. Зная это, можно предположить, что одно устройство

РИСУНОК 4. Олеофобный фильтр



кубической формы, состоящее из такой мембраны и имеющее размеры 10 м², будет собирать за раз 1 м³ газового конденсата.

Один из самых эффективных способов ликвидации разлива – это сжигание нефти на месте разлива. Эффективность данного метода 95–98 %. Этот метод предусматривает применение огнестойких боновых заграждений. Несмотря на то, что этот метод широко применяется при разливах нефти, его крайне опасно использовать при разливе газового конденсата. Испарение конденсата происходит намного быстрее, чем нефти и в больших количествах, примерно 70 %

> Один из самых эффективных способов ликвидации разлива – сжигание нефти на месте разлива. Эффективность данного метода составляет 95–98 %

от общей массы. Плюс ко всему, пары конденсата создают взрывоопасную смесь с воздухом, и температура вспышки составляет всего 60 градусов Цельсия. Тем самым, можно сказать, что при использовании метода сжигания разлива на месте необходимо пересмотреть технику и технологию самой операции. Недопустимо подходить на небезопасное расстояние кораблям и вертолетам из-за опасности взрыва. Но на данном этапе развития современных технологий беспилотных аппаратов можно производить воспламенение разлива конденсата с помощью дронов, которые уже могут переносить тяжелые грузы, и привязаны к системе GPS, что безошибочно позволяет задать координаты разлива. Использование дронов также будет более безопасно и для обработки диспергентами.

Данный беспилотный аппарат может применяться не только для организации процесса поджога пятна газового конденсата, но и для обнаружения разлива. Это обеспечит безопасность для рабочей группы по ликвидации аварий, а также будет экономически более выгодно, чем использование стандартной авиации или флота обеспечения. Еще одним из многочисленных плюсов является то, что время реагирования группы, которая обладает дронами, в 50 раз быстрее, чем время реагирования стандартной авиации.

В настоящее время беспилотные летательные аппараты уже нашли свое применение в нефтегазовой промышленности. Их используют многие зарубежные и отечественные компании в качестве аппаратуры для мониторинга буровых вышек, трубопроводов, линий электропередач. На западе их применяют такие компании, как Exxon Mobil, Total и Statoil, а в России беспилотными дронами пользуются крупные нефтегазовые компании.

Заключение

- Проведение работ по ликвидации разливов конденсата осложняется его физическими свойствами. К ним относятся высокая текучесть и низкая вязкость, приводящие к очень быстрому растеканию разливов по свободной водной поверхности и образованию тонких пленок на больших участках акватории. Другим важным свойством конденсата является высокая испаряемость, из-за чего его разливы в воде сопровождаются образованием в атмосфере взрыво- и пожароопасных топливно-воздушных смесей. Наконец, для конденсата характерна низкая температура кипения, что требует специальных и трудноосуществимых мер по обеспечению взрывобезопасности при его сборе, перевозке и хранении. Даже если распространение разлива будет каким-то образом ограничено, то большинство применяемых скиммерных устройств окажутся не эффективными из-за высокой текучести конденсата: олеофильные рабочие органы этих устройств не смогут его удержать, а применение пороговых скиммеров не даст результата из-за малой толщины пленки. Даже если некоторое количество конденсата все же получится собрать, то для его хранения потребуется аварийно-спасательное судно, сертифицированное для работы с нефтепродуктами с температурой вспышки менее 60 градусов.
- Многочисленность возникающих вопросов говорит о том, что для эффективной борьбы с последствиями разливов конденсата необходим пересмотр стратегии и тактики реагирования, которые должны быть направлены не столько на сбор разливов, сколько на защиту от их возможных опасных воздействий. Такие задачи потребуют технического перевооружения спасательных служб с целью их обеспечения мощными и разнообразными противопожарными средствами. Активное участие в решении проблемы должны принимать регулирующие органы.
- Нет конкретной информации об экологических последствиях при разливе газового конденсата. Таким образом, отсутствие этих данных приводит к затруднениям в расчетах экономических рисков. Понимание экономических рисков необходимо для обоснования создания и разработки новых технологий для ликвидации последствий разлива газового конденсата. ●

Литература

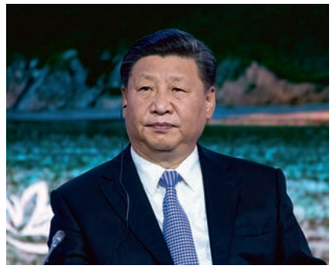
1. *Опасность ликвидации аварийных разливов газового конденсата и специфика его трансформаций в морской среде. Оганов Г.С., Богатырева Е.В., Ворсина Г.Д, Золотарев В.Е. Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2018. № 3. С. 33–37.*
2. *Техника и технология ликвидации аварийных разливов нефти при освоении морских нефтегазовых месторождений в Арктике. Богатырева Е.В., Ворсина Г.Д, Грязнова И.В., Осичева Л.В., Нефть, газ и бизнес. 2017. № 12. С. 6–17.*
3. *Complexity and specifics of elimination of emergency spills of light hydrocarbons in offshore fields. Bogatyreva E.V., Vorsina G D в сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Scientific And Technical Findings Of The Arctic Exploration 2020: Present And Future 2020. С. 012002.*
4. *Постановление Правительства РФ «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» от 14.11.2014 г. № 1189.*

Keywords: *shelf, gas condensate, liquidation, development, continental shelf, emergency spill.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Си Цзиньпин стал новым председателем КНР

14 марта 2013 г Генсек ЦК КПК Си Цзиньпин избран председателем КНР, сменив на этом посту Ху Цзиньтао. Председатель КНР избирается сроком на 5 лет и может занимать эту должность не более двух сроков. Время покажет, каким образом смена главы Китая отразится на энергетическом сотрудничестве между странами.



• Комментарий Neftegaz.RU

Прошедшие 10 лет показали, что отношения между Россией и Китаем стали еще более товарооборотистыми. По итогам 2022 г. китайский экспорт товаров в Россию вырос на 12,8 %, а импорт из России – на 43,4 % по сравнению с показателями предыдущего года. По поставкам нефти в Китай Россия в конце прошлого года вышла на первое место: за 10 месяцев было экспортировано 80 млн т нефти. Такое тесное сотрудничество делает Китай не только главным торговым партнером России, но и, потенциально, страной-акцептором.

Экспорт СПГ из РФ к 2020 году может составить 15% поставок газа за рубеж

Поставки сжиженного природного газа за рубеж к 2020 году могут составить 15 % от общего объема экспорта газа из РФ. Об этом заявил министр энергетики РФ А. Новак в марте 2013 г. Такой прогноз складывается исходя из планов компаний по строительству мощностей по производству СПГ в РФ.

• Комментарий Neftegaz.RU

По данным Росстата, в 2020 году производство сжиженного природного газа в России выросло до 30,5 млн т. Россия экспортировала 199,2 млрд м³ газа, из них 68,3 млрд м³ – СПГ, из чего следует, что доля последнего составила 34,2 %, в два раза превысив ожидания десятилетней давности. В 2021 г. было экспортировано 137,4 млрд м³ трубопроводного газа, СПГ – 66,1 млрд м³. Таким образом, в 2020 г. экспорт СПГ достиг своего максимального значение.

Арктика будет ориентирована на Европу

Нефтяные арктические месторождения в будущем будут ориентированы на поставки нефти на европейский рынок – сообщил глава компании ЛУКОЙЛ В. Алекперов в марте 2013 г. Он отметил, что «и газопроводы, и нефтепроводы, все портовые сооружения направлены в сторону ЕС» и приоритетность поставок в будущем не должна измениться.

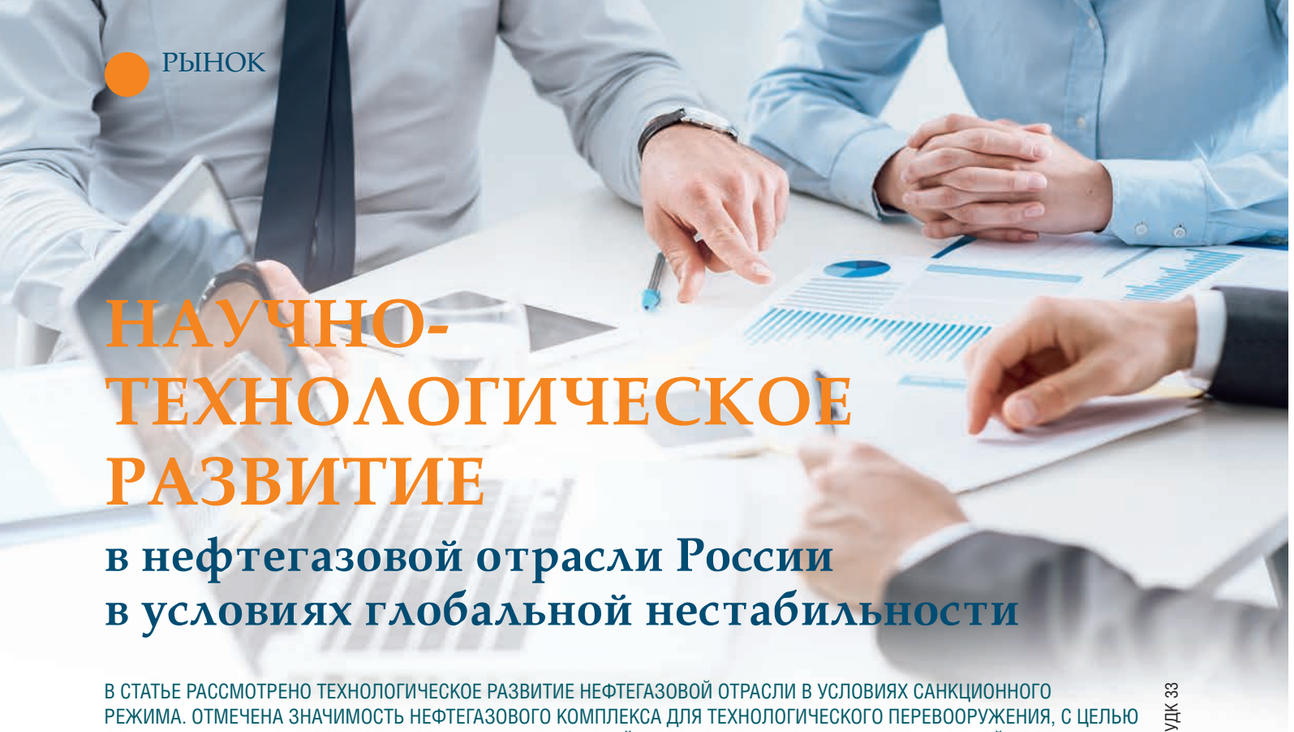
• Комментарий Neftegaz.RU

С декабря 2022 г. ЕС запретили морские перевозки российской нефти, а с февраля 2023 г. запрет распространился на нефтепродукты. Поставки не коснулись только нефти, транспортируемой по нефтепроводу «Дружба», но в марте экспорт в европейские страны прекратился и по нему.

Теперь все потоки переориентировались на восток: в прошлом году Россия была крупнейшим поставщиком УВ для Индии и вторым для Китая.

Для сокращения логистического плеча предполагается активно использовать СМП, по которому удобно и быстро можно транспортировать нефть и газ с арктических месторождений в Азию.

И ничего не говорит о том, что в ближайшем будущем эта приоритетность изменится. ●



НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ

в нефтегазовой отрасли России в условиях глобальной нестабильности

УДК 33

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННОГО РЕЖИМА. ОТМЕЧЕНА ЗНАЧИМОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ, С ЦЕЛЬЮ СОКРАЩЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИНОСТРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. РАССМОТРЕНА ФОРМА МЕЖДУНАРОДНОЙ КООПЕРАЦИИ В ВИДЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПАРТНЕРСТВА, КОТОРАЯ МОЖЕТ БЫТЬ ПОЛЕЗНА, КАК ОПЫТ СОТРУДНИЧЕСТВА В РАЗРАБОТКЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, КООПЕРАЦИИ ДЛЯ ТРАНСФЕРА, А ТАКЖЕ АДАПТАЦИИ УЖЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ. НЕСМОТРЯ НА ОЧЕВИДНУЮ ЗНАЧИМОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ПОПОЛНЕНИИ ФЕДЕРАЛЬНОГО БЮДЖЕТА ВАЛЮТОЙ, СИТУАЦИЯ ОТМЕЧАЕТСЯ НЕСКОЛЬКИМИ ВАЖНЫМИ ФАКТОРАМИ, ОКАЗЫВАЮЩИМИ НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ЕГО РАЗВИТИЕ. ПОКАЗАНО, ЧТО В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ НЕОБХОДИМЫ КРУПНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В РАЗРАБОТКУ СОВРЕМЕННОГО РОССИЙСКОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА УРОВНЕ СРЕДНЕМИРОВОГО ПОКАЗАТЕЛЯ (2–6 % К ВВП) ВЫСОКОРАЗВИТЫХ СТРАН. ПРЕДЛОЖЕНЫ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ

THE ARTICLE EXAMINES THE TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE CONTEXT OF AN UNPRECEDENTED SANCTIONS REGIME BY UNFRIENDLY COUNTRIES. THE IMPORTANCE OF THE OIL AND GAS COMPLEX FOR TECHNOLOGICAL RE-EQUIPMENT, IN ORDER TO REDUCE DEPENDENCE ON FOREIGN TECHNOLOGIES, WAS NOTED. IN ORDER TO REDUCE DEPENDENCE ON TECHNOLOGICAL EQUIPMENT OF UNFRIENDLY COUNTRIES, THE FORM OF INTERNATIONAL COOPERATION IN THE FORM OF TECHNOLOGICAL PARTNERSHIP IS CONSIDERED, WHICH CAN BE EXTREMELY USEFUL, AND NOT ONLY THE EXPERIENCE OF PARTNERSHIPS FOR THE DEVELOPMENT OF NEW TECHNOLOGIES, BUT ALSO THE EXPERIENCE OF COOPERATION FOR THE TRANSFER AND ADAPTATION OF EXISTING TECHNOLOGIES. DESPITE THE OBVIOUS IMPORTANCE OF THE OIL AND GAS COMPLEX IN PROVIDING THE FEDERAL BUDGET WITH FOREIGN EXCHANGE EARNINGS, THE CURRENT SITUATION IS MARKED BY SEVERAL IMPORTANT NEGATIVE FACTORS THAT HAVE A CERTAIN IMPACT ON ITS DEVELOPMENT. IT IS SHOWN THAT IN CONDITIONS OF GLOBAL INSTABILITY, LARGE INVESTMENTS ARE NEEDED IN THE DEVELOPMENT OF MODERN RUSSIAN TECHNOLOGICAL EQUIPMENT AT THE LEVEL OF THE GLOBAL AVERAGE (2–8 % OF GDP) OF HIGHLY DEVELOPED COUNTRIES. THE MAIN SOLUTIONS OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY OF THE RUSSIAN FEDERATION ARE PROPOSED

Ключевые слова: *нефтегазовая отрасль, международное сотрудничество, санкции, топливно-энергетический комплекс, геополитическая нестабильность, экономический рост, исследования, разработки, НИОКР, финансирование, рейтинг, научные результаты, научная политика, ВВП, технологический суверенитет, экспорт, импорт, высокотехнологическая продукция, научно-технический прогресс, РАН, конкурентоспособность, кооперация, стратегическое планирование.*

Качелин Александр Сергеевич

старший научный сотрудник ФГБУН Институт экономики РАН, Центр инновационной экономики и промышленной политики, к.э.н.

Актуальность рассматриваемой темы продиктована технологической импортозависимостью нефтегазовой отрасли Российской Федерации в условиях беспрецедентного санкционного режима со стороны США, Канады, Японии и стран Европейского союза.

Нефтегазовая отрасль Российской Федерации является одним из главных источников пополнения федерального бюджета (38,1 %)[1], поэтому она наиболее остро ощутила на себе влияние секторальных санкций.

[1] *Официальный сайт Минфина России. Информация об исполнении федерального бюджета. URL: https://minfin.gov.ru/ru/statistics/fedbud/execute?id_57=80042-informatsiya_ob_ispolnenii_federalnogo_byudzheta (дата обращения: 10.01.2023).*

Состоятельность любого прогноза заключается в умении заглянуть за горизонт и представить оптимальное решение (прогноз) развития базовых отраслей экономики страны.

