



СКОЛЬКО СТОЯТ
УГЛЕВОДОРОДЫ
АРКТИКИ



НОВЫЙ ПОДХОД
К ПЕРЕРАБОТКЕ
ПРИРОДНОГО ГАЗА



ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН

Neftgaz.RU

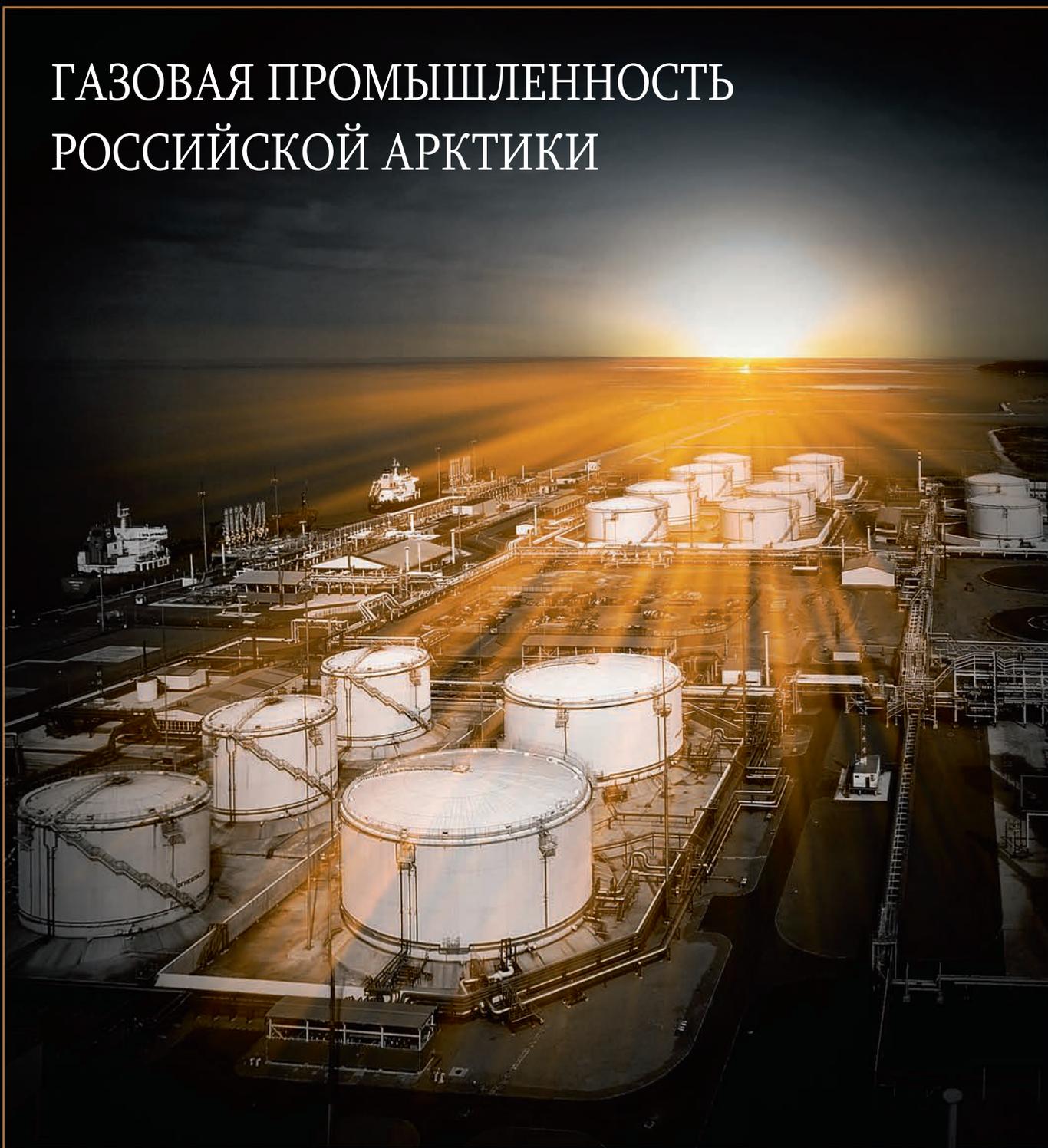
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

10 [106] 2020

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ



Входит в перечень ВАК



GMS DENTAL
СТОМАТОЛОГИЯ

www.gmsdental.ru

+7 495 781 5577

Экспресс-реставрация CEREC

Все мы живем в динамике, в условиях, когда тайм-менеджмент является основой успеха. Замена сломанной коронки или восстановление сколотого зуба за час – теперь современные реалии! О технологии, позволяющей быстро и качественно решить проблему реставрации зубов, расскажет медицинский директор GMS Dental Волков Андрей Юрьевич

Что представляет из себя система реставрации зубов CEREC?

CEREC является аббревиатурой и расшифровывается как «Chairside Economical Restorations of Esthetic Ceramic». Данная технология позволяет врачу одно-

ментно изготовить и зафиксировать реставрацию: коронку, вкладку, винир. CEREC дает возможность избежать целого лабораторного этапа реставрации, поскольку все можно изготовить в одно посещение, в один сеанс. Это и есть то, что заложено в названии chairside (рядом с креслом).

Из чего состоит система CEREC?

Эта система состоит из двух блоков: CAD (computer-aided design) и CAM (computer-aided manufacturing). Первый, врачебный блок, который представляет из себя компьютер, соединённый с камерой, которая может сканировать поверхность и создавать в специальной программе изображение. Фактически с помощью этой камеры можно сконвертировать изображение зуба и перевести его в точную цифровую картинку, на которой моделируется будущая реставрация. Основная роль отводится инновационному программному обеспечению, которое в совершенстве воссоздает ситуацию в полости рта. Далее с помощью этой же программы конструируется вкладка или коронка, после чего задача врача – кастомизировать полученное изображение под конкретного пациента. В целом, за счет точности системы адаптация, если и требуется, то минимальная. Второй блок представляет из себя миниатюрный станок, фрезер, который вытачивает из материала нужную форму, фактически как действовал Роден – брал кусок мрамора и отсекал все лишнее.

Сколько времени занимает полный цикл реставрации?

Для одного зуба требуется час-полтора, независимо от того необходима полная или частичная реставрация зуба.

Насколько прочны реставрации, изготовленные с помощью CEREC?

Коронки, изготовленные методом CEREC, по прочности не уступают сделанным в лаборатории. Несмотря на то, что это экспресс-реставрация, вкладки служат не меньше, а может быть, и больше лабораторных. Даже многие из тех конструкций, которые были сделаны на первых моделях CEREC, служат до сих пор. По свойствам и прочности они соответствуют собственным тканям зуба, поэтому не оказывают разрушительного воздействия на зубы, с которыми происходит контакт. Срок эксплуатации не ограничен.

Можно ли ставить такие коронки на имплантаты?

Да, сейчас разработана система, которая позволяет ставить абатменты и коронки на имплантаты, для этого необходим специальный набор запчастей и блоков.

Кто чаще всего обращается для экспресс-реставрации?

Как правило, это те люди, у которых особо остро стоит вопрос времени, люди, которые занимаются бизнесом и много перемещаются – командировки, перелеты. Они ограничены во времени и заинтересованы в том, чтобы решить все свои проблемы максимально быстро. Также CEREC актуален тем, кто приезжает на короткое время из других городов и стран специально для лечения зубов, поскольку это позволяет быстро все сделать и вернуться к себе домой.

Какая ценовая политика при применении метода CEREC?

Несмотря на то, что процесс сам по себе высокотехнологичный и используется инновационное и дорогостоящее оборудование, конечная стоимость реставрации практически не отличается от подобной работы с задействованием зуботехнической лаборатории, а в некоторых случаях стоимость может быть ниже.

После установки коронки методом CEREC требуется какой-то особенный уход?

Нет, реставрации, выполненные с помощью системы CEREC, не требуют какого-то специфического ухода или гигиены, поскольку керамические материалы обладают гладкой поверхностью и прекрасной адаптацией к тканям зуба, что позволяет легко осуществлять качественную гигиену. Можно использовать зубные нити, ирригаторы. Никаких ограничений нет.

Если резюмировать, какие основные преимущества пациент может получить за счет технологии CEREC?

В трех словах это – быстрота, точность, комфорт! Высококачественные реставрации могут быть изготовлены и установлены в одно посещение, а для получения оттиска с зубов не нужно использовать громоздкие металлические ложки и силиконовый материал. Миниатюрная камера прекрасно справится с такой задачей.

беседовала Варен Дарья Александровна

Волков
Андрей Юрьевич

Медицинский директор GMS Dental,
стоматолог-ортопед, стоматолог-хирург,
имплантолог



Газовая промышленность российской Арктики как фактор развития СМП



14

Волоконно-оптические технологии для решения задач газовой промышленности



22

Программный комплекс для расчета режима эксплуатации газодобывающей скважины



26

Новый подход к переработке природного газа



44

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Все дальше от ископаемого топлива 6

Амурский ГХК готов к старту 8

События 10

Первой строчкой 12

ТРАНСПОРТИРОВКА

Газовая промышленность российской Арктики как фактор развития СМП 14

Хронограф 21

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Волоконно-оптические технологии для решения задач газовой промышленности 22

Программный комплекс для расчета режима эксплуатации газодобывающей скважины 26

АРМАТУРОСТРОЕНИЕ

Как выдержать сроки и сохранить репутацию: выбор поставщиков и первичная приемка крепежа при реализации проектов 36

ПРАВО

Госконтракт: проблемы и решения 40

ПЕРЕРАБОТКА

Новый подход к переработке природного газа в компоненты моторных топлив и сырье для нефтехимии 44

Новые технологии использования ПНГ



68

Стоимость поиска залежей нефти и газа в Арктике



80

Особенности состава газов залежей углеводородов арктического сектора Западной Сибири



84

Аномальные зоны: ликвидация осложнений



108

ПЕРЕРАБОТКА

Прогнозирование эффективных режимов эксплуатации промышленной установки каталитического крекинга 50

Оптимизация процессов изомеризации пентан-гексановых фракций на НПЗ 58

ОБОРУДОВАНИЕ

Энергас: дорогу осилит идущий 62

Новые технологии использования ПНГ 68

Прогнозирование надежности оборудования 76

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Стоимость поиска залежей нефти и газа в Арктике 80

Особенности состава газов залежей углеводородов арктического сектора Западной Сибири 84

Термогидродинамические исследования скважин низкотемпературных залежей 89

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Жидкость глушения скважин на основе отработанного абсорбента диоксида углерода 94

МАКРОЭКОНОМИКА

СМП как важнейшая часть Ледового шелкового пути: оценка современного состояния и перспектив развития 98

ЭКОЛОГИЯ

Способ защиты подземных вод от загрязнения нефтью 104

БУРЕНИЕ

Аномальные зоны: ликвидация осложнений 108

Россия в заголовках 111

Цитаты 112

1673 года назад

В 347 году китайский географ Ч. Цюй описывал природный газ, как «огненный колодец», в месте слияния двух рек Хуоцзинь и Бупу. До географа доходили слухи, что местные переносят этот огонь в свои дома в бамбуковых трубках.

529 лет назад

В 1491 году Иван III отправил в Печорский край первую экспедицию на поиски полезных ископаемых.

333 года назад

В 1687 году издана книга голландского ученого Н. Витсена «Северная и Восточная Тартария», посвященная Сибири. В одной из глав автор написал, что на р. Ухте, в сутках езды от г. Печора, есть место, где из воды выделяется нефть – «черный жир».

318 лет назад

В 1702 году в первом выпуске регулярной российской газеты «Ведомости» опубликовали статью о том, как на р. Сок в Поволжье обнаружили нефть.

299 лет назад

В 1721 году по указу Петра I архангельский рудоискатель Г.И. Черепанов отправился в экспедицию, чтобы проверить источники нефти, упомянутые в книге Н. Витсена «Северная и Восточная Тартария».

246 лет назад

В 1774 году французский инженер Б. Ф. де Белидор издал научный труд в четырех томах «Гидравлическая архитектура, или искусство отведения, поднятия и управления водами для различных потребностей жизни», в котором раскрыты принципы работы водяных мельниц, насосов и водонапорных башен.

143 года назад

В 1877 году построили первый в истории нефтяной танкер. План проекта принадлежал инженеру-конструктору С. Альмквисту и Л. Нобелю. Стальной корпус и железные резервуары танкера вмещали 400 тонн нефти.

129 лет назад

В 1891 году в Германии, на р. Неккар, построили первую в мире промышленную ГЭС мощностью 220 кВт. Руководил строительством русский инженер М.О. Доливо-Добровольский.

89 лет назад

В 1931 году по инициативе А.Е. Ферсмана и И.М. Губкина провели Вторую Всероссийскую газовую конференцию. На ней впервые обсудили, как использовать природный газ в промышленности и в быту.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

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

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

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

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 Алексей Михайлович
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

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

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

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАЕН, Военно-морская академия

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



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Служба технической поддержки
Антон Пауль
Олег Китаев

Служба технической поддержки
Андрей Вережкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

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:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2021



26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.neftgaz-expo.ru

Реклама

12+





В России создадут 79 крио-АЗС



Государство поддержит российских производителей оборудования для сжижения газа



BP и Equinor создадут СП по ветрогенерации



Мощности по приему СПГ достигли 144 млн тонн

ВСЕ ДАЛЬШЕ ОТ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА

Анна Павлихина

Мир все стремительнее уходит от ископаемого топлива. К такому выводу пришли аналитики BP Energy Outlook, утверждающие, что до 2050 года спрос на энергию будет продолжать расти, но, не смотря на это, нефть существенно утратит свои позиции. Вместе с ней на второй план отойдет трубопроводный газ, а уголь и вовсе окажется не у дел. Что же займет их место? Ответ очевиден: возобновляемые виды энергии и сжиженный природный газ. При этом, последнему суждено сыграть роль переходного энергоносителя к низкоуглеродной энергетике.

Конечно, не все страны даже в описываемый период, охватывающий три десятка лет, смогут изменить свою структуру энергопотребления, многим, если не большинству, это не под силу в технологическом плане. Речь, скорее, о Европе и Соединенных Штатах (в том случае, если они не начнут искусственно пробуксовывать, найдя коммерчески выгодный способ извлечения сланцевой нефти).

В этих странах продолжится декарбонизация производств, все большую популярность будет набирать переход на электроэнергию, наиболее быстро начнет наращивать мощности производство возобновляемых источников энергии, продолжится рост доли водорода и биоэнергии.

В подтверждение своих прогнозов BP покупает у Equinor право на аренду морских ветроэнергетических активов в Соединенных штатах на сумму 1,1 млрд долл США, в ближайшем будущем компании намерены создать СП. Еще один подобный проект, но уже в области солнечной энергетики, намерены осуществить до конца этого года Т Плюс и Хевел. Общая мощность консолидированных активов может достигнуть 1,5 ГВт. В частности, компании развивают генерацию ВИЭ в России.

Но самыми быстрыми темпами в ближайшем будущем будут развиваться СПГ-проекты. В 2020 году мощность терминалов по приему сжиженного природного газа, строящихся во всем мире, достигла 144 млн тонн в год.



Наибольшая доля в этом объеме принадлежит странам АТР. В Китае постоянный рост спроса на этом рынке привел к запуску 52,6 млн тонн новых мощностей. Индия ведет строительство пяти терминалов общей мощностью 20 млн тонн. До 2025 года планируется ввести в производство 13 млн тонн в странах Европы. Не отстают и страны Латинской Америки – начали прием СПГ терминал в Бразилии и Пуэрто-Рико. В начале 2021 года Кувейт намерен запустить СПГ-терминал Аль-Зур, мощностью 2 млн тонн в год, который станет крупнейшим на Ближнем Востоке, удвоив пропускную способность региона, в связи с чем, поставками СПГ для Кувейта интересуются и российские производители сжиженного газа.

А что у нас? Помимо экспортного интереса к иностранным проектам предпринимаются попытки развивать внутренний рынок.

Премьер-Министр М. Мишустин поручил отраслевым министерствам до ноября разработать предложения по мерам государственной поддержки для российских производителей оборудования для производства СПГ. Кроме того, тем же ведомствам, совместно с Газпромом и НОВАТЭКом, поручено разработать долгосрочную программу развития производства СПГ, в частности для газификации регионов. Другим постановлением М. Мишустин распорядился увеличить размер субсидий для поддержки перевод автомобилей с бензина на газ для регионов с 25 до 75 млн рублей. Будет ли это сжиженный газ? – вполне возможно, учитывая, что Правительство утвердило программу субсидирования строительства СПГ-заправок, предполагающую строительство 79 крио-АЗС до 2023 года.

В Белгородской области планируют построить малотоннажный завод по производству СПГ мощностью 52 тыс. т/год. Объем инвестиций составит 2,1 млрд руб.

Однако все это мелкие меры в масштабах вопроса. В крупных проектах этот год был не слишком удачным. Строительство Морского перегрузочного комплекса СПГ НОВАТЭКа на Камчатке, в который правительство вложило 12,3 млрд рублей, откладывается по причине отсутствия подрядчиков, которых искали среди зарубежных компаний.

Сегодня в мире строится все больше заводов по сжижению газа и перегрузочных терминалов. Россия не является исключением, заинтересованность в развитии направления чувствуется на разных уровнях, но еще предстоит решить ряд вопросов, начиная от усовершенствования действующего законодательства и заканчивая формированием социального и потребительского поведения. ●

АМУРСКИЙ ГХК ГОТОВ К СТАРТУ

Денис Савосин

Главгосэкспертиза рассмотрела проектную документацию и результаты инженерных изысканий на строительство объектов Амурского газохимического комплекса СИБУРа. По итогам рассмотрения выдано положительное заключение.

Ожидается, что строительство Амурского ГХК мощностью 2,7 млн т/год начнется уже в сентябре 2020 г.

Проектной документацией предусмотрено строительство технологических установок пиролиза и полимерного производства Амурского ГХК.

Кроме того, на его территории построят: товарно-сырьевые склады; сливо-наливные эстакады сжиженных углеводородных газов (СУГ) и горючих жидкостей; логистический комплекс; объекты ж/д инфраструктуры; электроподстанцию (ПС) и линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ; комплексные очистные сооружения; иные производственные и вспомогательные объекты. Проект включает в себя инженерную подготовку всей территории Амурского газохимического комплекса. Генеральный проектировщик – НИПИГАЗ.

Амурский ГХК станет первым из крупнейших и самых современных в мире заводов по производству базовых полимеров.

Старт реализации проекта на площадке ТЕР Свободный в Амурской области был дан 18 августа 2020 г. при участии по видеоконференцсвязи премьер-министра РФ М. Мишустина.

Первый этап переработки входящего газового сырья будет осуществляться на самой крупной в мире установке пиролиза.

Планируемые сроки завершения строительства и пусконаладочных работ на объектах комплекса – 2024–2025 гг. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Госдума планирует рассмотреть законопроект о поправках в Кодекс торгового мореплавания, который предлагает запретить транспортировку нефти и газа на судах, построенных за пределами России. Может ли это ударить по российским компаниям-экспортерам?

Ударит ли по российским нефтяным компаниям запрет транспортировки нефти и газа на иностранных судах?

36%

Да, заводить собственный танкерный флот дорого, даже для нефтяников

29%

Нет, если предприятиям и новым судам обеспечат полную загрузку

4%

Да, российские газовозы не скоро смогут конкурировать с иностранными судами

12%

Нет, импортозамещение в этой отрасли оградит Россию от внешнеполитических рисков

3%

Да, такие суда строят только на «Звезде» и на всех мощностей не хватит

16%

Нет, это нормальная мера протекционизма

П. Сорокин заявил, что России крайне важно развивать производства по сжижению газа, т.к. в мире наблюдается значительный рост спроса на этот продукт. Сможет ли Россия увеличить производство СПГ до необходимых 140 млн тонн к 2035 году?

Сможет ли Россия производить 140 млн т СПГ в год?

46%

Да, в России большие планы на строительство заводов по сжижению

31%

Нет, США будут препятствовать усилению позиций России на этом рынке

3%

Да, если отрасль получит достаточно инвестиций

3%

Нет, СПГ не должен создавать конкуренцию трубопроводному газу

14%

Да, СПГ – самый перспективный энергоноситель, спрос на него растет во всем мире

3%

Нет, в РФ почти не развито внутреннее потребление СПГ



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



+7 968 759 45 24 – Денис Клепов
cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru



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

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



будет использоваться главным образом в гидрогенизационных процессах установки селективной гидроочистки бензина, входящей в состав строящегося комплекса каталитического крекинга FCC. Таким образом, компания сможет увеличить выработку дизтоплива и бензинов, сэкономить энергоресурсы, исключив или снизив переработку побочных продуктов, увеличить межрегенерационный пробег и активность катализаторов.

Амбиции СМП снизили на четверть

Росатом предложил снизить на 25% прогноз по росту грузопотока через Северный морской путь. К 2024 г. грузопоток по СМП достигнет лишь 60 млн т, а не 80 млн т, как это было предусмотрено майским указом президента в 2019 г.



Причина корректировки – снижение прогнозов поставки нефти, СПГ и угля в Арктике. Росатом, единый инфраструктурный оператор СМП, предложил Минтрансу поставить новую цель по грузопотоку проекта – к 2024 г. он составит 60 млн т/год. И только в 2025 г. выйдет на объем 82 млн т. Планы по загрузке СМП пришлось менять в основном из-за изменений в 3-х крупных проектах: Востокуголя, СП Роснефти и Нефтегазхолдинга и НОВАТЭКа, которые не обеспечат заявленных объемов перевозки по СМП к обозначенному сроку.

Законопроект об обратном акцизе на СУГ одобрен

Комитет Госдумы одобрил законопроект об обратном акцизе на СУГ. Для его получения компании должны ввести новые мощности по переработке СУГ с 1 января 2022 г. проектной мощностью по сырью не менее 300 тыс. т/год или обновить существующие производства. При этом компании необходимо будет заключить до 2022 г. соглашения с Минэнерго о модернизации мощностей, по которому нужно вложить с 2021 г. по 2027 г. не менее 65 млрд руб., а в 2020 г. направить на переработку

предусмотрена ежегодная индексация ставки акциза на СУГ с 1 января 2024 г. Возмещение из федерального бюджета, обусловленное применением с 1 января 2022 г. обратного акциза на СУГ, составит в 2022 г. порядка 10,4 млрд руб., в 2023 г. – 14,5 млрд руб., в 2024 г. – 15,5 млрд руб. Законопроект направлен на развитие нефтегазохимического комплекса России. Правительство ждет, что такие меры стимулирования позволят привлечь около 3 трлн руб. инвестиций в отрасль.