Зачастую, когда страна оказывается в чрезвычайной ситуации, ряд экономистов делают негативные прогнозы, согласно которым экономика должна упасть минимум на 20 %, безработица – захлестнуть города, инфляция уничтожит все сбережения. Спустя время становится понятно, что катастрофы не произошло, экономика оказалась устойчивей ожиданий.

За последнее время с этой ситуацией приходилось сталкиваться трижды: в 2014 г., в 2020 г. и 2022 г. Предварительные данные о снижении ВВП на 2,5 % выглядят как очевидный успех устойчивости российской экономики и отличаются от пессимистических прогнозов практически в 10 раз. Почему так происходит? Не учитывается высокая адаптивность российского бизнеса, уже привыкшего жить перебежками от кризиса к кризису, выработавшему навыки быстрой маневренности. Высокая концентрация капитала вокруг одного собственника, если говорить об отдельной компании, или в сегменте крупного бизнеса, если говорить о рынке в целом, негативна для мирного времени. Но в кризисных ситуациях эта особенность оборачивается преимуществом – высоким уровнем управления, быстрой мобилизацией. В России, при высокой доле бюджетников и структурном перекосе в сторону нефтегазового комплекса (который, как правило, находится в глубоком симбиозе с государством), основная часть населения оказывается защищенной с двух сторон. Вместо сброса социальной сферы и массовых сокращений, возникают паллиативные решения – например, перевод работников на неполную занятость, когда они сохраняют рабочие места и часть зарплаты.

Вне фокуса профессорской оптики часто находится огромный теневой сегмент российской экономики, размер которого малоизучен. Социолог Симон Кордонский, который посвятил неформальной занятости ряд исследований, оценивал долю сектора «гаражной экономики» для некоторых городов в 40 %.[2] Там идут свои процессы, которые выполняют роль стабилизатора в кризисные моменты. В эту сферу начинают врастать новые звенья и участники. Лучшее, что может сделать государство сегодня, – не мешать людям обустраиваться в этом неформальном сегменте.

И еще один фактор, который не учитывается на ранних стадиях анализа. Часто экономисты оценивают Российскую Федерацию как отдельную, автономную сущность, вне мирового контекста. А он может оказать разновекторное влияние на показатели. Значительную роль в относительно успешной динамике ВВП сыграл рост цен на энергоресурсы на европейском рынке, который, в свою очередь, был обусловлен санкционной политикой.

Иными словами, российская реальность слишком сложна для уверенного прогнозирования. По факту многослойная структура российской экономики, с точками кристаллизации в виде крупных нефтегазовых компаний, государственных корпораций, предприятий оборонно-промышленного комплекса и большой серой зоной вокруг них, делает ее гораздо более устойчивой, чем представляется на уровне кабинетного анализа.

Нефтегазовая отрасль как локомотив технологического развития в период глобальной нестабильности

Нефтегазовая отрасль в Российской Федерации является локомотивом экономического развития, национальной безопасности и конкурентоспособности на мировом энергетическом рынке. Несмотря на стагнацию экспортно-сырьевой модели экономики в условиях тотальных санкций, больше 30 лет нефтегазовый комплекс Российской Федерации поддерживает социально-экономическое развитие регионов страны и оказывает положительное влияние на смежные отрасли промышленности, в том числе добывающую, обрабатывающую и электроэнергетику, а также является драйвером технологического и инновационного развития.

В 2022 г. добыча газа в Российской Федерации составила 671 млрд м^3 (сокращение на 19 % к 2021 г.), которую на территории страны осуществляли 260 добывающих предприятий, в том числе: 76 входящих в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний (далее – ВИНК); 15 дочерних компаний в составе ПАО «Газпром»; 8 структурных подразделений ПАО «НОВАТЭК»; 158 независимых нефтегазодобывающих компаний; 3 предприятия, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (далее – операторы СРП).[3]

В 2022 г. добыча нефти в Российской Федерации составила 535 млн тонн (увеличение на 2 % к 2021 г.), ее осуществляли 285 организаций, в том числе: 98 организаций, входящих в структуру 11 ВИНК; 184 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК; 3 компании-операторы СРП[4] (рис. 1).

В целом нефтегазовый комплекс Российской Федерации хорошо справился в 2022 году, несмотря на воздействия внешних негативных факторов, связанных с беспрецедентными санкционными ограничениями. Об основных результатах нефтегазового комплекса в 2022 г. на совещании под руководством председателя правительства Российской Федерации М.В. Мишустина доложил заместитель председателя правительства Российской Федерации А.В. Новак.

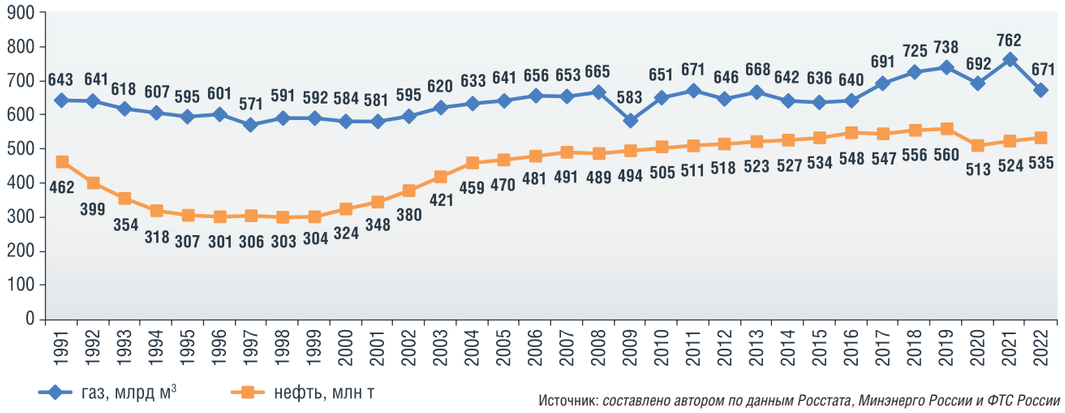
«Подводя итог, хотел бы еще раз отметить, что топливно-энергетический комплекс в прошедшем году, несмотря на все трудности, продемонстрировал стабильную работу, устойчивость к внешним вызовам, способность обеспечить энергобезопасность нашей страны и реализацию

[2] *Промыслы так и не стали бизнесом. URL: https://www.kommersant.ru/doc/2956207 (дата обращения: 10.01.2023).*

[3] *Официальный сайт Минэнерго России. Добыча природного газа. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1215 (дата обращения: 10.01.2023).*

[4] *Официальный сайт Минэнерго России. Добыча нефтяного сырья. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1209 (дата обращения: 10.01.2023).*

РИСУНОК 1. Динамика добычи газа и нефти в Российской Федерации в период с 1991–2022 гг.



Источник: *составлено автором по данным Росстата, Минэнерго России и ФТС России*

ТАБЛИЦА 1. Основные страны экспортеры сжиженного природного газа, млрд м^3

	Страна	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Австралия	26	28,3	30,5	32	39,9	60,4	76,6	91,8	104,7	106	108,1	–
2	Катар	100,7	104	105,8	103,6	105,6	107,3	103,6	104,9	105,8	106,5	106,8	–
3	США	1,8	0,8	0,2	0,4	0,7	4	17,1	28,6	47,4	61,3	95	–
4	Россия	14,3	14,3	14,5	13,6	14,6	14,6	15,4	24,9	39,1	41,8	39,6	46
5	Малайзия	33,2	31,4	33,6	34	34,3	33,6	36,1	33	35,2	32,5	33,5	–
6	Нигерия	25,7	27,9	22,5	26,1	26,9	24,6	28,3	27,8	28,8	28,4	23,3	–
7	Индонезия	28,7	24,4	23,1	21,7	21,6	22,4	21,7	20,8	16,5	16,8	14,6	–

Источник: *составлено автором по данным материалов BP Statistical Review of World Energy 2022/71st edition, Statista*

РИСУНОК 2. Страны-лидеры по количеству санкций

Источник: *составлено автором по данным материалов Bloomberg и платформы базы данных Castellum.AI.*

экспортного потенциала, в том числе для формирования значительной части бюджета Российской Федерации», – резюмировал А.В. Новак.[5]

Несмотря на санкционные ограничения и взрывы на МГП «Северный поток-1» и «Северный поток-2» Российская Федерация в 2022 г. смогла компенсировать объем экспорта трубопроводного газа путем увеличения производства и экспорта СПГ на 8%, до 46 млрд м^3, транспортировка которого позволяет более мобильно доставлять потенциальному потребителю с учетом благоприятной рыночной конъюнктуры, исключая риски стран-транзитеров, это позволяет нам находиться в числе стран лидеров экспортеров СПГ (табл. 1).

Позитивные результаты работы нефтегазового комплекса страны показывают, что санкции имеют накопительный результат и макроэкономический стресс возможен в долгосрочной перспективе, так как санкционное давление и различного рода ограничения, как правило, длительный процесс и является одним из факторов неопределенности развития. Результатом санкций является уход западных технологических и сервисных компаний, приостановлено научно-технологическое сотрудничество со странами Западной Европы, США, Японией и Южной Кореей. Данная ситуация касается не только нашей страны, но и ряда других стран с богатыми нефтегазовыми ресурсами, таких как Иран (3616), Сирия (2608), Венесуэла (651) и другие страны, которые подвергались санкционному давлению и различного рода ограничениям (рис. 2) [1].

[5] *А. Новак подвел итоги нефтегазового сектора 2022 URL: https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/novak-podvel-itogi-neftegazovogo-sektora-2022 (дата обращения: 10.01.2023).*

ТАБЛИЦА 2. Доля внутренних затрат на исследования и разработки в процентах к ВВП

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Российская Федерация	1,13	1,02	1,03	1,03	1,07	1,10	1,10	1,11	1,0	1,04	1,10	1,0

Источник: *составлено автором по данным Росстат URL: https://rosstat.gov.ru/folder/11189 (дата обращения: 10.01.2023)*

Источником многих проблем стали наблюдаемые в последнее время нерыночные условия, введение так называемого «потолка» цен на российские энергоресурсы, с целью передела глобального энергетического рынка и создания конкурентного преимущества в реальных секторах экономики в недружественных странах.

В период глобальной нестабильности для обеспечения высоких темпов экономического роста Российской Федерации, повышения ее конкурентоспособности и эффективного использования ресурсов основной задачей является развитие инновационной и технологической деятельности как предприятий всех отраслей национального хозяйства, так и нефтегазового комплекса [2]. Значение технологий как фактора, обеспечивающего конкурентоспособность нефтегазового комплекса страны на мировом энергетическом рынке, сложно переоценить. Национальные расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (далее – НИОКР) является одним из ключевых показателей научно-технического развития страны. НИОКР включают в себя три основные группы деятельностей:

- фундаментальные исследования;
- прикладные исследования;
- опытно-конструкторские и технологические разработки.

На протяжении более двадцати лет в России доля внутренних затрат на исследования и разработки составляет стабильно более одного процента к ВВП (табл. 2), это не позволяет ей подняться с 47 места в рейтинге глобального инновационного индекса.[6]

В условиях международной интеграции, происходит глубокая специализация нефтегазовой отрасли. Предприятиям нефтегазового комплекса выгоднее приобретать некоторые виды оборудования, прибегать к помощи сервисных и инжиниринговых компаний, чем самостоятельно организовывать дополнительное производство, содержать большой штат персонала и специализированной техники на балансе предприятия, которая необходима на начальном этапе при геологоразведке и бурении нефтегазовых скважин.

Ситуация кардинально меняется в период глобальной нестабильности: договорные обязательства не выполняются, международное научно-технологическое сотрудничество замораживается и экономическая безопасность нефтегазового комплекса оказывается под угрозой [3].

Более 30 лет на российском рынке работали четыре крупнейшие иностранные нефтесервисные компании – «Halliburton», «Schlumberger», «Baker Hughes» и «Weatherford International», которые по политическим причинам заявили о своем уходе из Российской Федерации[7]. В целом доля иностранных компаний на рынке нефтесервисных услуг составляла не более 20%[8].

Учитывая ключевую роль нефтегазового комплекса в наполнении федерального бюджета валютной выручкой, участие государства в содействии технологическому развитию сложно переоценить. Так, с 2014 года Минэнерго России совместно с Минпромторгом России при участии других заинтересованных федеральных органов исполнительной власти, отраслевых организаций и нефтегазовых компаний ведет работу по снижению зависимости от импортного технологического оборудования. Для создания условий, способствующих разработке передовых отечественных технологий для реализации проектов в нефтегазовом комплексе, имеющих наиболее существенное значение для обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации, в 2019 году принят ряд нормативных правовых актов, в том числе:

- План мероприятий («дорожная карта») по реализации мер по освоению нефтяных месторождений и увеличению объемов добычи нефти в Российской Федерации, утвержденный Председателем Правительства Российской Федерации 25 января 2019 г. № 598п-П9;
- План мероприятий («дорожная карта») по развитию нефтегазохимического комплекса в Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2019 г. № 348-р;
- План («дорожная карта») реализации первоочередных мер по локализации критически важного оборудования для средне- и крупнотоннажного производства сжиженного природного газа и строительства судов-газовозов, осуществляющих транспортировку СПГ, утвержденный Заместителем Председателя Правительства РФ Д.Н. Козаком от 30 августа 2019 г. № 7076п-П9.

С 2019 года компаниями нефтегазового комплекса и смежных отраслей экономики реализовано более 60 проектов по производству отечественной промышленной продукции и оборудования в рамках программы импортозамещения (табл. 3), в том числе:

[6] *Глобальный инновационный индекс – 2022 URL: https://www.globalinnovationindex.org/userfiles/file/reportpdf/GII_2022_R-ExSum_WEB.pdf (дата обращения: 10.01.2023).*

[7] *Уход нефтесервисных компаний может оказаться страшнее всех других санкций. URL: https://www.finam.ru/publications/item/uxod-nefteservisnyx-kompaniiy-mozhet-okazatsya-dlya-rossii-strashnee-vsex-drugix-sankciiy-20220322-155000/ (дата обращения: 10.01.2023).*

[8] *Нефтесервисные компании прекращают инвестиции в России: что будет с добычей нефти URL: https://www.forbes.ru/biznes/459711-nefteservisnye-kompanii-prekrasaut-investicii-v-rossii-cto-budet-s-dobycej-nefti (дата обращения: 10.01.2023).*

ТАБЛИЦА 3. Импортозамещение нефтегазового оборудования

п/п	Технологические направления	Основные вызовы	Результаты 2015–2020 гг.	Доля импорта, %	
				2018 г.	2024 г.
1	СПГ	Средне- и крупнотоннажное производство СПГ	Составлена дорожная карта первоочередных мер по локализации оборудования	95	50
2	Сервис скважин, увеличение нефтеотдачи	Создание флотов ГРП	Создан и введен в эксплуатацию полностью отечественный флот ГРП	85	25
3	Шельфовые проекты	Системы подводных добычных комплексов	Завершено создание и испытание опытных образцов, идет их серийное внедрение	75	50
4	Бурение	Роторно-управляемые системы	Создана отечественная роторно-управляемая система РУС-ГМ-195	70	10
5	Геолого- и сейсморазведка	Сейсморазведочное оборудование ПО для сейсмосудов	Проведена масштабная сейсморазведка отечественными донными станциями «КРАБ»	65	25
6	Нефтепереработка и нефтегазохимия	Дефицит катализаторов для нефтепереработки	Строительство завода катализаторов нефтепереработки в г. Омск	65	10

Источник: *составлено автором по данным ЦДУ ТЭК и Минпромторга России (План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации на период до 2024 года, утвержден приказом Минпромторга России от 30 июня 2021 г. № 2362)*

- АО «РЭП Холдинг» для применения на заводе по производству СПГ «Криогаз-Высоцк» спроектирован и изготовлен центробежный компрессор для холодильного цикла К 905-71-1С. Компания стала первым в России и третьим в мире производителем компрессорного оборудования данного типа;
- ПАО «НК «Роснефть» запустило проект «Цифровое месторождение», для которого все программное обеспечение было разработано в корпоративном научном центре компании;
- ПАО «Транснефть» в особой экономической зоне «Алабуга» в Республике Татарстан запущен завод по производству противотурбулентных присадок для транспортировки нефти. Производственные мощности завода позволят полностью удовлетворить потребности ПАО «Транснефть» в противотурбулентных присадках и имеют высокий экспортный потенциал;
- ПАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» изготовлен первый отечественный теплообменник для четвертой очереди завода «Ямал СПГ».