Новое водородное производство

Газпром нефтехим Салават запустил новое производство водорода. Производительность нового объекта составляет 25 тыс. нормальных м³/час водорода. Установка построена в рамках программы модернизации НПЗ, ее ввод в эксплуатацию позволит увеличить выпуск топлива экологического стандарта Евро-5. Объем инвестиций – 8,5 млрд руб.

Установка по производству водорода – крупный инвестиционный проект Газпром нефтехим Салават. Полученный на установке водород с чистотой 99,9%



более 100 тыс. т СУГ. В случае осуществления инвестиций в производственные мощности по переработке СУГ в размере более 110 млрд руб. законопроект



Первая скважина в изучении доманиковых отложений

Оренбургнефть, дочка Роснефти, начала бурение первой скважины в рамках ГРП по изучению ТриЗ доманиковых отложений. В течение пилотного этапа планируется пробурить и испытать горизонтальную скважину на Кутулукском лицензионном участке недр. Будет проведен расширенный комплекс исследований с целью



изучения продуктивности доманиковых отложений в пределах Оренбургской области. Завершение работ намечено на 2021 г. Объем прироста запасов,

прогнозируемый по итогам ГРП, составляет более 70 млн т нефти и 23 млрд м³ газа. Разработка этих отложений осложняется высокой плотностью породы, низкой проницаемостью, неоднородностью коллектора и наличием больших зон литологического замещения коллекторов непроницаемыми плотными породами. В целом, извлекаемые запасы нефти доманика, по оценкам Газпром нефти, составляют 3–6 млрд т.

Германия готова заплатить за завершение Северного потока-2

Германия готова проинвестировать строительство СПГ-терминалов на 1 млрд евро, взамен возможности беспрепятственно завершить строительство и ввести в эксплуатацию МГП Северный поток-2. Предложение было сделано в августе 2020 г., после того как в США началось предметное обсуждение расширенных санкций против МГП Северный поток-2. Сначала предложение было сделано устно, а затем письменно.

Германия гораздо плотнее завязана на проект МГП Северный поток-2, чем швейцарская Allseas, которая спокойно отказалась от проекта, сославшись на форс-мажор. В проекте участвует множество немецких компаний, включая Wintershall Dea и Uniper. Поэтому Германия предложила профинансировать строительство СПГ-терминалов в городе Брунсбюттель и городе Вильгельмсхафен. Минфин ФРГ предложил выделить на эти проекты до 1 млрд евро. Для сравнения: стоимость МГП Северный поток-2 составляет 9,5 млрд евро, но это средства инвесторов. Инвестиции в Северный поток-2 уже сделаны и Германия вынуждена их защищать.



Новый СПГ-завод

Новый резидент ТОСЭР Губкин в Белгородской области планирует за 2,1 млрд руб. построить малотоннажный завод по производству СПГ мощностью около 52 тыс. т/год. Переход на СПГ позволит потребителям сократить топливные расходы на 30–50% и, как следствие, уменьшить себестоимость производимой продукции. За счет полного сгорания природного газа срок службы двигателя автомобилей на метане увеличивается почти в 1,5 раза. Реализация проекта будет стимулировать создание сопутствующих бизнесов. ●

На **9,1%**



упала добыча угля в России в августе и составила **257 млн т**

До **45,4** долл. США/т



снизится экспортная пошлина на нефть в России с 1 октября 2020 г.

Средняя цена российской экспортной нефти сорта Urals с 15 августа по 14 сентября снизилась до **42,74675 долл. США/барр.**

Более **100 км**



газовых сетей планируется построить во Владимирской области в 2021 г.

Это позволит подключить к газу **3 тыс.** домовладений в **35** населенных пунктах

71,4%



составит уровень газификации к 2021 г.

Газпром закачает почти **9 млрд м³** газа в европейские ПХГ

На **3,9%**

США снизили поставки СПГ в Европу

С начала 2020 г. по 12 сентября в ЕС поступило **64,2 млрд м³**



52,244 млн



собственных акций и GDR приобрела Роснефть в рамках обратного выкупа

С начала действия программы buy back Роснефть потратила на обратный выкуп акций и GDR **232,5 млн долл. США**

На **35%**

от плана сократила инвестпрограмму на 2020 г. Русснефть,

что позволило сэкономить более **12,5 млрд руб.**



На **98%**

исполнила свои обязательства по соглашению ОПЕК + Россия в августе 2020 г.



В целом, в августе 2020 г. избыточная добыча составила **1 млн барр./сутки**

На **10,9** млрд руб.



правительство увеличит госпрограмму по развитию Арктики в 2021 – 2022 годах

Т.о. бюджетные ассигнования в 2021 г. составят **4 млрд 444 млн руб.**, в 2022 г. – **6 млрд 654,4 млн руб.**, в 2023 г. – **6 млрд 541 млн руб.**

На **16%**



снизится экспорт нефти и газа из России в 2020 по прогнозам Минэкономразвития

Добыча нефти снизится на **9,5%**, газа – на **6,4%**

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

как фактор развития Северного морского пути

Катышева Елена Геннадьевна

доцент кафедры Экономики, учета и финансов,
Санкт-Петербургский горный университет,
к.э.н., доцент

В СТАТЬЕ УКАЗАНО, ЧТО РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РОССИИ В АРКТИКЕ ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ПОВЫШЕНИЕМ ТРАНСПОРТНО-ИНФРАСТРУКТУРНОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕГИОНА. ОХАРАКТЕРИЗОВАНА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КРУПНЕЙШИХ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ ПО ДОБЫЧЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ. В КАЧЕСТВЕ ОДНОГО ИЗ НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ВЫДЕЛЕНА РЕАЛИЗАЦИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА «ЯМАЛ-СПГ». ПРИ ЭТОМ УКАЗАНО, ЧТО РЯД СУЩЕСТВЕННЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ ИМЕЕТ ТРАНСПОРТИРОВКА СПГ ПО СЕВЕРНОМУ МОРСКОМУ ПУТИ. ВЫЯВЛЕНА ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ ПРОЦЕССАМИ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ В РЕГИОНЕ И ИНТЕНСИВНОСТЬЮ РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ. СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О ВЫСОКОЙ ЗНАЧИМОСТИ ПРОЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ ГАЗА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ ДЛЯ РАЗВИТИЯ СУДОХОДСТВА ПО СЕВЕРНОМУ МОРСКОМУ ПУТИ

THE ARTICLE STATES THAT THE DEVELOPMENT OF RUSSIA'S ECONOMIC ACTIVITY IN THE ARCTIC DEPENDS LARGELY ON THE INCREASED TRANSPORT AND INFRASTRUCTURE CAPACITY OF THE REGION. THE ACTIVITIES OF THE LARGEST RUSSIAN EXTRACTIVE INDUSTRIES FOR THE PRODUCTION OF NATURAL GAS IN THE ARCTIC ZONE HAVE BEEN DESCRIBED. THE IMPLEMENTATION OF THE YAMAL-LNG INTEGRATED INVESTMENT PROJECT HAS BEEN SINGLED OUT AS ONE OF THE MOST SIGNIFICANT AREAS FOR DEVELOPING THE RESOURCE BASE OF THE ARCTIC ZONE. IT IS ALSO INDICATED THAT A NUMBER OF SIGNIFICANT ADVANTAGES ARE THE TRANSPORTATION OF LNG ALONG THE NORTHERN SEA ROUTE. THE RELATIONSHIP BETWEEN THE PROCESSES OF IMPLEMENTING GAS PROJECTS IN THE REGION AND THE INTENSITY OF DEVELOPMENT OF THE NORTHERN SEA ROUTE IS REVEALED. CONCLUSIONS ARE DRAWN ABOUT THE HIGH IMPORTANCE OF GAS PRODUCTION PROJECTS IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA FOR THE DEVELOPMENT OF SHIPPING ALONG THE NORTHERN SEA ROUTE

Ключевые слова: Арктика, Северный морской путь, газовая промышленность, сжиженный природный газ.

В настоящее время основное направление развития экономики Арктической зоны России связано с добычей углеводородного сырья, а также с осуществлением геологоразведочных работ, нацеленных на выявление новых районов добычи. Территория российской Арктики обладает уникальным потенциалом углеводородного сырья, которое представлено природным газом, нефтью, конденсатом, природными битумами. Извлекаемые запасы углеводородов на месторождениях, расположенных в Арктической зоне, составляют около 245 млрд т условного топлива. Следует отметить, что около 85% указанных запасов сосредоточено в Западно-Сибирской, Тимано-Печорской и Баренцево-Карской нефтегазоносных провинциях (НГП), при этом основная доля запасов (161,7 млрд т условного топлива) приходится на Западно-Сибирскую НГП [14].

Западно-Сибирская НГП характеризуется чрезвычайно высокой концентрацией уникальных месторождений природного газа. Сегодня на территории данной провинции известны такие месторождения, как Ямбургское, Харасавэйское Бованенковское, Уренгойское, Русское, и многие другие. Суммарный объем разведанных запасов природного газа здесь превышает 30 трлн м³; кроме этого в недрах Западно-Сибирской провинции содержатся запасы нефти в объеме 2,5 млрд т, конденсата – 900 млн т [15]. При этом необходимо подчеркнуть, что основная доля месторождений характеризуется относительно простыми геологическими условиями и небольшой глубиной залегания.

В качестве весьма перспективного района для дальнейшего проведения геологоразведочных работ и подготовки сырьевой базы может

ФАКТЫ

245 млрд т

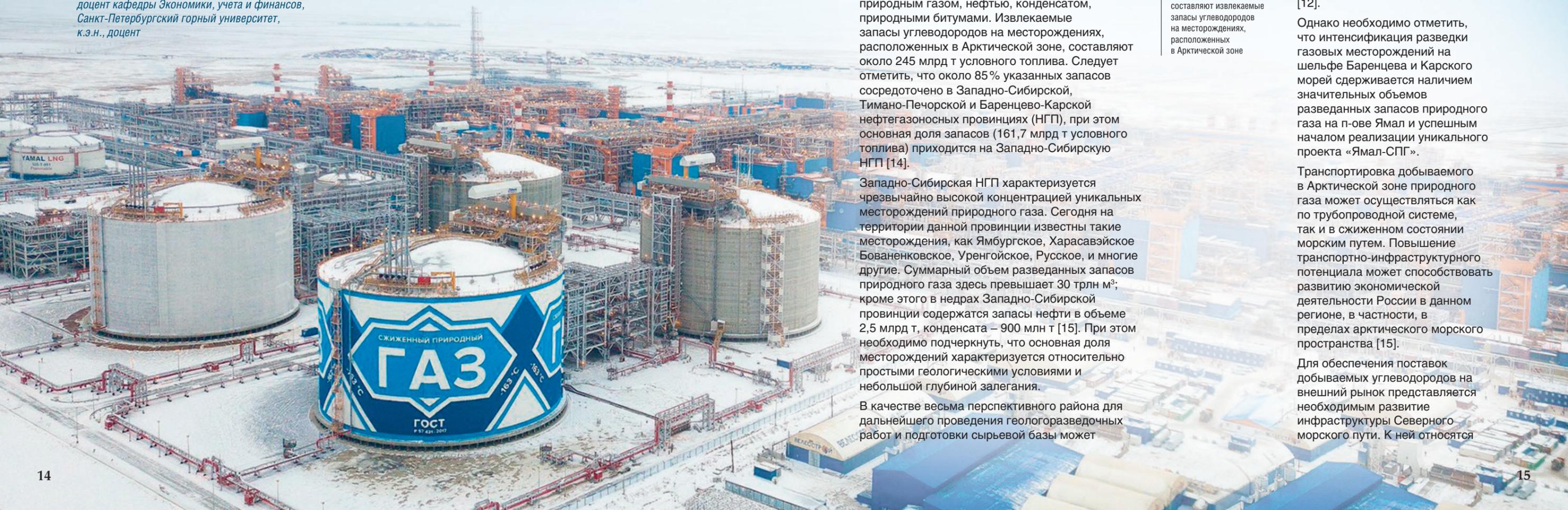
условного топлива составляют извлекаемые запасы углеводородов на месторождениях, расположенных в Арктической зоне

рассматриваться западно-арктический шельф РФ, поскольку в пределах Карского и Баренцева морей сконцентрировано более 70% углеводородного потенциала арктического шельфа; при этом доля природного газа в общем объеме ресурсов достигает 90% [12].

Однако необходимо отметить, что интенсификация разведки газовых месторождений на шельфе Баренцева и Карского морей сдерживается наличием значительных объемов разведанных запасов природного газа на п-ове Ямал и успешным началом реализации уникального проекта «Ямал-СПГ».

Транспортировка добываемого в Арктической зоне природного газа может осуществляться как по трубопроводной системе, так и в сжиженном состоянии морским путем. Повышение транспортно-инфраструктурного потенциала может способствовать развитию экономической деятельности России в данном регионе, в частности, в пределах арктического морского пространства [15].

Для обеспечения поставок добываемых углеводородов на внешний рынок представляется необходимым развитие инфраструктуры Северного морского пути. К ней относятся





не только порты, ледокольный флот, поисково-спасательные и экологические службы, но и трубопроводы, автомобильные и железные дороги, аэропорты, органы администрации. Следовательно, развитие Северного морского пути может стать одним из главных факторов формирования транспортной системы Арктической зоны и укрепления экономического присутствия России в регионе.

Исследование

Мировым лидером по добыче природного газа является ПАО «Газпром». В Арктической зоне РФ (Надым-Пур-Тазовский район Ямало-Ненецкого автономного округа) сосредоточено 77% добычных объектов компании. ПАО «Газпром» ведет активную работу по созданию крупных центров по добыче газа в новых перспективных районах, таких как п-ов Ямал и о. Сахалин. Также планируется разработка месторождений на арктическом шельфе и в акваториях Обской и Тазовской губ. ПАО «Газпром» развивает крупные СПГ-проекты – «Сахалин-2», «Владивосток-СПГ», «Балтийский СПГ». Нефтегазовые месторождения на шельфе Сахалина разрабатываются с 1996 г. Ресурсной базой проекта «Сахалин-2» выступают Пильтун-Астохское нефтяное и Лунское газовое месторождения, которые расположены в Охотском море у северо-восточного побережья о. Сахалин. Оператором проекта выступает компания «Сахалин Энерджи», суммарные извлекаемые запасы газа превышают 600 млрд м³ [9].

Нефтяная компания «Роснефть» также располагает значительными ресурсами природного газа на арктическом шельфе, которые составляют около 23 трлн м³ [9]. Месторождения, расположенные на шельфе, являются труднодоступными, и их интеграция в Единую систему газоснабжения представляется экономически нецелесообразной. В связи с этим развитие производства СПГ и его реализация

ФАКТЫ

30 трлн м³

суммарный объем разведанных запасов природного газа Западно-Сибирская НГП

на внешнем рынке входят в число стратегических направлений деятельности компании.

Компанией «НОВАТЭК» в настоящее время ведутся работы по реализации проекта «Арктик-СПГ», связанного с производством сжиженного природного газа. Завод по сжижению газа будет построен на территории Гыданского полуострова. Ресурсной базой проекта служат:

- Салмановское (Утреннее) месторождение, расположенное на севере Гыданского п-ова и частично в акватории Обской губы, и располагающее запасами природного газа в объеме 259,8 млрд м³ [3];
- Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение в центральной части Гыданского п-ова и на побережье Обской губы с запасами газа в размере 125,6 млрд м³ [15].

Получаемый сжиженный газ планируется доставлять потребителям Европы и Америки морским путем, с использованием танкеров-газовозов, при этом направление поставки может варьировать в зависимости от рыночной конъюнктуры.

Наиболее значимым проектом в Арктической зоне РФ является «Ямал-СПГ», целью которого является добыча природного газа с Южно-Тамбейского месторождения, его сжижение и поставка потребителям. Вероятные и доказанные запасы газа на Южно-Тамбейском месторождении соответствуют 926 млрд м³. В соответствии с проектом, уровень добычи составляет 27 млрд³ газа в год, срок разработки – не менее 20 лет [5]. Реализация проекта осуществляется совместным предприятием компании «НОВАТЭК» (50,1%), французского концерна Total (20%), китайской компании CNPC (20%) и Фонда Шелкового пути (9,9%) [6].

В рамках проекта «Ямал-СПГ» было предусмотрено строительство завода по производству сжиженного природного газа (СПГ). Структура завода представлена тремя технологическими линиями мощностью 5,5 млн т сжиженного газа в год. В апреле 2018 г. были начаты поставки СПГ на основе



долгосрочных контрактов, а строительство и запуск третьей технологической линии завершены в 2019 г. Производственная мощность завода по сжиженному газу определена на уровне 16,5 млн т, по газовому конденсату – 1,2 млн т. Основными потребителями продукции завода будут государства Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы [2]. С момента запуска проекта совокупный объем отгрузки СПГ превысил 25 млн т, всего отгружено более 340 танкерных партий [13]. Осенью 2019 г. компанией «НОВАТЭК» было принято окончательное инвестиционное решение по реализации нового проекта – «Арктик СПГ-2», который будет осуществляться на базе Утреннего месторождения. Суммарная производственная мощность трех технологических линий планируется на уровне 19,8 млн т СПГ в год, ввод линий в эксплуатацию будет осуществлен в 2023 г., 2024 г. и 2026 г. соответственно. Таким образом, транспортировка СПГ с указанных двух проектов может обеспечить грузооборот на уровне около 37 млн т в год, что составляет 46% из целевого объема в 80 млн т в год.

Для транспортировки СПГ в страны Азии и Тихоокеанского региона первоначально

ФАКТЫ

70 %

углеводородного потенциала арктического шельфа сконцентрировано в пределах Карского и Баренцева морей

ТАБЛИЦА 1. Параметры терминалов для перегрузки СПГ

Параметры терминалов	Мурманск	Камчатка
Пропускная способность	20 млн т	20 млн т, 500 заходов судов
Расположение	Бухта Ура-Губа, 40 км от г. Мурманск, 1000 морских миль от Сабетты	Бечевинская бухта, 100 км от г. Петропавловск-Камчатский, 4000 морских миль от Сабетты
Концепция	2 судна – хранилища СПГ, Продажа на условиях FOB	2 судна – хранилища СПГ, Продажа на условиях FOB

Источник: ПАО «НОВАТЭК»

предполагалось использовать танкеры-газовозы ледового класса, которые доставляли бы груз непосредственно потребителю. Однако впоследствии весьма высокая цена танкеров класса Arc7 и, следовательно, значительные затраты на доставку СПГ привели к пересмотру логистических решений. В настоящее время предполагается использовать две логистические схемы: по Северному морскому пути в танкерах ледового класса – в восточном направлении и через Суэцкий канал – в западном. Одним из существенных преимуществ Северного морского пути является значительное сокращение времени перевозки. Транспортировка груза из порта Норвегии в Японию может быть осуществлена от 7 до 22 дней быстрее, чем через Суэцкий канал [8].

Схема транспортировки через Суэцкий канал предусматривает доставку СПГ на перегрузочный терминал в Мурманске танкерами ледового класса, последующую перегрузку в стандартные СПГ-танкеры и отправку в азиатский регион. При транспортировке СПГ в восточном направлении по Северному морскому пути перегрузка СПГ из танкеров ледового класса в стандартные предполагается на Камчатке. Строительство терминалов в Мурманске и на Камчатке будет осуществляться силами ПАО «НОВАТЭК», ввод в эксплуатацию намечен на 2022–2023 годы [7]. Характеристики терминалов представлены в таблице 1.

Для поставки СПГ с п-ова Ямал в Азиатско-Тихоокеанский регион были построены 15 специальных танкеров. Первая такая поставка была осуществлена в декабре 2017 г. с помощью уникального танкера-газовоза «Кристоф де Маржери». Данное судно имеет возможность осуществлять навигацию круглый год без ледокольного сопровождения по Северному морскому пути в западном направлении и в период летней навигации – в восточном.

Танкер-газовоз «Кристоф де Маржери» был построен в 2016 г. на верфи Daewoo Shipbuilding Marine Engineering

(Южная Корея). Длина судна составляет 300 м, водоизмещение – 172 тыс. м³, силовая установка обладает мощностью 45 МВт. Танкер способен поворачиваться вокруг своей оси, а также пробивать лед толщиной до 2,1 м. Данное судно сконструировано с учетом чрезвычайно жестких экологических требований [2]. Силовая установка танкера может использовать как традиционные виды топлива, так и отпарной СПГ. Танкер-газовоз «Кристоф де Маржери» стал первым судном нового типа – Yamalmax – и в настоящее время является самым крупным ледоколом в мире. В этой связи становится очевидным, что начало поставок СПГ по Северному морскому пути судном ледового класса Arc7 станет стимулом для активизации грузоперевозок и дальнейшего развития судоходства в акватории Северного Ледовитого океана.

Необходимо отметить, что через Обскую губу и Карское море обеспечивается прямой выход п-ова Ямал к Северному морскому пути (СМП). Следовательно, путем соединения коммуникаций СМП и Западной Сибири достигается транспортная доступность Ямала и Западной Арктики.

Обзор деятельности российских компаний по освоению газовых месторождений Арктической зоны позволяет выявить четкую взаимосвязь между процессами реализации газовых проектов в регионе и интенсивностью развития Северного морского пути. Эффективность процесса транспортировки добываемого в регионе газа к потребителю во многом определяется наличием и успешным функционированием морской транспортной системы.

По данным Администрации СМП, если в 2007 г. общий объем грузоперевозок составлял чуть более 2,5 млн т, то интенсивная реализация нефтегазовых проектов в Арктике позволила увеличить данный показатель в 2018 г. до 19,689 млн т, в том числе по видам грузов: генеральные грузы – 2,34 млн т (-6,3% по отношению к 2017 г.); уголь – 290,8 млн т (-16%); руды – 43 тыс. т (+29,9%); нефть и нефтепродукты – 7,81 млн т (+15,6%); газовый конденсат – 805,4 тыс. т (рост в 7,5 раза); СПГ – 8,399 млн т (рост в 37,7 раза) [16]. Сокращение объемов перевозок генеральных грузов и угля объясняется соответственно завершением генерального строительства в порту Сабетта и на объектах «Ямал-СПГ» и остановкой добычи таймырских углей. Основной причиной многократного роста количества перевезенных углеводородов является ввод в эксплуатацию проекта «Ямал-СПГ» в 2017 г.