Кроме этого, в 2019 году Минэнерго России совместно с Минпромторгом России создан Центр компетенций технологического развития ТЭК (далее – ЦКТР ТЭК) на базе ФГБУ «РЭА» Минэнерго России.

К основным задачам ЦКТР ТЭК относятся:

- формирование консолидированного заказа отраслей ТЭК России по технике и технологиям;
- формирование научно-технической политики ТЭК;
- определение приоритетных направлений и формирование инструментов государственной поддержки при реализации инновационной политики и политики импортозамещения в отраслях ТЭК;
- взаимодействие с предприятиями-заказчиками для выработки отраслевых технических заданий и мониторинга выполнения инженерных проектов и испытаний пилотных образцов;
- развитие научно-технического сотрудничества для создания инновационной и импортозамещающей продукции со странами БРИКС, ОПЕК+, Африки и Азии и др.;
- информационно-аналитическая поддержка государственных органов и предприятий ТЭК [4].

Помимо этого, в 2020 году создан Институт нефтегазовых технологических инициатив (далее – ИНТИ), который, по сути, является площадкой для совместного решения стоящих перед нефтегазовой отраслью вызовов и задач со штаб-квартирой в г. Санкт-Петербурге[9]. Практически ИНТИ является прямым аналогом иностранных лицензиаров, которые ведут свои вендерные листы, где заложены рекомендуемые производители оборудования, материалов и комплектующих, в которых российские компании отсутствуют.

На практике ИНТИ в сотрудничестве с Росстандартом[10] реализует разработку и внедрение новых стандартов, формирует унифицированную систему оценки соответствия продукции, помогает производителям в проведении опытно-промышленных испытаний. По результатам аудита и испытаний институт формирует базу проверенных поставщиков продукции, чтобы она использовалась в закупочной деятельности нефтегазовых компаний. В целом деятельность ИНТИ поможет повысить конкурентоспособность и технологичность отечественной продукции, а также оптимизировать затраты на ее разработку, производство и продвижение [5].

[9] *Официальный сайт Института нефтегазовых технологических инициатив URL: https://inti.expert/ (дата обращения: 10.01.2023).*

[10] *Официальный сайт Росстандарта. Стандарты для технологического развития и импортозамещения в ТЭК URL: https://www.rst.gov.ru/portal/gost/home/presscenter/news?portal:isSecure=true&navigationalstate=JBPNS_rO0ABXczAAZhY3Rpb24AAABAA5zaW5nbGVOZXdzVmlldwACaWQAAAABAAQ4Njc4AAdfX0VPRl9f&portal:componentId=88beae40-0e16-414c-b176-d0ab5de82e16 (дата обращения: 10.01.2023).*

На совещании 14 октября 2022 г. по импортозамещению с участием крупнейших нефтегазовых компаний и производителей российского оборудования Д. Мантуров отметил, что «на сегодняшний день разработано и утверждено более 80 единых стандартов на нефтегазовое оборудование, успешно апробирован механизм совместных опытно-промышленных испытаний. Считаем, что привлечение в деятельность института новых участников российского нефтегазового рынка будет способствовать достижению поставленных Президентом Российской Федерации целей». По итогам совещания предложили включить в протокольное решение следующие задачи:

- нормативно закрепить механизм сбора информации о спросе российских компаний на отечественное оборудование и комплектующие;
- поручить всем вертикально интегрированным нефтегазовым компаниям войти в состав учредителей ИНТИ в соответствии с поручением Президента Российской Федерации;
- заключить соглашения по всем ключевым технологиям по нефтегазовому комплексу с российскими производителями технологий со сроками их внедрения;
- проработать предложение о введении обязательной сертификации иностранного оборудования в Российской Федерации [6].

В настоящее время около 38% оборудования, приобретаемого и используемого в нефтегазовой отрасли, является импортным.[11] В отрасли ощущается острая нехватка отечественных систем телекоммуникаций, тяжелых буровых установок, оборудования для наклонно-направленного, горизонтального бурения и шельфовой добычи, программного обеспечения для проведения 3-D геологического моделирования интерпретации данных сейсморазведки, и геофизических исследований скважин, оборудования для наклонно-направленного, горизонтального бурения и шельфовой добычи, технологий гидроразрыва пласта, геонавигационного и насоснокомпрессорного оборудования, комплектующих, катализаторов для нефтепереработки. Использование передовых технологий позволяет значительнее сокращать производственные издержки и повышать прибыль.

На текущий момент некоторые компании нефтегазового комплекса с государственным участием имеют паспорта программ инновационного развития (ПИР)[12]:

- паспорт ПИР ПАО «Транснефть» на период 2022–2026 гг.;
- паспорт ПИР ПАО «Газпром» до 2025 года;
- паспорт ПИР АО «Зарубежнефть» на период 2020–2024 гг.;
- паспорт ПИР ПАО Газпром нефть до 2025 года.

Целью ПИР ПАО «Газпром» до 2025 года является постоянное повышение уровня технологического и организационного развития ПАО «Газпром» для поддержания позиций глобальной энергетической компании и надежного поставщика энергоресурсов. ПИР формируется на десятилетний период: охватывает газовый, нефтяной и электроэнергетический бизнесы; содержит комплекс взаимоувязанных мероприятий, направленных на разработку и использование новых технологий, оборудования, материалов, соответствующих или превосходящих мировой уровень, а также на создание благоприятных условий для развития инновационной деятельности как в ПАО «Газпром», так и в смежных областях промышленного производства. Объем финансовых затрат на НИОКР в денежном выражении, выполненных по заказу ПАО «Газпром» в 2019–2021 гг., составил: 12,1, 21,4 и 24,6 млрд рублей соответственно[13].

Вместе с тем текущая ситуация отмечается несколькими важными негативными факторами, оказывающими влияние на развитие нефтегазового комплекса.

Всемирное истощение запасов нефти и газа, в том числе в Российской Федерации, где добыча осуществляется на крупнейших традиционных месторождениях в Западной Сибири с момента их открытия в прошлом веке, отражается на снижении коэффициента извлечения нефти (КИН), который у нас в стране составляет 0,35–0,45 и по сравнению с мировыми стандартами (0,55–0,65) относительно низок [7].

Чтобы нивелировать падение добычи, необходимо осваивать новые перспективные месторождения Восточной Сибири, глубоководные и арктические шельфы (на российском арктическом шельфе имеются запасы нефти и газа, которые смогут обеспечить 20–30% добычи нефти к 2050 году[14]) со сложными геолого-геофизическими условиями и слаборазвитой инфраструктурой, что потребует больших финансовых затрат и новых высокотехнологических решений [8–10]. Российской Федерации принадлежит самая большая в мире площадь

ТАБЛИЦА 4. Степень износа основных фондов по видам экономической деятельности, %

	Вид деятельности	2019	2020	2021
1	Добыча полезных ископаемых	55,9	58,4	60,9
2	Обрабатывающие производства	51,5	51,8	52,2
3	Обеспечение электрической энергией, газом и паром	45,7	47,6	48,4

Источник: *составлено автором по данным Росстата*

[11] *Такие данные привел Директор Департамента машиностроения для ТЭК Минпромторга России М. Кузнецов на международном форуме «Газ России 2022».*

[12] *Официальный сайт Минэнерго России Инновационное развитие отраслей ТЭК URL: https://minenergo.gov.ru/node/4844 (дата обращения: 10.01.2023).*

[13] *Официальный сайт ПАО «Газпром». Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2021 г. URL: https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2021/ (дата обращения: 10.01.2023).*

[14] *Запасы углеводородов российской Арктики, по данным Минприроды России, составляют 7,3 млрд т нефти и 55 трлн м³ газа. Арктический шельф содержит примерно 41% совокупных нефтегазовых ресурсов региона. Наибольшим потенциалом обладает Ямало-Ненецкий автономный округ. На него приходится примерно 43,5% от начальных суммарных запасов Арктики.*

континентального шельфа, которая составляет около 5 млн км^2 – пятая часть площади шельфа Мирового океана.

Однако освоение данных регионов осуществляется медленно ввиду слаборазвитой транспортной инфраструктуры, санкций и общемирового падения цен на углеводороды.

Кроме того, по данным Росстата, основные фонды отечественного нефтегазового комплекса изношены до 61% (табл. 4), что, в свою очередь, требует высоких затрат на эксплуатацию, в том числе аварийно-ремонтные работы, что в конечном счете приводит к техногенным катастрофам (взрывы газопроводов и трубопроводов, разливы нефти и нефтепродуктов), которые регулярно происходят [11].

Помимо этого, в период глобальной нестабильности и неопределенности российский нефтегазовый комплекс чувствителен к влиянию конъюнктуры мирового нефтегазового рынка с «потолочным» ценообразованием на углеводороды, в результате чего происходит снижение выручки.

И еще один негативный фактор для российского нефтегазового комплекса это появление и ускоренное развития возобновляемых источников энергии, которые благодаря новым научно-техническим решениям выглядят привлекательнее и конкурентоспособнее традиционных с учетом низких издержек их производства, но в крайней степени зависимы от природно-климатических особенностей их местонахождения.

С учетом данных факторов наблюдается жесткая конкуренция среди международных нефтегазовых компаний, развивающих и внедряющих современные технологические решения при освоении новых месторождений в труднодоступных горно-геологических и климатических условиях. К сожалению, российские нефтегазовые компании существенно отстают от своих зарубежных конкурентов по уровню технологического развития, что, в свою очередь, привело к зависимости от импортного оборудования и технологий, которые в последнее время активно закупали у международных корпораций, сокращая закупки российских технологий и комплектующих, что сдерживало инновационное развитие не только отечественного нефтегазового комплекса, но и экономики страны в целом [12]. Эти обстоятельства осложняются влиянием введенных санкций и прекращением поставок оборудования, активно используемого в реализации новых совместных проектов по освоению глубоководного бурения на арктическом шельфе и технологий по добыче сланцевой нефти и газа, и закрыли российским нефтегазовым компаниям доступ к рынку капитала с дешевыми кредитами этих стран. Эти ограничения привели к приостановлению совместных проектов и выходу зарубежных компаний по добыче нефти и газа на арктическом шельфе, где было задействовано до 90% импортного оборудования.

Поэтому в сложившихся реалиях главный вопрос заключается в том, каким образом будет осуществляться технологическая модернизация нефтегазового комплекса – путем копирования уже существующих продуктов и технологий, путем создания новых, инновационных или посредством технологического партнерства.

В своем исследовании А.Н. Макаров отмечает, что в качестве «наиболее эффективного стоит рассматривать «инновационное импортозамещение», под которым понимается разновидность экономической политики государства или региона, предполагающая проведение комплекса мероприятий по организации производства и продвижения на внутренние и зарубежные рынки импортоаналогичной отечественной продукции, превосходящей замещаемую импортную продукцию по эффективности технических решений на основе полученных новых знаний [13].

Вместе с тем проведенный Центром энергетики Московской школы управления Сколково анализ показывает, что качественные и долгосрочные партнерские отношения между компаниями и наиболее значимые результаты технологической кооперации возникают там, где существует государственная поддержка и сформирована благоприятная среда, стимулирующая технологические партнерства и разработку технологий. Зарубежный опыт демонстрирует, что и само государство на определенных стадиях жизненного цикла технологий выполняет различные задачи: от создания благоприятной регуляторной среды до участия в хеджировании рисков, а в отдельных случаях для высокоприоритетных проектов, оно вообще может брать на себя роль интегратора, непосредственно участвующего в создании технологий. Такие проекты не только обеспечивают появление новых технологий и защиту интеллектуальной собственности, но и способствуют развитию смежных отраслей промышленности и в целом экономики всей страны [14].

Технологическое партнерство – форма кооперации, подразумевающая передачу технологий, обмен знаниями, рисками, ресурсами для решения технологических задач, которые экономически целесообразно решать сообща. Они всегда создаются для преодоления внешних и внутренних вызовов для нефтегазовых компаний (ухудшение качества ресурсов, рост капиталоемкости проектов, монополизм со стороны производителей оборудования, политические ограничения, военное положение и т.д.).

Сотрудничество при разработке новых технологий изначально было важной частью развития нефтегазового комплекса. Факторы, заставляющие компании вопреки конкуренции идти на сотрудничество, могли меняться, но целью всегда было увеличение эффективности и технической оснащенности, которое позволило бы участникам партнерств за счет объединения ресурсов, опыта и компетенций повышать свою конкурентоспособность при все более жестких внешних условиях.

В период глобальной нестабильности и беспрецедентных санкций для Российской Федерации, в текущих условиях ограниченного доступа к нефтегазовым технологиям мировой опыт создания технологических партнерств может быть крайне полезным, причем не только опыт партнерств по разработке новых технологий, но и опыт кооперации для трансфера и адаптации

РИСУНОК 3. Возможный состав участников технологического партнерства

уже существующих технологий. Это потребует уточнения и изменения ряда регуляторных норм, выработки стандартов взаимодействия между компаниями и, главное, преодоления традиционно настороженного отношения российских компаний к любой технологической кооперации, в которой они не являются единственным заказчиком, а вынуждены сотрудничать на равных с другими участниками. Мировой опыт показывает, что попытки продолжать в одиночку разрабатывать весь набор перспективных технологий вряд ли смогут дать хорошие результаты, а ставки для отечественного нефтегазового комплекса слишком высоки.

Первое технологическое партнерство – практически ровесник современной нефтегазовой отрасли – было сформировано в 1878 г. в США пенсильванскими нефтедобытчиками с целью строительства первого магистрального шестидюймового нефтепровода длиной более 175 км от месторождения Бредфорд до Уильямспорта. Ранее нефть уже транспортировали по трубопроводам, однако они были меньшего диаметра – трехдюймовые, и транспортировка осуществлялась на короткие расстояния. Трубопровод назывался Прибрежным и построен был за полгода. Это партнерство было ответом на растущую монополию Standard Oil на железнодорожные перевозки нефти – жесткий прессинг с ее стороны и угроза окончательно потерять рыночные позиции заставила внушительное количество производителей объединить усилия и найти адекватный технологический ответ [15]. Технологические партнерства могут иметь разнообразную конфигурацию, объединяя в одном проекте самых разных участников проекта (рис. 3).

Технологические партнерства можно разделить на два типа: технологические партнерства для передачи технологии (технологический трансфер) и технологические партнерства для создания новой технологии.

В нефтегазовом секторе можно выделить шесть основных технологических направлений, где наиболее активна кооперация между компаниями [16]:

1. Технологии для разведки и добычи в экстремальных условиях – добыча газа и нефти на сверхглубоких месторождениях, глубоководные проекты, арктический шельф;
2. Технологии для разработки нетрадиционных ресурсов – сланцевые месторождения, высоковязкие нефти, нефтяные пески;
3. Методы интенсификации нефтегазодобычи;
4. Интегрированные трубопроводные сети – развитие и оптимизация сети трубопроводов;
5. Технологии нефтепереработки – оптимизация и повышение качества нефтепереработки;
6. Технологии, обеспечивающие снижение воздействия на окружающую среду – снижение выбросов парниковых газов, сохранение флоры и фауны в местах нефтедобычи.

Технологические партнерства могут принимать разные юридические формы: соглашение о технологическом сотрудничестве; создание совместных предприятий; коммерческое соглашение с технической поддержкой; лицензионное соглашение.

Партнерство между национальной нефтяной компанией и международной нефтяной компанией

Наглядным примером может служить технологическое соглашение между «Shell» и «Petrobras», где они на долгосрочной основе договорились сотрудничать в области разработки досолевых месторождений в Бразилии [17]. Соглашение предполагает трансфер технологий глубоководной разработки месторождений и разработки месторождений в досолевых отложениях (табл. 5).