Протяженность Северного морского пути от его начала в Карских воротах до завершения в бухте Провидения составляет 5600 км. Фактически СМП является внутренней транспортной артерией России. К акватории СМП не отнесено Баренцево море, хотя именно через его порты проходят основные грузопотоки СМП, в частности, транспортировка углеводородов

ФАКТЫ

с 1996 г.

разрабатываются нефтегазовые месторождения на шельфе Сахалина

из Обской губы, а на Кольском полуострове базируется атомный ледокольный флот.

Транспортную систему СМП можно рассматривать как сложнейшее технико-технологическое и организационно-экономическое образование [14], зависящее от множества объективных и субъективных факторов. К объективным внешним факторам следует отнести, главным образом, конъюнктуру мирового рынка энергоносителей, поскольку в настоящее время очевидна экспортная направленность перевозок углеводородов по СМП. Немаловажным объективным фактором, определяющим объемы грузоперевозок по СМП, является возможное изменение природно-климатических условий в регионе. Так, по прогнозам специалистов, глобальное потепление в ближайшие 5 лет может обеспечить судам ледового класса Arc7 возможность прохода по Карскому морю без сопровождения ледоколов [7].

К числу важнейших внутренних факторов, определяющих эффективность функционирования СМП, можно отнести особенности государственной политики в сфере добычи полезных ископаемых и развития прибрежных регионов, техническое состояние торгового и ледокольного флотов страны, уровень развития морской транспортной инфраструктуры (в частности, портов, служб безопасности, гидрометеорологии, оповещения и др.).

По мнению экспертов, в ближайшие годы добыча нефти в России начнет снижаться, и морские перевозки нефти в Арктике будут осуществляться только в западном секторе СМП и ориентироваться на европейский рынок [10]. Это объясняется, главным образом, полной обеспеченностью Северо-Американского рынка собственной сланцевой нефтью, а также тем, что более привлекательный азиатский рынок будет недоступен, поскольку СМП в восточном секторе непроходим без ледокольной поддержки в течение 5–6 месяцев в году.

Наиболее предпочтительным рынком СПГ для России являлся Северо-Американский, но строительство терминалов для импорта СПГ в 2010 г. было приостановлено в связи с резким ростом добычи сланцевого газа. Тем не менее начало реализации инвестиционного проекта «Ямал-СПГ» позволило увеличить объемы транспортировки. Данный проект уникален тем, что в его рамках на принципах государственно-частного партнерства на побережье Карского моря, в условиях полного отсутствия инфраструктуры был сооружен многофункциональный морской порт Сабетта. Заказчиком его строительства выступило Федеральное государственное унитарное предприятие «Росморпорт». По условиям договора, собственником части объектов является государство, а часть принадлежит проекту «Ямал-СПГ». По данным источника [4], в федеральной собственности находятся ледозащитные сооружения, операционная акватория, подходные каналы, система управления движением судов и навигационного обеспечения, здания морских служб. Технологические причалы по перевалке СПГ и газового конденсата, причалы накатных грузов, причалы строительных грузов, складские помещения, административно-хозяйственная зона, инженерные сети и коммуникации относятся к объектам «Ямал-СПГ» [2]. Работа порта Сабетта осуществляется круглогодично и обеспечивает проход крупнотоннажных газозовов по Северному морскому пути с учетом требований экологической безопасности.

Помимо этого следует обратить внимание на проект строительства нового порта в бухте Индига. На данной территории также предполагается сооружение завода по производству СПГ, терминалов по погрузке СПГ в крупнотоннажные танкеры, нефтеналивных терминалов, судоремонтной базы, аварийно-спасательного центра. Новый порт может способствовать соединению Северного морского пути с транспортным коридором Восток – Запад, а также для интеграции Ненецкого автономного округа с транспортной сетью России [10].

Как уже было отмечено, одним из существенных факторов, определяющих объемы грузоперевозок по СМП, является состояние ледокольного флота. В настоящее время он состоит из 6 атомных и 5 дизель-электрических ледоколов. Однако уже к 2022 г. станет возможной эксплуатация лишь одного атомохода – «50 лет Победы». В настоящее время на производственных площадках АО «Балтийский завод» в Санкт-Петербурге ведется строительство трех универсальных атомных ледоколов проекта 22220 – «Арктика», «Урал» и «Сибирь». В августе 2019 г. был подписан договор на строительство еще двух судов данного типа. Ледоколы будут иметь двухсადочную конструкцию, что позволит использовать их не только в арктических водах с толщиной льда до 2,8 м, но и в устьях полярных рек. Однако очевидно, что для круглогодичной перевозки возросших объемов углеводородов Арктической зоны этого недостаточно.

ФАКТЫ

15

специальных танкеров были построены для поставки СПГ с п-ова Ямал в страны АТР

Необходимость ледокольного сопровождения крупнотоннажных газозовов стала стимулом к разработке инновационного решения, позволяющего прокладывать во льдах каналы шириной 50 м и более. Крыловским государственным научным центром была разработана конструкция ледокола обладающего двумя корпусами, скрепленными единой платформой [10]. Данная конструкция позволила прокладывать каналы такой ширины, по которым крупнотоннажные танкеры могут безопасно двигаться в любых ледовых условиях, а также значительно снизить ледовое сопротивление.

Важным достоинством Северного морского пути также является то, что природный газ, добываемый на береговых или шельфовых месторождениях, может использоваться для бункеровки судов. Рост объемов грузоперевозок по СМП неизбежно приводит к росту потребления топлива, а следовательно, к увеличению вредных выбросов в атмосферу и аварийных нефтеразливов. В условиях ужесточающихся требований к судовому топливу и возможного запрета Международной морской организации на использование СПГ в качестве судового топлива позволит соблюдать действующие и планируемые экологические стандарты.

Сжиженный природный газ по сравнению с традиционным тяжелым топливом обладает существенными энергетическими и экологическими преимуществами. При применении СПГ существенно снижается выброс в атмосферу твердых частиц и SOx, выбросы NOx снижаются на 80% [8], также отмечается снижение выбросов парниковых газов. Кроме этого, важным достоинством СПГ как судового топлива является его ценовая конкурентоспособность, поскольку газ добывается на ближайших месторождениях Арктики, и отсутствуют существенные затраты на его доставку.

Заключение

На основании изложенного можно сформулировать следующие выводы:

- Северный морской путь, являясь исторически сложившейся национальной транспортной коммуникацией России [11], одновременно с этим может выступать средством оптимизации глобальных транспортных потоков, тем самым способствуя экономическому развитию не только Арктической зоны России, но и северных регионов Европы и США. В то же время велика значимость СМП как кратчайшего транспортного коридора, связывающего Европу и Азиатско-Тихоокеанский регион.
- Промышленное освоение Арктической зоны предполагает увеличение объемов добычи углеводородных ресурсов, перевалки грузов, а следовательно, требует формирования эффективно действующей транспортной инфраструктуры [1]. В частности, реализация проекта «Ямал СПГ», связанная с ежегодным вводом в эксплуатацию новых мощностей, играет важную роль в развитии региона. Создание самого северного завода по производству СПГ, а также полноценного круглогодичного морского порта Сабетта могут стать стимулами развития Северного морского пути.
- Необходимость создания на базе Северного морского пути транспортной системы с развитой сетью портов и инфраструктурой, включающей навигационные, гидрометеорологические, ремонтные, информационные службы становится весьма актуальной.
- Для транспортировки добываемого в российской Арктике газа необходимо наличие современного ледокольного флота, отвечающего всем требованиям экологической безопасности. Проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию судов усиленного ледового класса, а также создание перегрузочных терминалов позволят обеспечить круглогодичный грузопоток по Северному морскому пути.
- В случае устойчивого потепления толщина ледяного покрова в Арктике может уменьшиться, что создаст более благоприятные условия для навигации в арктических морях и дальнейшей интенсификации добычи углеводородов на шельфе. Северный морской путь в данной ситуации может стать одним из важнейших транспортных коридоров в мире.
- Производство сжиженного природного газа является одним из важнейших факторов развития судоходства в Арктической зоне.

ФАКТЫ

5600 км

протяженность Северного морского пути от Карских ворот до бухты Провиденция

Литература

- Balashova E.S., Gromova E.A. 2017 Arctic shelf development as a driver of the progress of the Russian energy system // MATEC Web of Conferences, 23 May 2017, vol. 106, article 06008.
- Katysheva E.G. 2018 The role of the Northern Sea Route in Russian LNG Projects Development // Arctic: History and Modernity. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018, vol. 180, article 012008.
- Komkov N. I., Selin V.S., Tsukerman V.A., Goryachevskaya E.S. 2017 Problems and perspectives of innovative development of the industrial system in Russian Arctic regions // Studies on Russian Economic Development, 2017, vol. 28 (1), pp. 31–38.
- Биев А.А. Развитие отраслей и секторов экономики на Севере и в Арктике // Север и рынок: формирование экономического порядка, 2019, № 3 (65), с. 43–51.
- Завьялов А. «Газовый айсберг» Тамбея // Oil and Gas Russia, 2018, № 8 (128), с. 22–26.
- Забелло Е. СПГ из Арктики // Oil and Gas Russia, 2018, № 8 (123), с. 28–33.
- Климентьев А.Ю., Родичкин И.Г., Богданов Е.В. Арктические горизонты российского СПГ // Газовая промышленность, 2019, № 9 (790), с. 118–128.
- Книжников А., Климентьев А., Григорьев А. Взгляд на Арктику // Oil and Gas Russia, 2017, № 5 (115), с. 72–78.
- Козьменко С.Ю., Селин В.С. Современные проблемы и перспективы развития арктического газопромышленного комплекса. – Апатиты: изд. Кольского научного центра РАН, 2017. – 228 с.
- Комков Н.И., Селин В.С., Цукерман В.А., Горячевская Е.С. Сценарный прогноз развития Северного морского пути // Проблемы прогнозирования, 2016, № 2 (155), с. 87–98.
- Корчунов Н. Северный морской путь: путь развития бизнеса и международного соглашения // Арктические ведомости, 2019, № 3 (28), с. 20–25.
- Маммадов С.М. К вопросу о стратегии освоения газового потенциала Западно-Арктического шельфа России // Нефтегазовая геология: теория и практика, 2017, № 2 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/20_2017.pdf.
- Развитие СМП: не так быстро, как хотелось бы // Нефтегазовая вертикаль, 2020, № 3–4, с. 62–66.
- Селин В.С., Козьменко С.Ю. Факторный анализ и прогноз грузопотоков Северного морского пути. – Апатиты: КНЦ РАН, 2015.
- Селин В.С., Скуфьина Т. П., Башмакова Е.П., Ульченко М.В. Особенности и проблемы обеспечения экономической безопасности в российской Арктике. – Апатиты: изд. КНЦ РАН, 2018. – 103 с.
- <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/194483-obem-perevozok-po-smp-v-2018-g-uvlechilsya-v-2-raza/>.

KEYWORDS: Arctic, Northern Sea Route, gas industry, liquefied natural gas.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Шведы продадут России 50% акций проекта на Каспии

Шведская Lundin Petroleum планирует в начале сентября 2010 г. продать российской госкомпании 50% акций в проекте освоения структуры «Морская», которая расположена в пределах Лаганского блока на Каспии. Потенциальные ресурсы блока составляют более 800 млн барр. нефтяного эквивалента.

Комментарий Neftegaz.RU

В итоге, не сумев продать акции Лаганского блока на шельфе Каспия, шведская нефтяная компания Lundin и трейдер Gunvor вышли из проекта по освоению и вернули лицензию в нераспределенный фонд Роснедр. Акции планировали продать «Роснефти», но сделку затормозили



введенные США санкции и снижение цен на нефть в 2014 г. В сентябре 2020 г. лицензия Лаганского блока по-прежнему не выкуплена. Для Lundin – это был последний добычной проект в России.

США и Канада собираются в Арктику

США и Канада планируют начать очередную экспедицию по исследованию арктического шельфа. Сбор научных данных запланирован на август 2010 г. Это уже третья американо-канадская экспедиция в Арктику, первая и вторая прошли в 2008 г. и 2009 г. Стоит отметить, что проблема принадлежности континентального шельфа Арктики, на котором, как предполагается, находятся богатейшие месторождения нефти и газа, начала активно обсуждаться после российской глубоководной экспедиции в 2007 г.

Комментарий Neftegaz.RU

В экономическом обосновании к законопроекту об освоении континентального шельфа Арктики и Тихого океана, Минвостокразвития отмечает, что к 2040 г., добыча арктической нефти достигнет 313 млн тонн. В 2020 г., вместо экспедиций, США активно перебрасывают военные силы в Норвегию, чтобы получить доступ к шельфу Арктики. Россия, в ответ на это, так же укрепляет свои позиции.

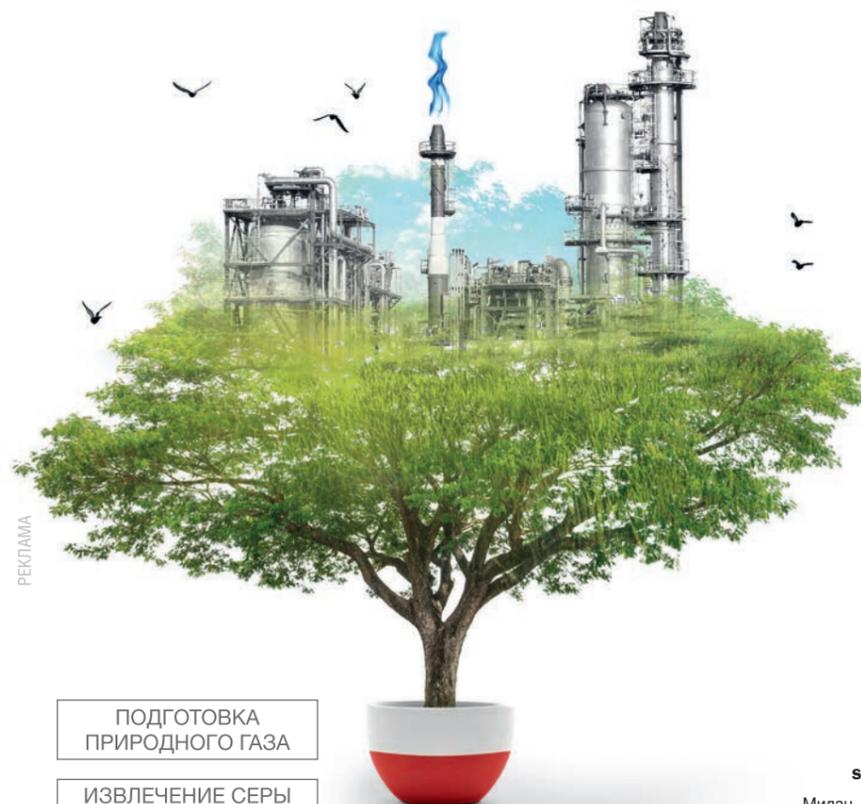


Помимо непрерывной работы по освоению, благоустройству и защите арктического региона, в августе 2020 г., власти РФ провели в Арктике маневры пехоты Тихоокеанского флота. В начале сентября 2020 г. Минобороны России рассматривает технологию изменения структуры льда для строительства военных аэродромов в Арктике.

Больше энергии с меньшим энергопотреблением

Мы говорим о будущем уже более 40 лет.

С нашим проектированием, которое является результатом многолетней инновационной практики и которое также направлено на повышение эффективности производственных процессов и охрану окружающей среды, мы поставляем установки и оборудование для подготовки природного газа и извлечения более 99,9% серы, которая содержится в газообразных стоках, образующихся при переработке углеводородов. На наших установках применяются лучшие технологии, разработанные для снижения энергопотребления до необходимого минимального уровня, которое требуется для производства максимального количества природного газа; изготовление наших установок осуществляется в соответствии с лучшими стандартами и в необходимые сроки.



ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА

ИЗВЛЕЧЕНИЕ СЕРЫ



siirtecnigi.com/ru

Милан, Москва, Абу-Даби, Багдад

Siirtec Nigi
Engineering & Contracting Solutions

ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

для решения задач газовой промышленности

ПРЕДСТАВЛЕНЫ НАПРАВЛЕНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ. ПОКАЗАНА ПРИМЕНИМОСТЬ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ГАЗА ИЗ ГАЗОПРОВОДОВ, А ТАКЖЕ ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

THE DIRECTIONS OF APPLICATION OF FIBER-OPTIC MONITORING TECHNOLOGIES IN THE GAS INDUSTRY TO ENSURE INDUSTRIAL SAFETY AND ECONOMIC EFFICIENCY OF PRODUCTION PROCESSES ARE PRESENTED. THE APPLICABILITY OF FIBER-OPTIC MONITORING TECHNOLOGIES FOR SOLVING PROBLEMS OF DETECTING GAS LEAKS FROM GAS PIPELINES IS SHOWN, AS WELL AS THE MAIN PARAMETERS OF A FIBER-OPTIC SYSTEM FOR MONITORING GAS WELLS

Ключевые слова: волоконно-оптические системы мониторинга, утечки из газопроводов, мониторинг газовых скважин.



Смирнов Сергей Владимирович

Директор по продажам
ЗАО «Лазер Солюшнс»



Евтеева Светлана Юрьевна

Руководитель группы локальной автоматизации
Секция технического маркетинга
Коммерческое управление
ООО «Июкогава Электрик СНГ»

Проблема экологической безопасности при использовании трубопроводного транспорта газа приобретает особую остроту, как для отдельных организаций, так и для общества в целом. Аварии на газопроводах наносят чувствительный экологический урон. Разрушение газопроводов по своему характеру вызывает техногенное воздействие, затрагивающее биохимические процессы в атмосфере, почве и водоемах. При разрушении газопровода и мгновенном высвобождении энергии газа возникают механические повреждения природного ландшафта и рельефа, нарушение целостности почвенно-растительного покрова. Аварии на газопроводах часто сопровождаются возгоранием газа, огромной тепловой радиацией и как следствие масштабными пожарами.

Главное условие минимизации экономических потерь и катастрофических последствий – это быстрое и точное определение места возникновения аварии, характера и масштаба угрозы безопасности. В случае если авария уже случилась, то точная локализация места утечки с помощью систем распределенного мониторинга способна сократить

время реакции на событие, снизить потери продукта, минимизировать простой производства и вредное воздействие на окружающую среду.

Современные волоконно-оптические технологии делают возможным мониторинг таких параметров, как деформация, температура и акустика непрерывно по всей длине оптоволокну, на десятки километров, обеспечивая неоспоримое преимущество – пространственную непрерывность измеряемого параметра.

При необходимости контроля состояния трубопроводов с целью обнаружения и локализации мест утечек газа, использование систем распределенного мониторинга, как правило, является более эффективным и экономичным решением, чем установка огромного числа температурных датчиков вдоль всей области измерения.

Пространственное разрешение анализатора составляет 1 м, что позволяет средствами ПО разбить контролируемый участок длиной 50 км на 50 тыс. датчиков.

Волоконно-оптические технологии также позволяют создавать современные программно-

аппаратные измерительные комплексы мониторинга скважин, добыча из которых осложнена, для регистрации температуры и других параметров (акустических шумов и забойного давления) в режиме реального времени. Что обеспечивает высокую информативность, оперативное поступление данных в распоряжение специалистов и максимально удобные условия для реализации технологических исследований и диагностики нештатных ситуаций.

В оптическом волокне рассеяние может происходить на акустических волнах (вынужденное рассеяние Мандельштам-Бриллюэна (ВРМБ), Бриллюэновское рассеяние), молекулярных колебаниях (Комбинационное рассеяние света (Рамановское рассеяние)) и неоднородностях материала (Рэлеевское рассеяние).

Системы DTSX от Yokogawa, построенные на комбинационном рассеянии света, вычисляют температуру на основе регистрации фотоприемником анализатора 2-х компонент в обратном рассеянном свете, причем амплитуда стоксовой компоненты и особенно антистоксовой – зависят от температуры, а значения температуры определяются как отношение интенсивностей этих компонент.

Таким образом, используя излучение лазерного импульсного источника, DTSX определяет температурно-зависимые изменения в частоте сигнала, которые возникают вдоль всей длины оптоволокну. И вычисляет точное местоположение изменений температуры, анализируя время, за которое обратно рассеянный свет возвращается к анализатору.

В линейную часть волоконно-оптической системы (ВОС) входит волоконно-оптический кабель (ВОК), являющийся одновременно и датчиком и волоконным световодом (ВС). ВС может быть, как многомодовым, так и одномодовым, т.е. различаться в конструктивном отношении диаметром сердцевины. ВОД (волоконно-оптические датчики) пассивны и не требуют электропитания. Передаваемое по оптическому волокну световое излучение не подвержено наводкам, т.е. электромагнитные возмущения, грозовые разряды, близость к линии электропередачи, импульсы

тока в сети не искажают сигнал. ВОД взрывобезопасны, устойчивы к химическим, механическим и коррозионным воздействиям, расчетный срок службы превышает 25 лет. ВОД работоспособны в широком диапазоне температур (для стандартных от минус 60 до плюс 80 °С, для специальных до плюс 300 °С). Предусмотрено широкое разнообразие конструкций с различной степенью защиты от внешних воздействий и возможностью установки в грунте, бетоне, на поверхности конструкции, внутри электрического кабеля. Точное размещение, например, на трубопроводе будет определяться предполагаемой областью возникновения температурного перепада при появлении утечки.

ВОД в ряде случаев – это стандартный телекоммуникационный волоконно-оптический кабель, который можно использовать для организации технологической связи.

ПО включает: интерфейс, геоинформационную систему (ГИС), самодиагностические и аналитические модули. В список функциональных возможностей ПО входят конфигурирование (возможно удаленное) режимов автоматических измерений, разбиение зон мониторинга на участки, настройка уровней сигналов тревоги и задание вариантов автоматического оповещения.

ВОС имеет встроенные функции самодиагностики, обнаружения неисправности оптоволокну и др. Со встроенной поддержкой протокола Modbus, DTSX можно подключить к SCADA и PCU.

ВОС распределенного измерения температуры для исследования скважин в режиме реального времени

Достигнутый уровень развития волоконно-оптических технологий позволяет построить на их основе системы долговременного мониторинга ряда технологических параметров газовых скважин на постоянной основе. Внедрение технологий дает возможность перевести систему контроля за разработкой месторождений и эксплуатацией ПХГ на качественно новый уровень как по объемам

и периодичности получаемой информации, так и по снижению затрат на ее получение.