ТАБЛИЦА 5. Партнерство национальной и международной нефтяных компаний

	Международная нефтяная компания	Национальная нефтяная компания
Участники	**Shell**	**Petrobras**
Вклад	Технологии разработки глубоководных месторождений, снижение капитальных издержек проекта, применение новых технологий нефтедобычи	Технологии разработки досолевых месторождений, технические решения, опыт управления контрактами и эффективные методы сокращения издержек
Приобретение	Интеллектуальная собственность на новые технологии нефтедобычи. Взаимное финансирование исследовательской деятельности. Увеличение нефтедобычи. Снижение капитальных издержек	

Источник: *составлено автором по материалам Центра энергетики Московской школы управления Сколково*

ТАБЛИЦА 6. Партнерство исследовательской организации, производителя оборудования, нефтесервисной и национальной нефтяной компании

	Национальная нефтяная компания	Исследовательская организация	Производитель оборудования
Участники	**Pemex**	**Mexico Institute of Petroleum (IMP)**	**GE Oil & Gas**
Вклад	Спонсорство	Интеграция по трем технологическим направлениям	Технологии в области добычи нефти и газа
Приобретение	Интеллектуальная собственность на технологии повышения производительности и эффективности на зрелых месторождениях и разработки глубоководных месторождений	Финансирование деятельности	Потенциальные потребители продукции компании. Мексиканский рынок

Источник: *составлено автором по материалам Центра энергетики Московской школы управления Сколково*

ТАБЛИЦА 7. Партнерство национальной нефтяной компании и исследовательской организации

	Национальная нефтяная компания	Исследовательская организация
Участники	**ONGS**	**SWTPL**
Вклад	Финансирование проекта	Разработка новой технологии – альтернативы гидравлическому разрыву
Приобретение	Новая технология повышения нефтеотдачи. Права на интеллектуальную собственность – патент	Права на интеллектуальную собственность – патент

Источник: *составлено автором по материалам Центра энергетики Московской школы управления Сколково*

ТАБЛИЦА 8. Партнерство международной нефтяной компании и производителя оборудования

	Международная нефтяная компания	Производитель оборудования
Участники	**Shell**	**HP**
Вклад	Финансирование проекта	Модернизация технологии обработки сейсмических данных
Приобретение	Повышение качества обработки сейсмических данных. Низкий уровень шума. Энергоэффективность. Малый размер	Права на интеллектуальную собственность – патент

Источник: *составлено автором по материалам Центра энергетики Московской школы управления Сколково*

Партнерство между национальной нефтяной компанией, исследовательской организацией, производителем оборудования и нефтесервисом

Примером того, когда помимо подрядчика членом партнерства становится исследовательская организация, является подписанное в 2014 г. соглашение о технологическом сотрудничестве между «Petroleos Mexicanos» (Pemex) и Мексиканским институтом нефти (IMP), ориентированное на нефтегазовый сектор, при спонсорстве государственной нефтяной и газовой компании Мексики «Pemex», в рамках которого IMP предоставляет технологические решения по трем направлениям: повышение эффективности оборудования для скважин, отвечающее за дебит нефти; повышение надежности скважинного оборудования на сложных морских нефтяных месторождениях; технологии мониторинга и контроля для подводного оборудования (табл. 6).

В свою очередь IMP подписал договор о сотрудничестве с GE Oil & Gas, которые также будут участвовать в этом процессе [18].

Партнерство между национальной нефтяной компанией и исследовательской организацией

Индийская государственная нефтегазодобывающая компания Oil and Natural Gas Corporation Ltd (ONGC) в 2018 г. вступила в технологическое партнерство с индийским научно-исследовательским институтом (SWTPL), которое будет заниматься разработкой технологий для разведки сланцевого газа [19]. После завершения проекта технология будет совместно запатентована ONGC и SWTPL для дальнейшего коммерческого использования (табл. 7).

Партнерство международной нефтяной компании и производителя оборудования

Международные нефтегазовые компании также сотрудничают и создают технологические партнерства с компаниями производителями оборудования. Так, компания «Shell» объединила усилия с «HP» [20] для разработки технологии инерциального зондирования по снятию и записи сейсмических данных для обеспечения более детального изучения земной коры (табл. 8).

Партнерство национальной нефтяной компании и нефтесервисного предприятия

Партнерство между PII Pipeline Solutions (СП нефтесервисной компании GE Oil&Gas и HHK Al Shaheen) и компанией-оператором British Gas [21] в области мониторинга нефтепроводов показало высокие результаты. Данные по осмотру нефтепровода в Северном море показали высокую вероятность возникновения коррозии, однако их верификация осложнялась наличием сварного шва с коническими сегментами трубы и его положением внутри кессона (табл. 9).

ТАБЛИЦА 9. Партнерство национальной нефтяной и нефтесервисной компании

	Национальная нефтяная компания	Нефтесервис
Участники	**British Gas**	**PII Pipeline Solutions**
Вклад	Нефтепровод. Данные мониторинга	Сбор данных и анализ данных. Моделирование ситуации
Приобретение	Отсутствие затрат на остановку нефтепровода	Новый подход: точность моделирования увеличилась до 95 % против заявленных 80 %

Источник: *составлено автором по материалам Центра энергетики Московской школы управления Сколково*

ТАБЛИЦА 10. Партнерство нефтесервисной компании и производителя оборудования

	Производитель оборудования	Нефтесервис
Участники	**Houston Mechatronics**	**Schlumberger, Transocean**
Вклад	Создание оборудования	Финансирование
Приобретение	Патент	Возможность предоставлять уникальный сервис. Рост конкурентоспособности

Источник: *составлено автором по материалам Центра энергетики Московской школы управления Сколково*

Партнерство нефтесервисной компании и производителя оборудования

Примером такого партнерства служит кооперация между «Schlumberger», «Transocean» и «Houston Mechatronics». В рамках этого партнерства было разработано первое автономное подводное роботизированное судно «Aquanaut» [22, 23]. До появления этой разновидности использовались два основных типа подводных роботов. Первый – управляемый дистанционно, главным его недостатком было наличие соединительного кабеля с поверхностью. Второй – автономный подводный робот, однако он мог работать только при условии предварительного программирования. Aquanaut решает обе этих проблемы за счет наличия двух рабочих форм: форма для автономного передвижения и форма для проведения работ. Именно трансформация робота стала ключевой прорывной технологией (табл. 10).

Мировой опыт кооперации в нефтегазовом секторе показывает, на сколько, важно технологическое сотрудничество со странами, обладающими развитым технологическим потенциалом. С учетом введенных санкций и ограничений такое сотрудничество с российским нефтегазовым комплексом приостановлено, следовательно, должна произойти смена приоритетов межгосударственной энергетической политики в сторону международных организаций ШОС, АСЕАН, ЛАИ и БРИКС (в том числе с кандидатами на вступление)[15]. Так или иначе, но технологий, приемлемых для безопасного освоения глубоководного арктического шельфа, нет и у приполярных стран – Канады, Дании, Финляндии, Исландии, Норвегии, Швеции и США.

Районы, имеющие сходные с российскими арктическими и полярными условиями, есть лишь у пяти проектов США в море Бофорта [24], но и эти проекты в настоящее время заморожены [25].

Основные проблемы и решения технологического развития нефтегазовой отрасли в современных условиях

Как было отмечено, нефтегазовый комплекс, будучи основным источником пополнения российского бюджета, принял на себя главный удар со стороны недружественных государств. Подобная ситуация сложилась после распада СССР, и в 90-е годы в кратчайшие сроки удалось практически всю номенклатуру нефтегазового оборудования, производимого в Азербайджане и Украине, заместить и освоить производство на предприятиях отечественного оборонно-промышленного комплекса (ОПК).

До событий 2014 года руководители компаний нефтегазового комплекса не задумывались о развитии и производстве отечественного технологического оборудования и предпочитали покупать готовые решения по завышенным ценам в других странах, так за счет западных технологий удалось восстановить и нарастить объемы добычи нефти и газа.

Трудно не согласится с помощником руководителя Администрации президента Российской Федерации А. Яновским, который считает: «Последние 30 лет ТЭК и другие отрасли шли по пути встраивания в международное разделение труда, где нам было отведено место сырьевого придатка. Очевидно, что совершить техническую революцию в той или иной отрасли в таких условиях практически невозможно» [26].

«Нам нужна техника в северном исполнении. Привозят трубы, а на улице минус 50. Какой

[15] ***Шанхайская организация сотрудничества*** *(ШОС) – Индия, Иран, Казахстан, Киргизия, Китай, Пакистан, Россия, Таджикистан, Узбекистан.*

Ассоциация государств Юго-Восточной Азии *(АСЕАН) – Бруней, Вьетнам, Индонезия, Камбоджа, Лаос, Малайзия, Мьянма, Сингапур, Таиланд, Филиппины.*

Латиноамериканская ассоциация интеграции *(ЛАИ) – Аргентина, Боливия, Бразилия, Венесуэла, Колумбия, Куба, Мексика, Панама, Парагвай, Перу, Уругвай, Чили, Эквадор*

БРИКС *– Бразилия, Россия, Индия, КНР, ЮАР (Иран, Аргентина, Алжир).*

отечественной техникой можно их разгрузить? Никакой, только японские «Komatsu» выручали нас. К сожалению, как не было у нас техники в северном исполнении, так ее и нет», – приводит пример президент Союза нефтегазпромышленников России Г. Шмаль[16].

Очевидно, что в условиях международного разделения труда обеспечить себя отечественным оборудованием и технологиями на 100% невозможно и задачи такой не стоит, но необходимо понимать, что в некоторых направлениях придется начинать работу с нуля. И целесообразно начинать с создания нормативно-технической документации: технических регламентов и стандартов. Сейчас эти стандарты корпоративные, и каждая нефтегазовая компания практически ведет научные исследования по созданию одних и тех же технологий. Следует унифицировать и принять единые государственные стандарты на уровне Правительства Российской Федерации или отраслевых министерств совместно с Росстандартом, ИНТИ и ЦКТР ТЭК.

Кроме этого, необходимо отметить отсутствие головного субъекта управления научно-технологическим развитием [27] в фундаментальной и прикладной науке, что в конечном результате приводит к размыванию ответственности (в том числе персональной) за срыв внедрения и производства новых технологий, а также нехватку необходимых компетенций и квалификаций у кураторов импортозамещения. Руководитель министерства – это административная должность, не предполагающая специальных знаний отраслевого машиностроения. Но его заместители, курирующие отдельные отрасли, в том числе импортозамещение, обязаны иметь необходимые компетенции и техническое образование с опытом работы на производстве, чтобы разговаривать на одном языке с руководителем машиностроительного завода, главным инженером, главным конструктором, руководителем НИИ или КБ [28].

Более того, необходимо пересмотреть участие государства в программе импортозамещения, которое сводилось к выделению средств отраслевым министерствам из государственного бюджета. Когда за распределение средств на производство технологического оборудования в нефтегазовой отрасли отвечают руководители, которые никогда эту технику не создавали, не производили и не работали на ней, несколько десятилетий тратятся бюджетные деньги, а ситуация с отечественным станкостроением не меняется.

Нынешняя ситуация показала зависимость нефтегазового комплекса от иностранных технологических решений и поэтому необходимо перейти от квазиимпортозамещения (имитации) к реальным собственным разработкам и технологиям, а также производству необходимой номенклатуры оборудования для нефтегазового комплекса на отечественных предприятиях. Чтобы не менять технологическую зависимость от недружественных стран на зависимость от Китая, превращаясь в сырьевой придаток Поднебесной.

Чтобы ситуация в нефтегазовом комплексе с производством отечественных технологий не повторилась, как в отечественной автомобильной промышленности, крах которой был предопределен, просто был нужен первый камень для схода лавины. Многие считали, что в Российской Федерации есть автомобильная промышленность, функционировали крупные производственные площадки мировых автогигантов, осуществлялась государственная поддержка с льготным кредитованием реализации автомобилей марки «BMW», «Skoda», «Volkswagen», «Hyundai», «Renault» и прочие. В действительности в стране собирались зарубежные автомобили по зарубежным технологиям из зарубежных компонентов на зарубежном оборудовании. Российскими были только дешевый труд и электроэнергия, металл и отдельные малозначительные компоненты, которые дорого ввозить. Блок двигателя отлит из российского металла, соответственно, двигатель российский. Гордое право называться российским такой автомобиль получал по хитрой методике Минпромторга России. Иллюзия рассеялась, когда мировые автогиганты ушли, фактически списав российские активы на убытки и остались только стены заводов. Сейчас строят новую иллюзию в бюджетном классе: на китайские автомобили наклеивают логотипы «Москвич», «Evolute» и «Sollers», называя российскими.

Заключение

Сложившаяся ситуация в любом случае – это стресс-тест для отечественного нефтегазового комплекса и хороший шанс для российских производителей

[16] *Материалы Национального нефтегазового форума 2022. Импортозамещение в нефтегазовой отрасли: проблемы и перспективы // URL: https://dprom.online/oilngas/importozameshhenie-neftegaz-perspektivy/ (дата обращения: 10.01.2023).*

оборудования расширить свое присутствие на внутреннем рынке с выходом на международную кооперацию.

Нефтегазовое технологическое оборудование имеет для нашей страны не меньшее значение, чем вооружение. Никому не придет в голову завозить в Российскую Федерацию зарубежную технику в большом количестве для эксплуатации, исключительно только в единственном экземпляре с целью изучения тактико-технических характеристик. Однако в стратегической отрасли на объектах нефтегазового комплекса оказалось возможным обеспечить производство иностранным оборудованием в ущерб российским технологиям при схожих тактико-технических характеристиках. Международная кооперация со странами организаций ШОС, АСЕАН, ЛАИ и БРИКС в виде технологического партнерства должна быть сбалансированная, так при одинаковых тактико-технических характеристиках технологического оборудования приоритет в использовании и внедрении в нефтегазовом комплексе необходимо отдавать российскому оборудованию. Необходимо развивать отечественные разработки, технологии и технику.

Немаловажным представляется наличие кадрового потенциала с необходимыми компетенциями и квалификацией у ответственных руководителей за технологический суверенитет в нефтегазовой отрасли.

Необходимо продолжить совместную работу ИНТИ, ЦКТР ТЭК в сотрудничестве с Росстандартом по сбору и систематизации информации о нефтегазовом оборудовании, разработку и внедрение новых стандартов, формирование унифицированной системы оценки соответствия продукции, которая помогает производителям в проведении опытно-промышленных испытаний.

Кроме этого, вследствие отсутствия головного субъекта управления научно-технологическим развитием представляется целесообразным наделить необходимым функционалом РАН как высшую научную организацию Российской Федерации с целью стратегического планирования, координации и научного сопровождения инновационного цикла с прямым подчинением Президенту Российской Федерации.

Одним из главных условий, позволяющим в среднесрочной перспективе переломить ситуацию с технологической зависимостью от иностранного оборудования, является увеличение финансовых затрат на НИОКР до среднемирового показателя (2–6% к ВВП) высокоразвитых стран.