Существующие методы и технологии исследований скважин позволяют получать информацию о состоянии скважины и призабойной зоны пласта только в период проведения самих исследований. Поэтому отсутствие полноты и корректности информации в режиме реального времени при эксплуатации газовых месторождений, а также сложность и высокая стоимость проведения ГИС в горизонтальных скважинах, особенно при исследовании на удаленных труднодоступных месторождениях, приводит к необходимости разработки современных программно-аппаратных комплексов, позволяющих регистрировать температуру и другие параметры в режиме реального времени в скважинах, добыча из которых осложнена (выпадением жидкости на забое, выносом песка и др.).

Регистрируемые данные позволяют количественно оценивать профиль притока в эксплуатационных скважинах, контролировать их техническое состояние (выявлять заколонные перетоки, негерметичности внутрискважинного оборудования), определять наличие механических примесей, гидратов и параметры обводнения скважин. ВОС позволяет определять продуктивные характеристики скважины по структуре разреза и в режиме реального времени выполнять адаптацию постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения, а также принимать оперативные решения о проведении геолого-технических мероприятий.

Мировой опыт применения показал работоспособность и эффективность термометрии, ее применение позволяет выйти на качественно новый уровень полноты и достоверности интерпретации данных геофизических измерений, для которых необходима остановка работы скважины, и получать актуальные данные на реальных режимах работы скважины.

Установка ВОС на скважине не требует использования сложного специализированного оборудования и выполняется традиционными

методами КРС, таким образом является масштабируемой, доступной, легко воспроизводимой и контролируемой.

Характеристики ВОС:

- пространственное разрешение – от 1 м;
- диапазон измерения температуры от -60 до + 300 °С;
- абсолютная погрешность – 1,0 °С;
- разрешение по температуре (в зависимости от длины оптоволокна и времени измерения) – от 0,03 °С;
- в зависимости от условий эксплуатации применяются различные материалы при изготовлении кабелей (в т.ч. стойкие к сероводороду);
- возможность спуска внутрискважинного оборудования системы с другим внутрискважинным оборудованием;
- мониторинг параметров в режиме реального времени;
- передача данных замеров в службу Главного геолога и отдел по добыче;
- возможность комплексной интерпретации данных замеров с целью предоставления информации о техническом состоянии скважин, контроля притока, интервалов обводнения и выноса песка;
- мониторинг в режиме реального времени позволяет своевременно принимать решения о проведении геолого-технических мероприятий, оптимизации

технологических режимов работы скважин и промысла в целом.

- на верхних уровнях управления система может быть использована в технологиях интеллектуализации разработки месторождений.

ВОС DTSX от Yokogawa уже на протяжении пяти лет успешно справляется с поставленными задачами постоянного мониторинга скважин на одном из предприятий Группы компаний Газпром (Новопортовское НГКМ). Внедрение ВОС DTSX от Yokogawa в том числе позволило выявить заколонные перетоки, интервал притока газа, а также отслеживать профиль притока. Компания Yokogawa выражает надежду на продолжение взаимовыгодного сотрудничества и тиражирование успешного опыта.

Выводы

Повышение промышленной безопасности и экономической эффективности процессов добычи и транспортировки газа основные задачи, стоящие перед газодобывающими и газотранспортными организациями.

Перечисленные возможности и характеристики ВОС позволяют создавать эффективные системы контроля, мониторинга и безопасности сложных распределенных (протяженных) инфраструктурных объектов и успешно их эксплуатировать.

ВОС детектирует аномальные события и потенциальные угрозы на основе анализа малейших изменений в оптическом кабеле и оповещает оператора об утечке и месте ее возникновения путем подачи аварийного сигнала в единый диспетчерский центр.

Экономическая эффективность транспортировки углеводородов растет благодаря уменьшению стоимости ущерба от аварий, а также повышению уровня защищенности.

ВОС также зарекомендовали себя как одно из наиболее действенных решений для оптимизации процесса добычи. ВОС отличается простотой конструкции, надежностью и обеспечивает одновременный сбор температурных данных по всей длине скважины в режиме реального времени. Такая информативность метода позволяет повысить уровень понимания состояния системы «пласт-скважина» и повышать уровень добычи за счет быстрого реагирования на различные проблемы.

При этом надо отметить, что многие международные нефтедобывающие компании активно внедряют волоконно-оптические технологии, рассчитывая благодаря этому в перспективе добиться повышения эффективности добычи до 10%.

Литература

1. Волоконно-оптические системы мониторинга состояния инфраструктурных объектов / сб. статей под ред. Дмитриева С.А. и Слепцова Н.Н. – М.: Экслибрис-Пресс, 2015. – 304 с.
2. Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге притока в горизонтальных скважинах / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, И.С. Кашков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 96–100.
3. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»: Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6.11.2013 г. № 520. URL= <http://docs.cntd.ru/document/499058128>.

KEYWORDS: fiber-optic monitoring systems, gas pipeline leaks, gas well monitoring.

26-27 ноября | 2020

Москва | Radisson Blu Olympiyskiy Hotel

www.rogsummit.ru



**РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
САММИТ**



Oprex™

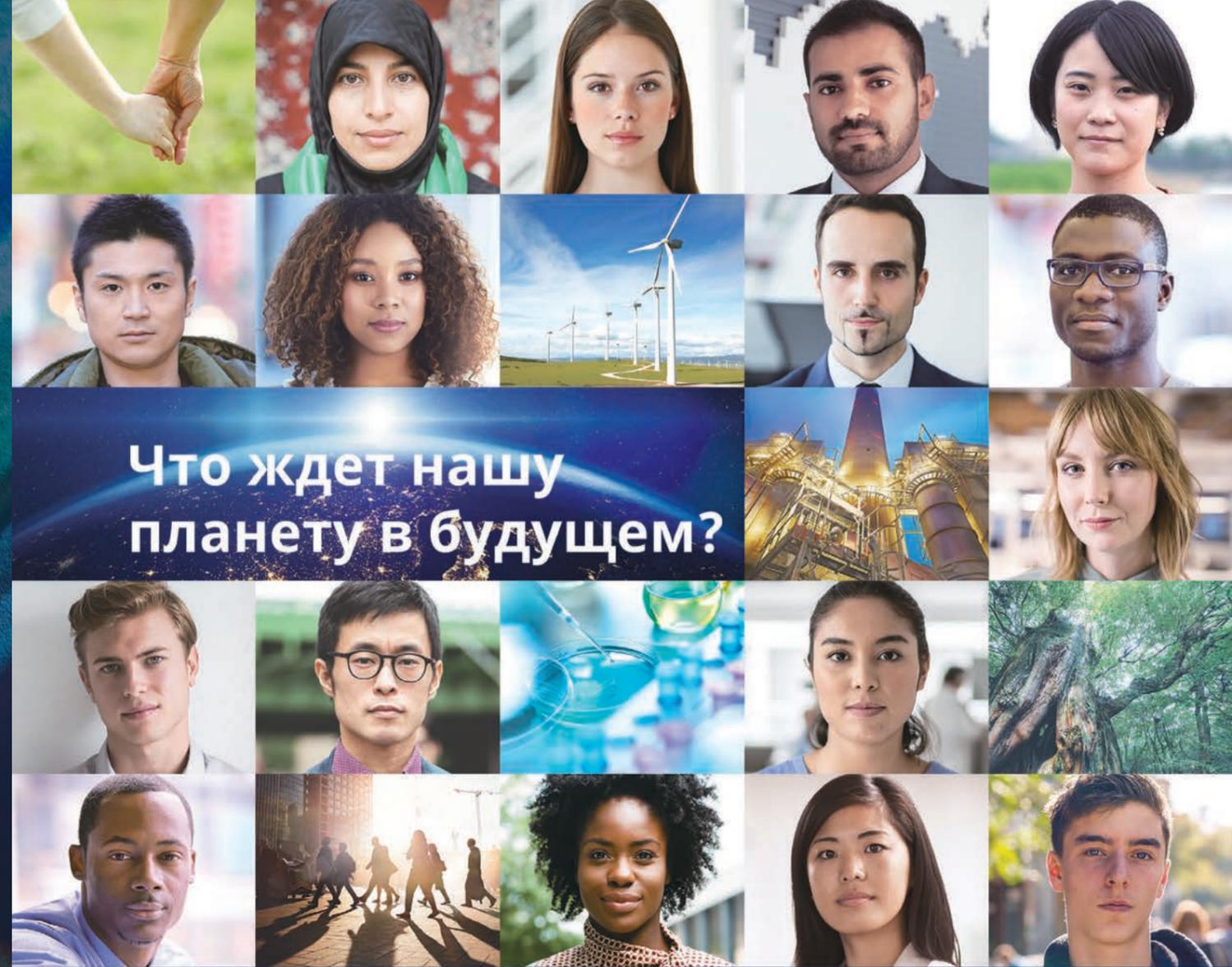
Ваш путь к промышленной автономии

Существует бесчисленное множество различных способов совершенствования операционной деятельности и достижения производственной автономии, и каждая компания выбирает свой неповторимый путь. Находится ли Ваша компания на старте пути или уже далеко продвинулась в этом направлении, - Yokogawa обеспечит плавный и последовательный переход от промышленной автоматизации к промышленной автономии. Ключевым решением для реализации этого перехода является Oprex - наш постоянно развивающийся пакет решений и продуктов, которые включают в себя оборудование и системы для управления и контроля, проведения измерений, обеспечения рабочих процессов и постоянной эксплуатации. Oprex помогает нашим заказчикам оптимизировать все процессы - от общего управления бизнесом до конкретных операций. Yokogawa. Трансформируя промышленную автоматизацию в промышленную автономию.

yokogawa.com/oprex/

Названия корпораций, организаций и продуктов, упоминаемые в тексте, являются зарегистрированными торговыми марками Yokogawa Electric Corporation или соответствующих владельцев внутри компании.

YOKOGAWA ◆
Co-innovating tomorrow™



Что ждет нашу
планету в будущем?

Давайте сделаем ее жизнеспособнее.

Давайте сделаем ее устойчивее.

Давайте сделаем ее гармоничнее.

Все вместе мы можем найти в себе силу духа, чтобы преодолеть те изменения и вызовы, которые никто не мог предугадать, но с которыми мы сейчас столкнулись. Четко сформулированная корпоративная цель, направленная на поддержку всего человечества, помогает нам ориентироваться в меняющихся обстоятельствах и меняет мир вокруг нас. В Yokogawa мы верим, что совместные инновации имеют важное значение для нашего будущего. Мы объединяемся с нашими заказчиками и партнерами сегодня ради гармонии и устойчивого общества для будущих поколений.

Что ждет нашу планету в будущем?