В заключение хочется перефразировать выражение военного теоретика XIX века: кто не будет кормить свою науку, вскоре будет вынужден кормить чужую. ●

Литература

1. *Russia sanctions dashboard // URL: https://www.castellum.ai/russia-sanctions-dashboard (дата обращения: 10.01.2023).*
2. *Никулина О.В., Мирошниченко О.В. Сравнительный анализ особенностей финансирования инновационной деятельности компаний нефтегазового комплекса в мировой экономике // Финансовая аналитика: проблемы и решения, 32 (2016). – С. 23.*
3. *Уханова Р.М. Проблемы импортозамещения на предприятиях НГХК РФ // Вестник Казанского технологического университета – 2014. – С. 438–441.*
4. *Официальный сайт Минэнерго России Импортозамещение в ТЭК // URL: https://minenergo.gov.ru/node/7693 (дата обращения: 10.01.2023).*
5. *Импортозамещение в нефтегазовой промышленности // Нефтегаз, дайджест, № 14 (21), 2020. – С. 24.*
6. *Официальный сайт Правительства Российской Федерации // URL: http://government.ru/news/46791/ (дата обращения: 10.01.2023).*
7. *Астафьев Е.В. Об управлении инновациями предприятий нефтегазового комплекса // Вестник Оренбургского государственного университета. 2013. № 8. С. 4–9.*
8. *Инвестиционный портал Арктической зоны России. В условиях вечной мерзлоты: как добывают нефть и газ в Арктике // URL: https://arctic-russia.ru/article/v-usloviyakh-vechnoy-merzloty-kak-dobyvayut-neft-i-gaz-v-arktike/ (дата обращения: 10.01.2023).*
9. *Газовая промышленность российской Арктики // URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/633267-gazovaya-promyshlennost-rossiyskoy-arktiki/ (дата обращения: 10.01.2023).*
10. *Официальный сайт ЦДУ ТЭК Проект - Арктика // URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2022/6/1031/ (дата обращения: 10.01.2023).*
11. *Официальный сайт Росстата. Россия в цифрах 2022 // URL: https://rosstat.gov.ru/folder/210/document/12994 (дата обращения: 10.01.2023).*
12. *Коноваленко Н.П. Роль государства и особенности стратегического управления предприятиями нефтегазового комплекса России // Наука и бизнес: пути развития. 2015. № 7. С. 61–67.*
13. *Макаров, А.Н. Разработка механизма инновационного импортозамещения продукции производственно технического назначения // ИнВестРегион. – 2011. – № 4. – С. 42 – 47.*
14. *Митрова Т., Грушевенко Е. Технологические партнерства в нефтегазовом секторе: применим ли мировой опыт кооперации в России? // Сколково, 2018 г. – С. 42.*
15. *History Tidewater Companies, 1918 // URL: https://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=njp.32101045679519;view=1up;seq=9 (дата обращения: 10.01.2023).*
16. *Jake Leslie Melville, Stuart Groves, Getting Serious About Collaboration // BCG, April 27, 2015*
17. *Официальный сайт компании Shell // URL: https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2017/shelland-petrobras-sign-technical-cooperation-agreement-to-strengthendeep-water-partnership.html (дата обращения: 10.01.2023).*
18. *Oil and gas technology, GE Oil and Gas to develop new technologies with Mexican partners// URL: http://www.oilandgastechnology.net/upstream-news/ge-oil-gasdevelop-new-technologies-mexican-partners (дата обращения: 10.01.2023).*
19. *Business standard.com, ONGC partners private company for technology development // URL: http://www.business-standard.com/article/news-ians/ongc-partnersprivate-company-for-technology-development-115021801307_1.html (дата обращения: 10.01.2023).*
20. *Oil and gas journal, OGJ NEWSLETTER // URL: https://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-13/regular-features/ogj-newsletter.html (дата обращения: 10.01.2023).*
21. *Официальный сайт компании Baker Huges // URL: https://www.bhge.com/system/files/2017-10/D1%20S3%20 Condition%20Monitoring%20%26%20Maintenance-%20the%20Latest%20in%20System%201%20%2B%20Enterprise%20Impact%20Advance%20Analytics.pdf (дата обращения: 10.01.2023).*
22. *Introducing Aquanaut, an autonomous underwater robotic vehicle (AURV) – the world's first hybrid subsea platform. Nicolaus Radford // International conference on Robotics and Artificial Intelligence, Houston, Texas, US, May 31, 2018, URL: https://zenodo.org/record/1203309#.Y9OpdFxBypo (дата обращения: 10.01.2023).*
23. *Houston Mechatronics Raises $20 Million Series B Reuters // URL: https://www.prnewswire.com/newsreleases/houston-mechatronics-raises-20-million-series-b-fromenergy-firms-300639009.html (дата обращения: 10.01.2023).*
24. *Конопляник А., Бузовский В., Попова Ю., Трошина Н. Возможности и развилки арктического шельфа // Нефть России. – 2016, № 1–2. – С. 12–17.*
25. *Исаин Н.В. О себестоимости нефти и газа в России // Академия энергетики. – 2015. – № 2. – URL: http://www.energoacademy.ru/index.php=104 (дата обращения: 10.01.2023).*
26. *Материалы Национального нефтегазового форума 2022. Импортозамещение в нефтегазовой отрасли: проблемы и перспективы // URL: https://dprom.online/oilngas/importozameshhenie-neftegaz-perspektivy/ (дата обращения: 10.01.2023).*
27. *Ленчук Е.Б. Научно-технологическое развитие как фактор ускорения экономического роста в России // Научные труды ВЭО России, том 222, с. 133.*
28. *Как проводится импортозамещение в нефтегазовом комплексе // Специализированный журнал «Бурение&Нефть», № 3, 2022, URL: https://burneft.ru/main/news/43382 (дата обращения: 10.01.2023).*

KEYWORDS: *oil and gas industry, international cooperation, sanctions, fuel and energy complex, geopolitical instability, economic growth, research, development, R&D, financing, rating, scientific results, scientific policy, GDP, technological sovereignty, export, import, high-tech products, scientific and technological progress, RAS, competitiveness, cooperation, strategic planning.*

РАЗВИТИЕ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

для получения этилена дегидрированием этана

Козлов Андрей Михайлович
доцент, к.т.н.

Кондратенко Андрей Дмитриевич
аспирант

Путенихин Игорь Олегович
аспирант

Ханина Ольга Анатольевна
аспирант

Кафедра Газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

РАССМОТРЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО ДЕГИДРИРОВАНИЯ ЭТАНА ПО СРАВНЕНИЮ С ТРАДИЦИОННЫМ ШИРОКО ИСПОЛЬЗУЕМЫМ ПРОЦЕССОМ ПИРОЛИЗА. УЧИТЫВАЯ, ЧТО АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОЦЕССА ДЕГИДРИРОВАНИЯ ЭТАНА ПОЛНОСТЬЮ ЗАВИСИТ ОТ ВЫБОРА КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ВЫПОЛНЕНО СРАВНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ДЛЯ ДЕГИДРИРОВАНИЯ ЭТАНА, В ТОМ ЧИСЛЕ ОКИСЛИТЕЛЬНОГО

THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE PROCESS OF CATALYTIC ETHANE DEHYDROGENATION IN COMPARISON WITH THE TRADITIONAL WIDELY USED PYROLYSIS PROCESS ARE CONSIDERED. CONSIDERING THAT THE RELEVANCE OF THE ETHANE DEHYDROGENATION PROCESS DEPENDS ENTIRELY ON THE CHOICE OF CATALYTIC SYSTEMS, A COMPARISON WAS MADE OF THE DEVELOPED AND PROMISING CATALYSTS FOR ETHANE DEHYDROGENATION, INCLUDING THE OXIDATIVE ONE

Ключевые слова: *этан, этилен, окислительное дегидрирование, пиролиз.*

УДК 665.658.6

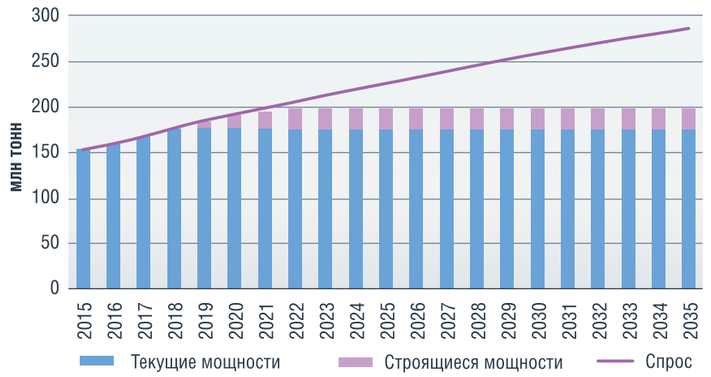
Основным процессом получения низших олефинов (этилена и пропилена) в настоящее время служит процесс термического пиролиза газового и жидкого углеводородного сырья (этана, ШФЛУ, бензиновых фракций) в трубчатых печах в присутствии водяного пара. Данный процесс имеет ряд недостатков, к которым относят использование высоких температур для эффективной конверсии сырья, многостадийность разделения продуктов реакции, а также при высоких температурах из-за высокой активности внутренних поверхностей пирозмеевиков, изготовленных из хромоникелевых сплавов, идет интенсивное коксоотложение, что приводит к значительному снижению времени работы пиролизных печей, и образовавшийся кокс трудно поддается удалению из пирозмеевиков и ЗИА при выжиге аппаратов.

Тем не менее производство этилена пиролизом в настоящее время находится на подъеме и продолжает расти в значительной степени, при этом объемы производства увеличиваются с каждым годом. В период с 1997 по 2021 год мировые мощности по производству этилена увеличились с 85 млн т/год до значений выше 150 млн т/год.

Структура ввода мировых мощностей по производству этилена напрямую связана с изменениями спроса и предложения, вызванными динамичностью и цикличностью развития мировой экономики, а темпы роста спроса на продукцию нефтехимии в мире существенны [1]. Так, среднегодовые темпы роста потребления полиэтилена составят 2,9% в ближайшие 15 лет, что значительно превосходит темпы роста спроса на нефть (0,8%) и газ (1,7%). При этом предложение пока не поспевает за ростом спроса (рисунок 1). Уже в 2023 году планируемая потребность в полиолефинах достигнет более 210 млн т в год, а производительность имеющихся и строящихся установок прогнозируется на уровне менее 200 млн т. Это создает определенный дефицит на рынке и способствует рассмотрению реализации новых проектов, поэтому потенциальная производительность комплексов, по которым еще не принято инвестиционное решение, к 2035 году прогнозируется на уровне около 90 млн т. Что касается России, с одной стороны, она обладает уникальной сырьевой базой для развития нефтехимии, являясь страной с крупнейшими запасами природного газа в объеме более 70 трлн м^3 и занимающей шестое место в мире по запасам нефти, которые составляют около 15 млрд т, однако, с другой стороны, доля нашей страны на мировом рынке нефтегазохимии не превышает 2%.

Производственные мощности пиролиза в России по состоянию на 2022 год составляют немногим более 4 млн т, при этом в течение последних 25 лет был введен в строй только один новый крупный пиролизный комплекс (ЗапСибНефтеХим), долгое время прирост производства этилена осуществлялся исключительно за счет модернизации и строительства новых печей на существующих предприятиях. Таким образом, номинальной мощности установок пиролиза недостаточно для переработки имеющегося сырья, что ведет к неудовлетворенности спроса на продукцию нефтехимии и как результат, темпы роста

РИСУНОК 1. Баланс спроса и предложения на этилен в мире до 2035 г.



производства нефтехимической продукции в России значительно отстают от мировых.

Согласно Плану развития нефтегазохимической отрасли РФ до 2030 года, в стране планируется создание шести нефтегазохимических кластеров, расположенных вблизи источников сырья и рынков сбыта: Северо-Западный, Волжский, Западно-Сибирский, Каспийский, Восточно-Сибирский и Дальневосточный [2]. Если план будет реализовываться, то уже в ближайшее время пиролизные мощности вырастут в 1,5 раза (таблица 1). Помимо этого, план устанавливает целевые показатели для отечественной нефтегазохимии по производству этилена и его доли в мировом производстве. Так, отечественные компании должны суммарно производить этилена, в соответствии с утвержденными целевыми показателями, более 7,5 млн т ежегодно, заняв более 3% доли в мировом рейтинге [2].

Учитывая наличие неудовлетворенного спроса, все больше компаний рассматривают в своих R&D отделах окислительное дегидрирование как альтернативный способ получения не только олефинов C_3 и C_4, но и C_2, несмотря на наличие некоторых проблем, основными из которых являются малая реакционная активность низших парафинов, а также высокая температура процесса [3]. Использование окислительного способа дегидрирования позволяет снизить температуру процесса, а кислород препятствует обратимости процесса из-за образования водяного пара с выделяющимся водородом. Тем не менее данная особенность обуславливает выделение тепла, что делает актуальной проблему отвода или компенсации избыточной энергии, выделяемой в ходе реакции.

Однако если каталитическое дегидрирование парафинов широко используется для получения олефинов еще с 60-х годов прошлого века, то полученные к настоящему времени результаты по окислительному дегидрированию одного из самых инертных парафинов этана (что наиболее интересно для окислительного дегидрирования) пока еще недостаточно актуальны для промышленной реализации.

В настоящее время перспективы процесса окислительного дегидрирования этана рассматриваются через призму разработки новых каталитических систем и оптимизации известных. Значительное внимание уделяется поискам систем с использованием оксидных катализаторов на основе молибдена и ванадия с нанесением на различные носители, так как для промышленных высокотемпературных каталитических процессов характерно именно применение активных компонентов, например, смешением.

Каталитическое дегидрирование алканов применяется в промышленности с 1930-х годов [4]. Сильно эндотермический и ограниченный равновесием процесс выполняется в реакторах с неподвижным слоем, поэтому следует обеспечивать высокие температуры и низкое давление в реакционном пространстве в силу термодинамики процесса [5]. Например, для достижения равновесных конверсий этана более 40% при атмосферном давлении температуры реакции должны быть более 700 °C, а высокое давление процесса сдвигает равновесие в сторону сырья.

Часто используемыми катализаторами процесса являются соединения на основе хрома (т.е. хром на γ-окиси алюминия) или платины. Основными проблемами дегидрирования являются подавление побочных реакций и синтез катализаторов подходящей формы в виде гранул, обеспечивающих эффективное распределение сырья и минимизирующих перепад давления. Последовательные побочные реакции приводят к образованию диенов, полимеров и кокса и, следовательно, требуется частая регенерация катализатора для поддержания приемлемого срока службы, для чего применяется окислительная регенерация (воздухом или смесью воздух– дымовые газы) [6].

Одним из первых коммерческих процессов дегидрирования является Катадиен, в котором применяется катализатор на основе оксида алюминия-хрома. Данный процесс был использован для производства бутадиена с использованием параллельного расположения реакторов с неподвижным слоем, которые работают в режиме чередования стадий дегидрирования и регенерации (удаление кокса).

ТАБЛИЦА 1. Прогноз производства этилена в России и его доли в мировом производстве [2]

Продукт	2025 г.	2030 г.	2025 г.	2030 г.
	оптимистичный сценарий		реалистичный сценарий	
Этилен, млн т	11,217	15,207	7,616	8,964
Суммарное производство этилена в мире, млн т	205	230	205	230
Доля России в мировом производстве этилена, %	5,5	6,6	3,7	3,9

В конце 1980-х разработка новых процессов расширила возможности производства пропилена из пропана. Процесс Catofin использует дегидрирование и регенерацию катализатора в режиме аналогичном процессу Катадиен [7]. Используется адиабатический тип реактора с неподвижным слоем $Cr_2O_3/\gamma\text{-}Al_2O_3$ катализатора, и предварительно нагретый пропан подается в реактор с охлаждением по мере протекания реакции вдоль реактора. Режим работы реактора – циклический. Время цикла «дегидрирование – регенерация» составляет 25 мин, температура процесса 525–677 °C. В результате конверсия пропана варьируется в пределах 48–65%, селективность по пропилену – 82–87%. В начале 1970-х годов UOP представила концепцию непрерывного времени цикла «дегидрирование – регенерация» (CCR). В соответствующем процессе использовался адиабатический реактор с движущимся слоем $Pt\text{-}Sn\text{-}K/\gamma\text{-}Al_2O_3$ катализатора (UOP Oleflex) [8]. Температура процесса составляет 525–705 °C, конверсия пропана равна 25–40%, селективность по пропилену 89–91%. Однако дегидрирование этана с использованием данных процессов не может конкурировать с пиролизом из-за относительно низкой активности катализаторов (несущественный выход за один цикл).

В отличие от процессов дегидрирования и пиролиза, окислительное дегидрирование этана (ОДГЭ) еще не было осуществлено в производственных масштабах. Принципиальное преимущество перед дегидрированием заключается в высокой конверсии этана, потенциально более низкими температурами реакции (около 400–600 °C) по сравнению с пиролизом, и тот факт, что реакция является экзотермической, вызвало колоссальный интерес к этому процессу.

Низкомолекулярные алканы являются подходящим сырьем для окислительного дегидрирования, так как это достаточно дешевые углеводороды, которые добываются в больших количествах из природного и сланцевого газов. Стоит отметить, что процесс окислительного дегидрирования имеет принципиальные отличия от парового крекинга углеводородов. Во-первых, наличие кислорода требует обеспечения дополнительных мер безопасности для предотвращения неуправляемого горения и взрывоопасных смесей. Во-вторых, разработка подходящих катализаторов является особенно сложной, поскольку олефиновые продукты имеют тенденцию быть более реакционноспособными, чем алканы [9]. Эта высокая реакционная способность олефинов объясняется усилением дополнительного связывания с большинством каталитических поверхностей, тогда как алканы взаимодействуют почти исключительно посредством сил дисперсии.

В качестве окислителя может применяться как концентрированный кислород, так и кислород в составе воздуха:

$$C_2H_6 + 1/2O_2 \rightarrow C_2H_4 + H_2O$$
$$\Delta H_{298} = -105 \text{ ккал/моль},$$

$$C_2H_6 + 7/2O_2 \rightarrow 2CO_2 + 3H_2O$$
$$\Delta H_{298} = -1428 \text{ ккал/моль},$$

$$C_2H_4 + 3O_2 \rightarrow 2CO_2 + 3H_2O$$
$$\Delta H_{298} = -1323 \text{ ккал/моль}$$

Поскольку этан превращается в этен посредством дегидрирования, может происходить полное окисление, в результате которого образуются CO и CO_2, а также вода. Практически полная селективность образования одного олефина возможна только с этаном в качестве исходного сырья, поскольку этилен является единственным возможным продуктом дегидрирования, и добавление кислорода не способствует образованию органических, кислородосодержащих соединений.

Целевая реакция окислительного дегидрирования этана протекает на поверхности катализатора. Предположительный механизм данной реакции включает в себя несколько стадий, лимитирующей обычно считается стадия активации этана с образованием этильного радикала, адсорбированного на поверхности катализатора:

$$O_s + C_2H_6 \rightarrow OH_s^- + C_2H_5\cdot$$

Далее на катализаторах на основе оксидов переходных металлов реакция протекает по поверхностному механизму Марса-ван-Кревелена через промежуточное образование этокси-производных, причем среди кислородных форм, принимающих участие на этой стадии реакции, важную роль играют нуклеофильные ионы O^{2-}, которые отдает катализатор для осуществления данного процесса:

$$C_2H_5\cdot + OS_2^- \rightarrow C_2H_5O_s^-$$

С повышением температуры разложение этокси-производных до этилена оказывается более выгодным, чем их более глубокое окисление до оксидов углерода. Это согласуется с ростом селективности по этилену при увеличении температуры процесса:

$$C_2H_5O_s^- \rightarrow C_2H_4 + OH^-$$

$$C_2H_5O_s^- + O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$$

В теории реакция дегидрирования этана сопровождается многими параллельными и последовательными процессами, что может существенно влиять на равновесный состав и на выход этилена. При высоких температурах возможно образование радикальных соединений.

К числу наиболее перспективных катализаторов процесса окислительного дегидрирования относятся оксиды переходных металлов (V, Nb, Mo), нанесенные на оксид алюминия методом молекулярного наслаивания (МН). Этот метод основан на необратимом взаимодействии между низкомолекулярными реагентами и функциональными группами поверхности твердого субстрата в условиях непрерывной подачи

реагента и удаления образующихся газообразных продуктов, позволяет получать структурированные многослойные каталитические системы разного состава и строения и влиять на активность и селективность катализатора. Выбор металлов в качестве катализаторов связан с большой активностью в реакции окислительного дегидрирования и их свойствами: ванадий отвечает за активацию исходной молекулы этана, а молибден – за селективность процесса по этилену. Ранее была показана возможность использования наноструктурированных катализаторов на основе Mo, Nb, V, Ti на оксиде алюминия, приготовленных методом МН, в реакции ОДГЭ [11].

Как правило, данная группа катализаторов работоспособна при температуре реакции ниже 600 °C и функционирует по окислительно-восстановительному механизму. В этой группе наиболее перспективными являются каталитические системы, содержащие ванадий, то есть оксиды металлов в смеси с ванадием; ванадий, нанесенный на оксиды металлов; V-содержащие микропористые/мезопористые материалы.

Mo–V–Nb-оксидные системы, используемые в реакции ОДГЭ, известны с 1970-х гг. [13]. На них при температурах менее 300 °C была достигнута достаточно высокая селективность образования этилена (70%) при умеренной конверсии этана (20%). Модифицирование теллуром позволило значительно повысить как активность (до 59%), так и селективность (до 89%) этих систем при 400 °C.

Особый интерес исследователей направлен на изучение и разработку нанесенных ванадиевых катализаторов ОДГЭ, высокие каталитические характеристики которых обусловлены состоянием ванадия, присутствующего в катализаторах в виде поверхностных изолированных и/или полимерных VO_x форм.

В случае нанесенных V_2O_5/MgO катализаторов, считающихся одними из наиболее эффективных катализаторов ОДГЭ, в отличие от большинства других носителей (SiO_2, TiO_2, $\gamma\text{-}Al_2O_3$), отмечается образование не поверхностных VO_x форм, а, по данным разных исследователей, слоев поверхностного V-Mg-O-соединения или каталитически активной дисперсной фазы $Mg_3V_2O_8$. При этом ортованадат магния, диспергированный на поверхности MgO, высокоактивен в реакциях ОДГЭ, в то время как массивный $Mg_3V_2O_8$ – практически неактивен. Работы по исследованию массивных образцов ванадатов магния различного состава ($Mg_3V_2O_8$, MgV_2O_6 и $Mg_2V_2O_7$) в качестве модельных катализаторов показывают, что их каталитические свойства изменяются в зависимости от состава и структуры ванадатов, а также реакционной способности УВ. Однако данные об исследованиях катализаторов на основе дисперсных MgV_2O_6 и $Mg_2V_2O_7$, формирование которых на поверхности MgO затруднено, а также $Mg_3V_2O_8$ на поверхности других носителей, практически отсутствуют.

Каталитические системы на основе никеля являются еще одним важным классом катализаторов ОДГЭ. Они также широко применяются и в других важных процессах, таких как гидрирование, риформинг природного газа для получения синтез-газа, деалкилирование и т.д. Никелевые катализаторы на основе оксида алюминия были испытаны в окислительном дегидрировании этана и показали хорошие результаты. Использование полиметаллического никеля оказывает большое влияние на способность катализаторов активировать молекулы этана и избирательно превращать их в этилен. К числу наиболее перспективных катализаторов для ОДГЭ относятся оксиды V и Mo, нанесенные на Al_2O_3, TiO_2, SiO_2, MgO и ZrO_2. Задача процесса сводится к достижению высокой конверсии и селективности по этилену, но большинство катализаторов ОДГЭ имеют свойство давать более термодинамически выгодные продукты (например, CO_2) при высоких конверсиях. Совместная подача этана и O_2 также требует разделения сепарации воздуха и дополнительных мер безопасности. В качестве альтернативы исследуются новые катализаторы типа «ядро-оболочка», которые работают в циклическом окислительно-восстановительном режиме, обеспечивая тем самым высокую селективность по отношению к этилену.

Несмотря на разработку большого количества каталитических систем, развитие процесса окислительного дегидрирования этана, как альтернативного способа производства этилена, является актуальной задачей, так как с каждым годом спрос на этилен в мире опережает его предложение на рынке. ОДГЭ позволяет существенно снизить температуру процесса получения этилена, что экономически оправдывает введение данного процесса в широкое применение.

В настоящее время развитие ОДГЭ направлено на поиск новых катализаторов. Каталитические системы на основе переходных металлов имеют преимущество и являются наиболее перспективными, с применением молибдена и ванадия были достигнуты наилучшие показатели по результатам каталитических исследований. ●

Работа выполнена в рамках специального именного гранта некоммерческой организации «Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ».

Литература

1. *Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Влияние ингибиторов на коксообразование и содержание ароматических углеводородов в тяжелой смоле пиролиза // Газовая промышленность. 2016. № 2 (734). С. 41–44.*
2. *План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года. URL: https://government.ru/docs/23136/ (дата обращения 20.05.2022).*
3. *Карпов А.Б., Жагфаров Ф.Г., Козлов А.М. Снижение коксоотложения в печах пиролиза с помощью ингибитора коксообразования // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 11. С. 21–25.*
4. *Уайт. Дж. Л., Чой Д.Д. Полиэтилен, полипропилен и другие полиолефины. СПб.: Профессия, 2007. 256 с.*
5. *Чаудури У.Р. Нефтехимия и нефтепереработка. Процессы, технологии, интеграция. СПб.: Профессия, 2014. 432 с.*
6. *Мейерс Р. Основные процессы нефтехимии. Справочник. СПб.: Профессия, 2015. 700 с.*
7. *CATOFIN. High-Performance Catalyst for Selective Dehydrogenation & Dealkylation of Hydrocarbons to Produce On-Purpose Propylene. URL: https://www.clariant.com/en/Solutions/Products/2014/06/16/09/01/Catofin (дата обращения 22.05.2022).*
8. *Honeywell To Provide Oleflex Technology. URL: http://uop.honeywell.com/ en/news-events/2019/09/honeywell-oleflex (дата обращения 23.05.2022).*
9. *Адельсон С.В., Вишнякова Т.П., Паушкин Я.М. Технология нефтехимического синтеза. Учеб. для вузов. М.: Химия, 1985. 608 с.*
11. *Петров И.Я., Трясунов Б.Г. Структура и каталитические свойства нанесенных оксидномолибденовых, оксиднованадиевых и оксиднохромовых катализаторов дегидрирования углеводородов. Влияние природы носителя на структуру поверхности нанесенных оксиднованадиевых катализаторов в окисленной форме // Вестник КузГТУ. 2007. № 5. С. 81–89.*
12. *Deloitte. The future of petrochemicals: Growth surrounded by uncertainty. Duane Dickson, Aijaz Hussain, Bob Kumpf. 2019 Deloitte Development LLC. URL: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-the-future-of-petrochemicals.pdf (дата обращения 20.05.2022).*
13. *Мишанин И.И. Каталитическое окислительное дегидрирование этана с использованием CO2 и O2 в качестве окислителей: дис. канд. хим. наук: 02.00.15. М., 2020. 114 с.*

Keywords: *ethane, ethylene, oxidative dehydrogenation, pyrolysis.*

Neftegaz.RU
номер 3/2023 г.

УДК 004

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

для экономической оценки освоения месторождений углеводородов

Богаткина Юлия Геннадьевна
ведущий научный сотрудник,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки,
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН),
к.т.н.

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ ИНЖЕНЕРИИ ЗНАНИЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ИНТЕРЕС К ТАКИМ ТЕХНОЛОГИЯМ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ВЕСЬМА ВЫСОК. РАЗРАБОТАННАЯ НА ЭТОЙ ОСНОВЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ПРЕДНАЗНАЧЕНА ДЛЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ПРИКЛАДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОСВОЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ ДАННОЙ РАЗРАБОТКИ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ВОЗМОЖНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОСТРОЕНИЯ АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ С УЧЕТОМ СОДЕРЖАНИЯ И ОБЪЕМОВ ИСХОДНОЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТАХ. РАЗРАБОТАННЫЕ МЕХАНИЗМЫ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДАЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ РЕШАТЬ ПРОБЛЕМУ ПОСТРОЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ АЛГОРИТМОВ ПОЛЬЗОВАТЕЛЯМ-НЕПРОГРАММИСТАМ. ПРИМЕНЕНИЕ ЭТИХ ТЕХНОЛОГИЙ МОЖЕТ ПРЕДОСТАВИТЬ В РАСПОРЯЖЕНИЕ РУКОВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ ПРОГРАММНЫЙ ИНСТРУМЕНТАРИЙ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ СЛОЖНЫХ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ С ЦЕЛЬЮ ПРОВЕДЕНИЯ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

THE ARTICLE DEALS WITH THE PROBLEMS OF KNOWLEDGE ENGINEERING FOR CONDUCTING AN ECONOMIC ASSESSMENT OF THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS. CURRENTLY, INTEREST IN SUCH TECHNOLOGIES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IS VERY HIGH. THE INTELLIGENT SYSTEM DEVELOPED ON THIS BASIS IS INTENDED FOR THEORETICAL AND APPLIED RESEARCH IN THE FIELD OF ECONOMIC MODELING AND MODERN INFORMATION TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS. THE PRACTICAL SIGNIFICANCE OF THIS DEVELOPMENT LIES IN THE POSSIBILITY OF AUTOMATED CONSTRUCTION OF ALGORITHMS FOR CALCULATING THE MAIN ECONOMIC INDICATORS, TAKING INTO ACCOUNT THE CONTENT AND VOLUMES OF THE INITIAL GEOLOGICAL, TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC INFORMATION IN OIL AND GAS PROJECTS. THE DEVELOPED MECHANISMS FOR COMPUTER MODELING OF ECONOMIC INDICATORS FOR THE DEVELOPMENT OF FIELDS MAKE IT POSSIBLE TO SOLVE THE PROBLEM OF CONSTRUCTING CALCULATION ALGORITHMS FOR NON-PROGRAMMER USERS. THE USE OF THESE TECHNOLOGIES CAN PROVIDE THE HEADS OF OIL AND GAS COMPANIES WITH SOFTWARE TOOLS FOR PERFORMING COMPLEX FINANCIAL CALCULATIONS IN ORDER TO CONDUCT LONG-TERM FORECASTING AND ANALYSIS OF VARIOUS OPTIONS FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Ключевые слова: *интеллектуальные технологии, инженерия знаний, теория искусственного интеллекта, теория ситуационного управления, процедурные знания.*

Современные интеллектуальные компьютерные технологии в настоящее время ориентированы на интеллектуальный потенциал специалистов как в прикладной проблемной области, так и в области *инженерии знаний (knowledge engineering)* [1–6].

В этой связи интересным является вопрос применения таких технологий для проведения экономической оценки освоения месторождений углеводородов.

Разработанная методика комплексной экономической оценки эффективности разработки нефтегазовых месторождений послужила основой для теоретических и прикладных исследований в этой области [7, 8, 11].

Необходимо отметить, что экономическая оценка эффективности освоения месторождений предполагает построение определенной экономико-математической модели расчета, а также анализ критериев нефтегазового проекта, основанных на множестве прогнозных технологических показателей по разрабатываемым пластам и месторождению в целом.

Сложность экономического моделирования по вариантам разработки месторождений заключается в начальном сборе информации и постоянном ее обновлении, так как каждое месторождение индивидуально и имеет свои геолого-технологические особенности разработки, различные варианты и нормативы капитальных и эксплуатационных затрат, а также налоговые модели. Структура экономических вычислений является иерархической и может меняться в зависимости от степени изученности и разведанности месторождений, а также от возможного изменения объемов и содержания исходной геолого-технологической и экономической информации.

ФАКТЫ

ИЛС «ГРАФ»

ориентирована на специалистов прикладной области и на специалистов в области инженерии знаний

Отметим также, что до недавнего времени решение вычислительных задач по экономической оценке нефтегазовых проектов сводилось к процессу создания прикладных расчетных программ на основе подходов, требующих применения определенного языка программирования и наличия высококвалифицированных программистов. Пользователь-прикладник не имел средств для самостоятельной разработки программ на основе его собственных знаний. С учетом сказанного выше была разработана интеллектуально-логическая система (ИЛС) «ГРАФ», ориентированная на научный потенциал специалистов как в прикладной проблемной

РИСУНОК 1. Структура базы знаний предметной области

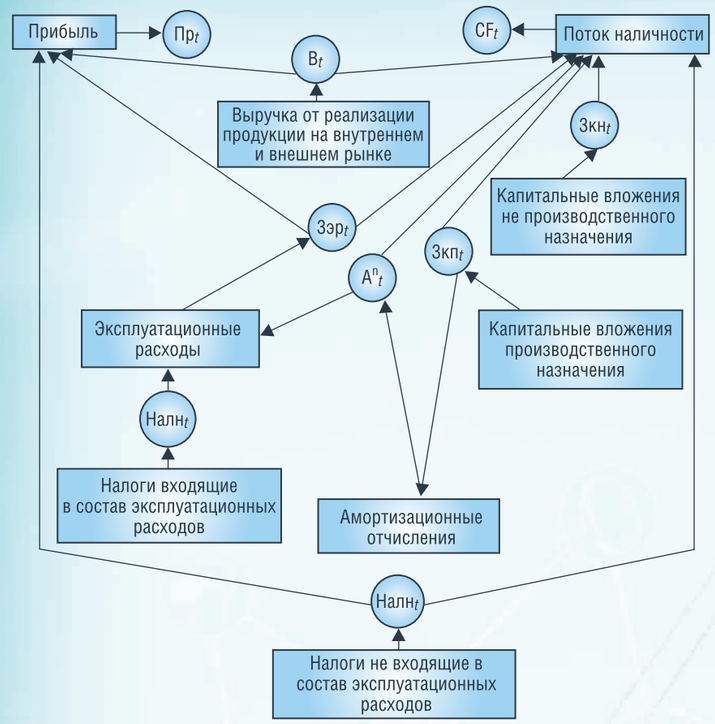
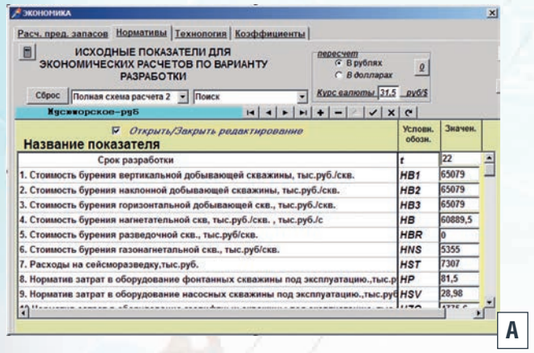
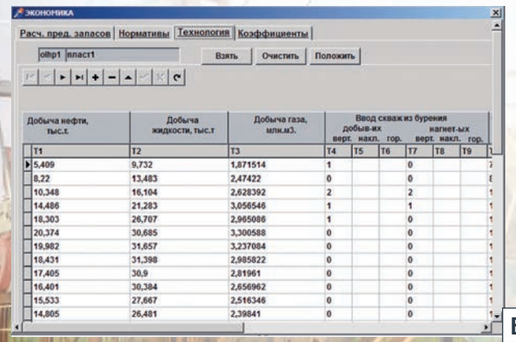


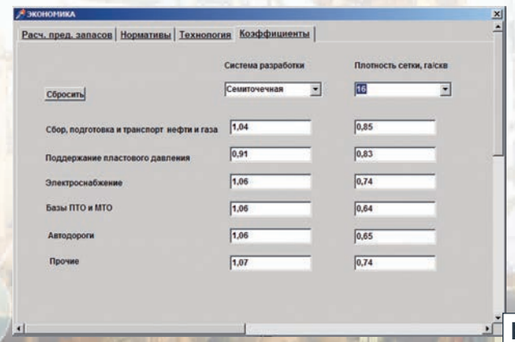
РИСУНОК 2. Внешний вид СУБД (А – нормативные показатели, Б – технологические показатели, В – поправочные коэффициенты к нормативам для различных систем разработки месторождений с учетом различных сеток скважин)



А



Б



В

ФАКТЫ

Базы знаний

разрабатывались в течение 20 лет в ИПНГ РАН и основаны на опыте технико-экономической оценки месторождений нефти и газа в России и за рубежом

области (геологов-промысловиков, руководителей НГДУ, инженеров-нефтяников и нефтяников-экономистов), так и в области *инженерии знаний* (инженеров-системотехников). Актуальным является то, что ИЛС может быть использована для формирования оптимальной системы расчета экономических показателей по вариантам разработки месторождений на основании разработанной методики с применением налоговых моделей стран-недропользователей, что в период цифровизации экономики и реформирования нефтегазодобывающего сектора России является крайне важным [10, 11].

Интеллектуально-логическая система «ГРАФ» содержит базы знаний расчетных технико-экономических показателей (рис. 1).

Базы знаний разрабатывались в течение последних двух десятков лет в ИПНГ РАН и основаны на опыте технико-экономической оценки месторождений нефти и газа как у нас в стране, так и за рубежом.

Система также содержит базы данных удельных затрат предприятия (капитальных, эксплуатационных, а также налогов) с возможностью функционирования информационной модели в отраслевой системе. В основе распределения этих затрат лежат основные требования общероссийских и отраслевых положений и учет особенности методики формирования нормативов, созданных для экономической оценки разработки месторождений Западной Сибири и других месторождений России [9] (рис. 2).

РИСУНОК 3. Расчет экономических показателей (когнитивная карта)

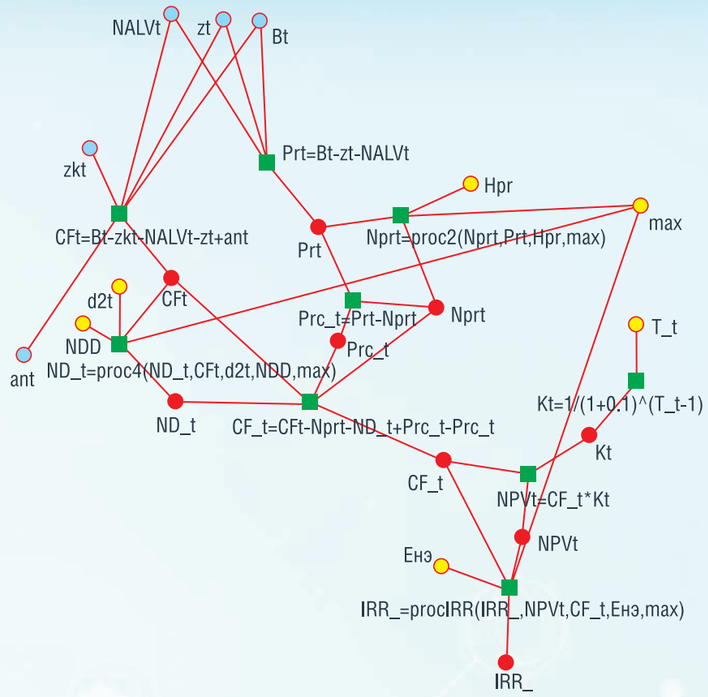


ТАБЛИЦА 1. Состав технико-экономических показателей

Наименование технико-экономического показателя	Обозначение
Срок разработки	max
Динамика времени расчета	T_t
Норма дисконта	Енэ
Функция дисконтирования	Kt
Выручка	Bt
Полные капитальные вложения производственного назначения	zkt
Полные эксплуатационные расходы, включая налоги	Zt
Полные амортизационные отчисления	ant
Налоги вне эксплуатационных затрат, за исключением налога на прибыль и налога на дополнительный доход (НДД)	NALVt
Прибыль до налогообложения	Prt
Ставка налога на прибыль	Hpr
Налог на прибыль	Nprt
Чистая прибыль	Prc_t
Показатель выработанности запасов	d2t
Ставка налога на дополнительный доход	NDD
Налог на дополнительный доход	ND_t
Поток наличности до уплаты НДД и налога на прибыль	CFt
Поток наличности	CF_t
Чистый дисконтированный доход	NPVt
Дисконтирующая функция	Kt
Внутренняя норма рентабельности	IRR

Структура технологической БД включает информацию по следующим показателям:

- ввод скважин из бурения по годам – добывающих (вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных), нагнетательных, разведочных, резервных, газонагнетательных;
- годовой фонд скважин – добывающих, нагнетательных;
- годовые показатели закачки рабочего агента (воды, газа, водогазовых смесей, полимера и др.);
- годовая добыча углеводородного сырья – нефти, попутного и природного газа, жидкости, газоконденсата.

Процедурная информация вводится в базу знаний в виде двудольных семантических графов, что показано на рисунке 3.

Пользователя такой системы можно именовать инженером по знаниям, знающим проблемную область и обладающим навыком введения прикладных знаний и данных в компьютер.

В системе характерен следующий подход – следование при решении прикладной задачи от общего к частному и от частного к общему, а также детализация прикладной задачи до неделимых процедур, под которыми будем понимать элементарные знания. В ИЛС «Граф» последнее представляется в виде элементарного функционального отношения, включающего в себя аналитическую зависимость

ФАКТЫ

Инструментарий интеллектуальной

системы «Граф» обеспечивает пользователя интерактивными возможностями ведения диалога, которые устраняют недостатки процедурного программирования, заменяя последнее интеллектуальным программированием

или процедуру с множеством входящих в них параметров – скалярных или векторных величин. Отметим также, что система допускает естественную ошибочность ввода информации и имеет средства ее устранения. Каждая подзадача в процессе моделирования может быть отнесена к определенному классу задач, что определяется экспертом-прикладником и инженером по знаниям. Классификация указывает всю совокупность алгоритмов в составе системы. Скажем, что для пользователя важен тот факт, что общение с системой напоминает общение с профессионалом той же предметной и проблемной областей, каким является сам эксперт-прикладник [5–11].

Инструментарий интеллектуальной системы «Граф» обеспечивает пользователя интерактивными возможностями ведения диалога, которые устраняют недостатки процедурного программирования, заменяя последнее программированием интеллектуальным. В результате упрощается, ускоряется и существенно удешевляется сам процесс создания прикладных экономических программ, причем использование опыта прикладной области при интеллектуальном программировании, зависит только от наличия соответствующей БЗ.

ИЛС «Граф» работает в двух режимах: приобретение знаний и решение расчетных задач. В режиме приобретения знаний общение с ИЛС осуществляют эксперт-экономист и эксперт-технолог через посредничество инженера по знаниям. Эксперты описывают проблемную область, под которой понимается методика расчета основных технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождений.

Эксперт-прикладник предоставляет необходимую информацию в виде совокупности данных (анкет-шаблонов) и аналитических формул. Отметим, что если требуется подключить нелинейный алгоритм, то ИЛС «Граф» обращается к специализированной библиотеке математических модулей. Наличие исходных данных переводит семантическую сеть из состояния экстенсионала в состояние интенсионала, то есть происходит заполнение терминальных вершин графа данными из БД с их характеристикой (скаляр, вектор) и значениями. Эксперт, используя подсистему приобретения знаний с помощью интеллектуального интерфейса, наполняет систему знаниями, которые позволяют ИЛС «Граф» в режиме интерпретации сети самостоятельно (без эксперта) решать задачи синтеза расчетного экономического алгоритма предметной области.

Отметим, что БЗ наращивается в процессе ее построения. Как было показано выше, сеть является двудольной и укрупненно представлена отдельными блоками (когнитивными картами). Каждая карта может содержать один или несколько семантических подграфов, являющихся альтернативой для построения расчетного алгоритма. Знания в системе выражены в явном виде и организованы так, чтобы упростить диалог эксперта с системой.

РИСУНОК 4. Структура ИЛС «Граф»

ФАКТЫ

Эксперт-прикладник

предоставляет необходимую информацию в виде анкет-шаблонов и аналитических формул

С точностью работы ИЛС «Граф» связаны такие характеристики, как правильность логического вывода, адекватность базы знаний проблемной области, соответствие применяемых подходов для решения задачи экспертами. Отметим, что оценка эффективности применения ИЛС «Граф» осуществлялась по набору тестовых примеров, как из предшествующей практики экспертов, так и специально подобранных ситуаций на двудольных иерархических графах.

На рисунке 4 показана структура ИЛС «Граф». Диалоговый интерфейс системы позволяет собирать, обрабатывать, хранить, анализировать и интерпретировать информацию об инвестиционном проекте с целью его технико-экономической оценки. Через интерфейс осуществляется доступ к входной информации (БД, БЗ, инструкции, шаблоны данных) и выходной информации в виде отчетных форм и пр. Обработанная ИЛС информация в наглядной форме посылается пользователю-эксперту (лицу или лицам, принимающим решения) через посредничество инженера по знаниям. В системе существует механизм обратной связи, который контролируется экспертом, инженером по знаниям и программистом. Итерационный процесс принятия решений по инвестиционному проекту приводит пользователей системы к оптимальным и взаимосогласованным решениям на основании заложенных в систему технико-экономических моделей.

В системе применяются технологии быстрой разработки программного обеспечения, основанные на алгоритмах сочетания пар и поиска в глубину на двудольных графах, а также применение CASE-технологий, дающих возможность формировать совокупность семантических сетей как иерархическую структуру с большим числом уровней.

Актуальным является то, что система может формировать расчетную Excel таблицу, включающую в себя данные, взятые из базы данных, и алгоритмы, взятые из базы знаний. Excel-файл, сгенерированный интеллектуальной системой, работает как самостоятельный программный модуль, в котором проводятся расчеты с прямым пересчетом экономики нефтегазового инвестиционного проекта.

Отметим также, что система допускает естественную ошибочность ввода информации и имеет средства ее устранения. Инструментарий интеллектуальной системы обеспечивает пользователя интерактивными возможностями ведения диалога, которые устраняют недостатки процедурного программирования, заменяя последнее программированием интеллектуальным. В результате упрощается, ускоряется и существенно удешевляется сам процесс создания прикладных экономических программ.

В заключение отметим, что практическая значимость данной разработки заключается в возможности автоматизированного построения оптимальных алгоритмов расчета основных экономических показателей с учетом содержания и объемов исходной геолого-технологической и экономической информации в нефтегазовых проектах. Разработанная методика и механизмы компьютерного моделирования экономических показателей эффективности месторождений дают возможность решать проблему построения расчетных алгоритмов пользователям-непрограммистам. Таким образом, применение экономического моделирования и современных информационных технологий для оценки эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов могут предоставить в распоряжение руководителей нефтегазодобывающих компаний программный инструментарий для выполнения сложных финансовых расчетов с целью проведения долгосрочного прогнозирования и анализа различных вариантов разработки нефтегазовых месторождений.

Разработанные модели и технологии значительно сокращают время обработки исходной информации и время расчета экономических показателей по вариантам разработки месторождений нефти и газа в автоматизированном режиме.

ФАКТЫ

CASE-технологии,

применяемые в системе, дают возможность формировать совокупность семантических сетей, как иерархическую структуру с большим числом уровней

Excel файл,

сгенерированный интеллектуальной системой, работает как самостоятельный программный модуль, в котором проводятся расчеты с прямым пересчетом экономики нефтегазового инвестиционного проекта

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. *Поспелов Г.С. Искусственный интеллект – основа новой информационной технологии / М.: Наука, 1988. 280 с.*
2. *Вагин В.Н. Дедукция и обобщение в системах принятия решений / М.: Наука, 1988, 384 с.*
3. *Гаврилова Т.А., Хорошевский В.Ф. Базы знаний интеллектуальных систем. СПб.: Питер. 2000, 200 с.*
4. *Башмаков А.И, Башмаков И.А. Интеллектуальные информационные технологии // Учеб. пособие – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2005. – 304 с.*
5. *Трахтенгерц Э.А, Степин Ю.П., Андреев А.Ф Компьютерные методы поддержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности / М.: СИНТЕГ, 2005. 592 с.*
6. *Бережная Е.В., Бережной В.И. Математические методы моделирования экономических систем / М.: Финансы и статистика. 2006. 432 с.*
7. *Дунаев В.Ф., Шпаков В.Д., Епифанова Н.П., Лындин В.Н. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности // Учеб. пособие – М.: Изд-во «Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина», 2006, 352 с.*
8. *Родионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли // Экономика и управление народным хозяйством. – 2015. – № 9 (130). – С. 50–54.*
9. *Пономарева. И.А, Богаткина Ю.Г. Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. –2014. – № 1. – С. 6–9.*
10. *Богаткина Ю.Г., Степанкина О.А. Структура интеллектуального интерфейса в логической системе «граф» // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, № 1, 2015, с. 25–30.*
11. *Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования / М.: Макс-Пресс. 2020, 248 с.*

KEYWORDS: *intelligent technologies, knowledge engineering, artificial intelligence theory, situational control theory, procedural knowledge.*

Водород для электромобилей

ТОМСКИЕ УЧЕНЫЕ РАЗРАБОТАЛИ МЕТОД ПИРОЛИЗА МЕТАНА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛИТ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПОВЫСИТЬ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ВОДОРОДНОЙ СТАНЦИИ ДЛЯ ЗАПРАВКИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ. Наиболее подходящая технология получения чистого водорода для топливных элементов – пиролиз метана. Инженеры Томского политеха впервые предложили дополнить барботажный реактор, где протекает пиролиз, блоком плазмохимической наработки радикалов. Совмещение в конвертере метана плазмохимического источника радикалов и барботажного реактора обеспечивает ускорение реакций и увеличение степени конверсии до 100 %. За счет увеличения скорости реакции и улучшения кинетики превращений удалось в два раза уменьшить объем самой установки для водородной заправочной станции, она может устанавливаться как в отдельном помещении на территории автомобильной газонакопительной станции, так и быть вмонтированной в действующий конвертер метана.

Российский диспергент для ликвидации аварийных разливов нефти

УЧЕНЫЕ ИЗ МФТИ РАЗРАБОТАЛИ НОВЫЙ ДИСПЕРГЕНТ – ВЕЩЕСТВО, РАССЕИВАЮЩЕЕ НЕФТЯНОЕ ПЯТНО В ТОЛЩЕ ВОДЫ С ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПЕРЕРАБОТКОЙ ПРИРОДНЫМИ МИКРООРГАНИЗМАМИ. Это вещество можно использовать как в качестве независимого метода быстрой ликвидации аварийных разливов нефти, так и применять совместно с механическими средствами сбора. Разработанный российскими химиками диспергент эффективно удаляет нефть с водной поверхности даже при низком волнении моря при температуре воды от +10 до +30 °С и солености от 5 до 30 %.

Российские ученые синтезировали люминесцентные наноматериалы

УЧЕНЫЕ ИЗ ИНСТИТУТА КАТАЛИЗА СО РАН СИНТЕЗИРОВАЛИ ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫЕ НАНОМАТЕРИАЛЫ – КРАСНЫЕ ОКСИДНЫЕ НАНОЛЮМИНОФОРЫ. Полученные материалы уже могут использоваться в биотехнологиях и электронике. Нанолюминофор – наноразмерное вещество, которое преобразовывает поглощаемую энергию в световое излучение в какой-либо области видимого спектра. Красные нанолюминофоры позволяют получать источники теплого белого света. Чем меньше размер светящихся наночастиц, тем они эффективнее.

Однако уменьшение их размера провоцирует падение показателя квантового выхода, отвечающего за энергоэффективность и яркость источников на основе нанолюминофоров. Ученые Института катализа СО РАН нашли способ решить проблему низкого квантового выхода. Они синтезировали кристаллическую структуру с помощью лазерного испарения. В этом случае люминисцентные характеристики лучше, чем у кубической фазы. А с добавлением ионов европия, ученые смогли получить рекордный квантовый выход для таких соединений – 61 % и более красный свет.

Новый уровень мониторинга от обледенения

УЧЕНЫЕ-БИОФИЗИКИ И ЭКОЛОГИ ПСКОВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА СОВМЕСТНО С КОЛЛЕГАМИ ИЗ МГУ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА РАЗРАБОТАЛИ ПРИБОРЫ ДЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ, подверженных антропогенной нагрузке. Оценить состояние микроводорослей в водоеме удалось при помощи оптического оборудования, дающего возможность применять высокочувствительные методы измерения флуоресценции хлорофилла. Один из приборов помещен внутрь металлического кейса и представляет собой переносную модель для проведения измерений как в лаборатории, так и в полевых условиях. Вторая версия прибора – стационарная измерительная установка для длительной работы в автоматическом режиме. В процессе измерения в камеру прибора закачивается образец воды, который освещается в соответствии со специальным протоколом, при этом происходит измерение трех типов кинетических кривых флуоресценции хлорофилла высокого разрешения, а затем – анализ кривых с помощью нейронных сетей. Метод может быть полезен для непрерывного экологического мониторинга крупных водных объектов, подверженных загрязнениям токсическими веществами.

Морская транспортировка без судов и причалов

УЧЕНЫЕ ЦЕНТРА ТРАНСФЕРА ТЕХНОЛОГИЙ УНИВЕРСИТЕТА ЛОБАЧЕВСКОГО РАЗРАБАТЫВАЮТ СПОСОБ ПОГРУЗКИ И РАЗГРУЗКИ ВОДНЫХ СУДОВ С ПОМОЩЬЮ СКОРОСТИ ВЕТРА НА БОЛЬШИХ ВЫСОТАХ. Согласно расчетной модели, система позволит поднимать и перемещать грузы массой до 30 тонн без использования подъемных кранов, платформ и причалов. По данным разработчиков проекта, возможно использовать подъемную силу, которую создает скорость ветра 30–50 км/час. Для этого груз на аэростате с гелием необходимо поднять на высоту не менее километра от земли. Затем по принципу маятника с помощью лебедок, подъемного блока и управляющих тросов груз переносится на борт судна или на сушу. Одно из главных условий работы системы – оболочка аэростата в форме тарелки. Она обеспечит увеличенную грузоподъемность и устойчивость. Модель экономична и проста, она не требует дополнительных платформ, судов для перевозки или причала. Для управления необходимо участие трех человек.

Искусственный интеллект предупредит аварию на АЭС

УЧЕНЫЕ СПБПУ РАЗРАБОТАЛИ АЛГОРИТМ ПРОГНОЗНОГО АНАЛИЗА, ОБНАРУЖЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ на ранней стадии с использованием искусственного интеллекта без участия человека-оператора. Алгоритм применим в случаях аварийных ситуаций с потерей теплоносителя – искусственный интеллект в течение двух секунд определяет причину аварии и предлагает действия, необходимые для ее устранения. Решение задачи было получено на основе аналогии с алгоритмом экспрессии генов (GEP) – эволюционного алгоритма, создающего компьютерные программы и модели. Алгоритм обработал набор безразмерных исходных данных для разработки взаимосвязей в разные моменты времени после начала аварии. Полученные результаты показали, что алгоритм GEP можно использовать в качестве мощного инструмента для определения прогресса в аварийной ситуации на АЭС.

Спикеры Национального нефтегазового форума 2022

Участник выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании Rezalt на выставке Нефтегаз-2022

Стенд компании Hilong на выставке Нефтегаз-2022

Участники выставки Нефтегаз-2022

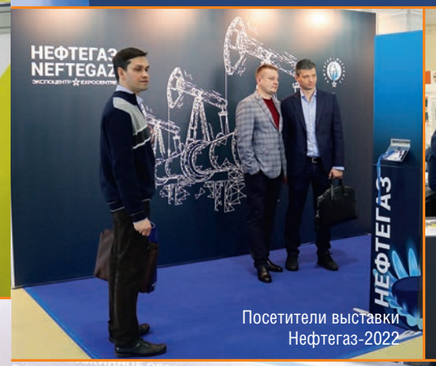
Стенд компании Газпром на выставке Нефтегаз-2022

Экспонат выставки Нефтегаз-2022

Стенд алюминиевой ассоциации на выставке Нефтегаз-2022

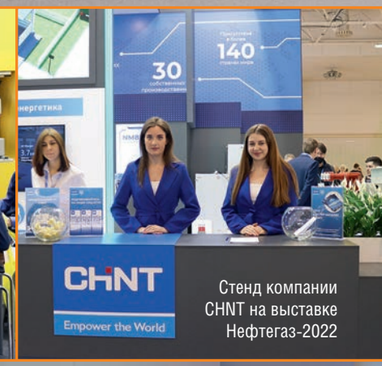
Участники выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании РН-Драгмет на выставке Нефтегаз-2022



Посетители выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании Горэлтех на выставке Нефтегаз-2022



Стенд компании CHNT на выставке Нефтегаз-2022

Участники деловой программы на выставке Нефтегаз-2022

Стенд АО Элмаш на выставке Нефтегаз-2022

Участники выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании НКМЗ групп на выставке Нефтегаз-2022

Стенд компании Sinopec на выставке Нефтегаз-2022

Участники выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании Руст 95 на выставке Нефтегаз-2022

Стенд компании Энергосбережение на выставке Нефтегаз-2022

Стенд компании АРБИ на выставке Нефтегаз-2022

Участники выставки Нефтегаз-2022

Посетители Национального нефтегазового форума 2022

Стенд компании Росгеология на выставке Нефтегаз-2022

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 стройматериалы 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 стройматериалы 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**

МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие

Назначение:
Усиление, аналого цифровое преобразование, накопление, хранение и просмотр зарегистрированных данных при проведении работ ВЧР и ВСП

Область применения:
малоглубинные сейсмические исследования в скважине

Состав системы:

- Зонд сейсмический SGD-SLM/G3
- Бортовой модуль SGD-SLM/CU
- Система синхронизации по кабелю SGD-SHC80. ●

Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:	
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	**3**
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	**GS-20DX, GS-20DX-2B**
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при Ku=64, T= 2 мс	**< 0,08 мкВ**
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, Ku	**1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64**
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	**> 130 дБ**
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	**> 100 дБ**
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	**0...206 (413, 826, 1652) Гц**
Период квантования регистрируемого сигнала	**2, 1, 0.5 и 0.25 мс**
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	**< 0,0005 %**
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	**32 бит**
Интерфейс передачи данных	**специальный**
Максимальная длина кабеля	**100 м**
Напряжение питания	**30 ... 100 В**
Максимальная потребляемая мощность	**16 Вт**
Диаметр скважины	**< 150 мм**
Время прижима зонда	**< 60 с**
Усилие прижима	**кг**
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	**IP68**
Диапазон рабочих температур	**- 40 ... +85 °C**
Габаритные размеры	**57 x 630 мм**
Масса	**5,5 кг**

Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:	
Максимальное количество каналов регистрации	**24**
Максимальное количество подключаемых зондов	**8**
Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	**Colibri T20 512MB IT**
Операционная система	**LINUX**
Емкость энергонезависимого ЗУ типа NAND Flash для данных	**4048 МБайт**
Емкость энергонезависимого ЗУ типа SD Card для данных	**≤ 32 ГБайт**
Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	**800x600**
Интерфейс USB 2.0	**1**
Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	**1**
Система синхронизации взрывных источников	**SGD-S, ShotProII, BomBox**
Система синхронизации электромагнитных импульсных источников	**SGD-SP**
Система синхронизации источников типа «падающий груз», «кувалда»	**SGD-SHC, SGD-SHR**
Номинальное выходное напряжение аккумуляторной батареи	**12 В**
Номинальная емкость аккумуляторной батареи	**8,5 Ач**
Продолжительность непрерывной работы от аккумуляторной батареи	**8 часов**
Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	**90...264 В**
Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	**≤ 12**
Номинальное выходное напряжение для питания зондов	**100 В**
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	**11 ... 15 В**
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	**IP64**
Диапазон рабочих температур окружающей среды	**- 30...+70 °C**
Габаритные размеры	**270x246x124 мм**
Масса	**7 кг**

АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура

1.5.2.8. Геофизическая аппаратура

Аппаратурно-программный комплекс для выполнения электроразведочных работ методом сопротивлений, естественного поля, вызванной поляризации, диагностики трубопроводов, исследований электрохимзащиты и т.п. Это аппаратно-программный комплекс, позволяющий проводить электроразведку несколькими методами.

Особенности:

- Связь между генератором и измерителем по радиоканалу (запуск на начало и окончение генерации, установка настроек генератора – частоты и тока)
- Малый вес комплекта – около 1,1 кг
- Длительный срок автономной работы (до 5–7 дней)
- Пыле-влаго-ударозащищенность по классу IP-65
- Подогрев экрана (для работы при низких температурах)
- Пересчет dU в Rк
- Сохранение результатов в памяти прибора, с возможностью дальнейшей перекачки на ПК через USB-интерфейс в формате ПО «ЗОНД»
- Учет методики полевых работ – смотки – размотки, нумерации пикетов, размеров приемной и токовой линий, и др.
- Построение графиков зондирования на экране измерителя, как в ходе измерений, так и для архивных данных. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Генератор:	
Выходное напряжение	**до 200 В**
Диапазон выходного тока	**0.5 – 100 мА**
Диапазон частот	**0 – 2500 Гц**
Запуск на генерацию ручной или по радиоканалу от измерителя Погрешность стабилизации	**1%**
Степень защиты	**IP65**
Диапазон рабочих температур	**от -30 до +50°C**
Габариты	**160 * 80 * 55 мм**
Масса	**0.6 кг**
Измеритель:	
Диапазон частот	**0 – 2500 Гц**
Диапазон измерений	**-5 - +5 В**
Разрядность	**АЦП 24 бит**
Объем памяти	**2 Мб**
Интерфейс связи с ПК	**USB**
Синхронизация с генератором	**Радиоканал 433 МГц**
Степень защиты	**IP65**
Диапазон рабочих температур	**от -30 до +50°C**
Габариты	**180 * 130 * 35 мм**
Масса	**0.55 кг**

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11. Прочее

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.)

Относятся к линейно-интерактивным ИБП с чистой синусоидой на выходе. Фактически совмещает в себе одновременно функционал нескольких устройств, являясь инвертором, стабилизатором напряжения и ИБП (при подключении аккумулятора).

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. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип	**интерактивный**
Выходная мощность	**1500 ВА / 1050 Вт**
Форма выходного сигнала	**синусоида**
Макс. поглощаемая энергия импульса	**405 Дж**
Количество выходных разъемов питания	**2 (из них с питанием от батарей - 2)**
Тип выходных разъемов питания	**CEE 7 (евророзетка)**
Вход / Выход	
На входе	**1-фазное напряжение**
На выходе	**1-фазное напряжение**
Входное напряжение	**140 – 280 В**
Входная частота	**50 – 60 Гц**
Стабильность выходного напряжения (батарейный режим)	**± 5 %**
Выходная частота	**49 – 61 Гц**
Управление	**Интерфейсы**
USB	**Функциональность**
Отображение информации	**ЖК-экран**
Звуковая сигнализация	**есть**
Батарея	
Возможность замены батарей	**есть**
Подключение дополнительных батарей	**есть**
Защита	
Защита от перегрузки	**есть**
Защита от высоковольтных импульсов	**есть**
Фильтрация помех	**есть**
Защита от короткого замыкания	**есть**
Дополнительная информация	
Уровень шума	**45 дБ**
Габариты (ШхВхГ)	**130 x 200 x 412 мм**
Вес	**12,2 кг**
Особенности	**автоматическая регулировка напряжения (AVR)**

АСИНХРОННЫЕ ПОГРУЖНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.3. Электрооборудование буровых установок

Асинхронные погружные электродвигатели – это наиболее широко используемый тип двигателей для привода электроцентробежных насосов. Несмотря на то, что они не способны развивать высокие обороты, как двигатели на постоянных магнитах (вентильные), они доказали свою надежность в ходе эксплуатации, обладают меньшей себестоимостью и трудоемкостью изготовления. Стандартные асинхронные двигатели просты в эксплуатации и доступны в широком диапазоне типоразмеров по мощности, габариту и исполнению.

Наружный диаметр двигателя	Номинальная мощность		
	1 секция	2 секция	3 секция
96 мм 3.78 дюйма	16 – 32 кВт (@50Гц)	45 – 56 кВт (@50Гц)	70 – 100 кВт (@50Гц)
103 мм 4.06 дюйма	16 – 90 кВт (@50Гц)	63 – 160 кВт (@50Гц)	140 – 250 кВт (@50Гц)
117 мм 4.60 дюйма	12 – 125 кВт (@50Гц)	90 – 250 кВт (@50Гц)	270 – 400 кВт (@50Гц)
130 мм 5.12 дюйма	22 – 140 кВт (@50Гц)	160 – 300 кВт (@50Гц)	350 – 560 кВт (@50Гц)
143 мм 5.62 дюйма	63 – 220 кВт (@50Гц)	260 – 440 кВт (@50Гц)	555 кВт (@50Гц)
185 мм 7.44 дюйма	100 – 400 кВт (@50Гц)	345 – 650 кВт (@50Гц)	

Область применения

Применяются в качестве привода центробежных насосов, применяемых для откачки пластовой жидкости.

Возможности

Выпускаются в габаритах от 96 мм до 185 мм.

Номинальная мощность в диапазоне от 16 до 650 кВт.

Особенности

Широкая линейка типоразмеров по мощности и габариту.

Применение компаундированного статора позволяет добиться полной герметезации обмоток, устранить перегрев, увеличить сопротивление изоляции в 10 раз.

Фильтр для масла в основании двигателя позволяет продлить срок безотказной эксплуатации. ●

ЦИТАТЫ

Си Цзиньпин

Китай продолжит увеличивать импорт сырой нефти и развивать расчеты по торговле нефтью и газом в юанях

Ф. Хусейн

Мы отмечаем позитивную роль российских нефтяных компаний в части инвестиций и продолжения деятельности в Ираке

И. Бураков

В ветроэнергетике иностранных инвесторов заместили и продолжают замещать российскими

Д. Речан

С точки зрения физической продукции мы можем выжить без газа и электроэнергии из России

А. Шохин

Компании почти два месяца обсуждали эту идею и пришли к выводу о ее нереализуемости (*о добровольном взносе в бюджет – ред.*)

К. Мюллер

Некоторые компании концентрируются только на своей зоне обслуживания, они отказались от общенационального снабжения

Д. Обайтек

Россия остановила поставки нефти в Польшу, к чему мы полностью готовы

Д. Турк

Мы понимаем, что от нашего СПГ зависит не только Европа

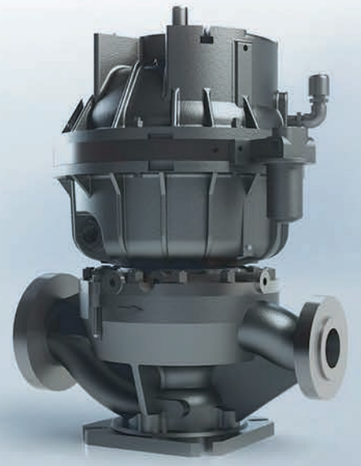
С. Иванов

Через 15–20 лет доля «зеленой» энергетики в России будет больше, чем в Евросоюзе

BAPTEEC 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, CTCI, 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

РЕКЛАМА

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

СОЮЗМАШ-ИНЖИНИРИНГ

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ

Качество. Надежность. Профессионализм.

Вахтовые поселки · Общежития · Столовые · АБК · Штабы

CTX CONTAINEX

www.sm-ing.ru

+7(391) 205-23-05; +7 (391) 274-51-57
pto@sm-ing.ru, info@sm-ing.ru

ТО, ЧТО МЫ ОБЕЩАЕМ, МЫ ДЕЛАЕМ!

и даже больше

РЕКЛАМА