Давайте сделаем ее умнее.

yokogawa.com/planet

Co-innovating tomorrow является зарегистрированной торговой маркой Июкогава Электрик Корпорейшн

YOKOGAWA ◆
Co-innovating tomorrow™

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС

для расчета режима эксплуатации газодобывающей скважины

Рагимов Теймур Тельманович

аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Юшин Евгений Сергеевич

научный сотрудник сектора ресурса фонтанной и трубопроводной арматуры лаборатории специальных труб и соединений, КНТЦ развития трубной продукции ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н., доцент

В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕН РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА СТАДИИ ИСТОЩЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ», РОССИЯ), С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА. РАССМОТРЕНЫ УСЛОВИЯ ПЕРЕХОДА НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН ПО КОНЦЕНТРИЧЕСКИМ ЛИФТОВЫМ КОЛОННАМ С ЦЕЛЬЮ ВЫНОСА ЖИДКОЙ ФАЗЫ ПОТОКОМ ГАЗА. ПОКАЗАНО, ЧТО РАСЧЕТНЫМИ ЗАВИСИМОСТЯМИ И ПРОГРАММНЫМ КОМПЛЕКСОМ ВОЗМОЖНО ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОГО И РЕКОМЕНДУЕМОГО ДЕБИТА (С ЗАПАСОМ В 10–20%) ДЛЯ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ БЕЗ ОСЛОЖНЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ И СКОПЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ НА ЗАБОЕ

THE ARTICLE PROPOSES A CALCULATION OF THE OPERATING MODE OF GAS PRODUCING WELLS AT THE DEPLETION STAGE (USING THE EXAMPLE OF THE CENOMANIAN RESERVOIR OF THE URENGOYSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OF GAZPROM DOBYCHA URENGOY, RUSSIA) USING A SOFTWARE PACKAGE. THE CONDITIONS FOR THE TRANSITION TO THE OPERATION OF WELLS ALONG CONCENTRIC TUBING IN ORDER TO CARRY OUT THE LIQUID PHASE WITH A GAS FLOW ARE CONSIDERED. IT IS SHOWN THAT THE CALCULATED DEPENDENCIES AND THE SOFTWARE PACKAGE CAN DETERMINE THE CRITICAL AND RECOMMENDED FLOW RATE (WITH A MARGIN OF 10-20%) FOR WELL OPERATION WITHOUT COMPLICATIONS IN CONDITIONS OF SAND PRODUCTION AND FLUID ACCUMULATION AT THE BOTTOMHOLE

Ключевые слова: концентрическая лифтовая колонна, добыча газа, скопление жидкости на забое, алгоритм расчета критического дебита, программный комплекс.

Как известно, на заключительной стадии разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений может возникнуть ряд осложнений, ухудшающих условия эксплуатации и снижающих их добычные возможности. Одним из таких видов осложнений может явиться процесс накопления на забое и в стволе скважины жидкости, которая не выносятся на поверхность из-за недостаточных скоростей потока восходящего газа [1].

В настоящее время на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (УНГКМ), находящимся на территории Ямало-Ненецкого автономного округа России, число газовых скважин сеноманской залежи, работающих с накоплением жидкости на забое, составляет 37% от всего действующего фонда.

Стоит отметить, что традиционно скопление жидкости на забое скважин ликвидируется путем проведения подземного ремонта, а, следовательно, скважина глушится, что влечет за собой такую промышленную проблему, как выход на прежний режим эксплуатации с сохранением уровня дебита пластовой продукции. Однако, этого не всегда удается достичь, что позволяет судить об эффективности выполненных работ по ремонту скважины.

Как видно, месторождения Надым-Пур-Тазовского региона характеризуются как одни из наиболее осложненных на территории России скоплением жидкости на забое, снижающей добычные показатели.

На газовых месторождениях России и зарубежом для поддержания устойчивой работы скважин, в стволе которых скапливается жидкость, используются следующие геолого-технологические мероприятия:

- производят технологические продувки скважин через факельную линию для периодического удаления скопившейся воды;
- используют жидкие и твердые вспенивающие поверхностно-активные вещества (ПАВ), периодически доставляя их на забой скважин;

ФАКТЫ

37%

от всего действующего фонда на Уренгойском НГКМ составляет число газовых скважин сеноманской залежи, работающих с накоплением жидкости на забое

- проводят замену труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра для увеличения скорости потока газа.

В последние годы активно испытываются в России и другие технологии, применяемые в мировой практике для повышения эффективности эксплуатации обводняющихся скважин: закачка дополнительного газа в затрубье (газлифт), плунжерный лифт и др.

Технологические продувки – наиболее широко используются для удаления жидкости из скважин сеноманских залежей, сопровождаются большими потерями газа в атмосферу. При этом депрессии во время продувок значительно возрастают и зачастую приводят к разрушению призабойной зоны, выносу песка и абразивному износу оборудования.

Вспенивающие ПАВ позволяют существенно уменьшить потери газа на технологические продувки скважин, а в некоторых ситуациях исключить их полностью. Однако, технологические продувки со вспенивающими ПАВ или без них не обеспечивают полного удаления воды из скважины.

Увеличение скорости газа в скважинах сеноманских залежей за счет замены труб лифтовой колонны на трубы меньшего диаметра, проводят для создания условий выноса воды из лифтовых колонн. После замены труб скважины работают в стабильном режиме, жидкость в насосно-компрессорных трубах (НКТ)

не скапливается, но уже через 8–15 месяцев после замены труб лифтовой колонны, условия для удаления воды снова ухудшатся до первоначальных. Замена НКТ сопровождается уменьшением рабочего дебита скважин на 20...50%.

При устойчивом снижении дебита ниже критического значения, при котором жидкость не выносится из скважины, что ведет к ее самозадавливанию, а также в тех скважинах месторождений ПАО «Газпром», где активны процессы пескопроявления по внутреннему разработанному регламенту проводится реконструкция горных выработок и перевод их на эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК). Кроме того, применение технологии КЛК позволяет отказаться от технологических продувок скважин в атмосферу.

Стоит отметить, что с 2000 года технологию эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам начали использовать на скважинах месторождений США и Канады, но эксплуатация скважин сеноманских залежей осложняется из-за разрушения призабойной зоны продуктивного пласта, выноса песка из скважин и как следствия абразивного износа оборудования. С учетом повышенного пескопроявления невозможен сценарий с периодическим отключением потока газа из межтрубного кольцевого пространства, поэтому для ряда зарубежных месторождений со схожими характеристиками рассматриваемая методология является актуальной. Различные проблемы движения газожидкостных потоков в скважине ранее рассматривались в публикациях [3–10] известными специалистами газовой отрасли.

В тоже время для обводняющихся скважин сеноманских залежей, в период заключительной стадии разработки, наиболее перспективным сценарием оптимизации является эксплуатация скважин по КЛК с автоматическим поддержанием в центральной лифтовой колонне (ЦЛК) дебита газа, превышающего на 10–20% минимальное значение, необходимое для удаления жидкости по ЦЛК.

Таким образом, целью настоящей работы является рассмотрение условий применения передовой технологии эксплуатации добывающих скважин по концентрическим лифтовым колоннам при скоплении жидкости на забое, а также расчетного алгоритма для вычисления величин критического и рекомендуемого дебитов для работы скважин без осложнений.

Материалы и методы

Технология эксплуатации скважин по КЛК по двухрядному лифту или двухканальной схеме – процесс, используемый для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, в которых газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока. Потоки газа поднимаются по каналам, образованным двумя колоннами труб – ЦЛК и основной лифтовой (ОЛК), концентрически размещенными одна

ФАКТЫ

Месторождения

Надым-Пур-Тазовского региона характеризуются скоплением жидкости на забое, снижающей добычные показатели

в другой и сообщающимися в нижней части между собой. ОЛК составляется из насосно-компрессорных труб (НКТ) или обсадных труб различного типоразмера, в то время как ЦЛК является лифтовым подъемником меньшего диаметра, концентрично расположенным в ОЛК. После подъема газа к устью скважины потоки газа соединяются и поступают в газосборный коллектор [2].

Методология работы включает последовательное выполнение таких этапов, как выбор конструкции концентрической колонны при выполнении ряда ключевых условий, наличие осложнений при добыче газа или газового конденсата в скважине-кандидате, расчет главных параметров (критического и рекомендуемого дебитов) в программном комплексе.

Для отработки технологии КЛК на скважинах сеноманской залежи УНГКМ была выбрана конструкция колонны. С целью минимизации вероятности осложнений при спуске армированной полимерной трубы для промысловых испытаний в ООО «Газпром добыча Уренгой» была отобрана выборка скважин с НКТ большого диаметра. Для подъема на поверхность газа скважины оборудованы лифтовыми колоннами НКТ, составленными из гибких грузонесущих полимерных труб условным наружным диаметром от 73 до 168 мм.

Далее требовалось выполнение следующих условий:

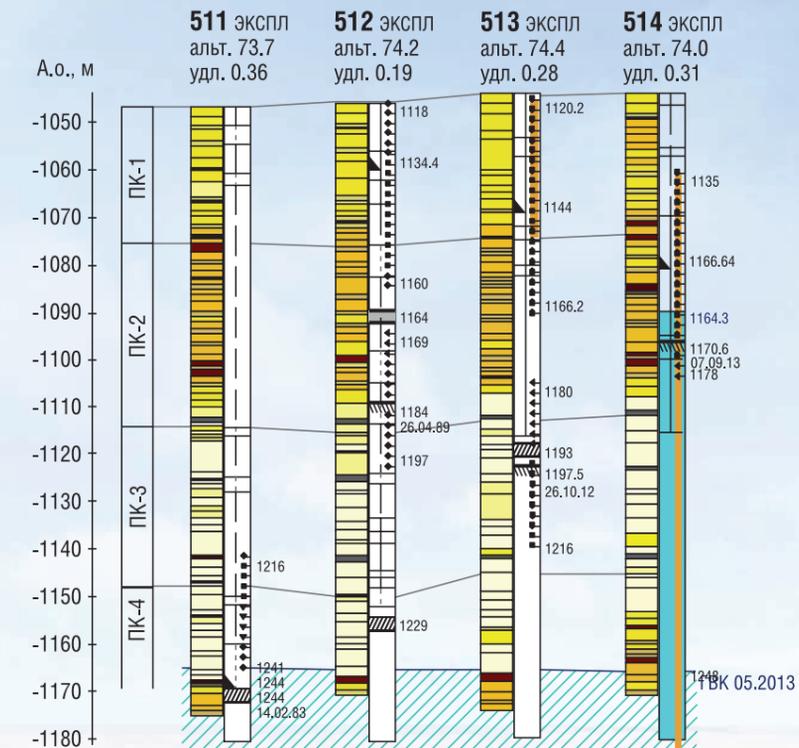
- отсутствие в плане на проведение капитального ремонта на ближайшую перспективу;
- наличие конденсационной или конденсационной и техногенной воды;
- скважина оборудована системой контроля и телеметрией устьевых параметров;
- работа скважины осложнена остановками с продувкой на факел не реже одного раза в 10–15 дней;
- расчетная скорость газожидкостного потока у башмака НКТ не более 4 м/с.

ТАБЛИЦА 1. Параметры эксплуатации и геолого-промысловые данные скважин куста № 51 УКПГ-5

№ скв.	Данные месячного эксплуатационного рапорта			Геолого-промысловые данные	
	p_y , МПа	t_y , °С	$q_{ср.}$ тыс. м ³ /сут	$M_{общ.}$ г/дм ³ , дата отбора	Дата КРС
511	14,5	12,7	214	0,14, 10.10.2013	–
512	14,1	4	60	0,17, 11.10.2013	06.2008 – ревизия НКТ
513	14,1	7,6	79	0,13, 29.11.2013	05.2008 – ревизия НКТ
514	14,1	3	75	49,5, 10.10.2013	07.2010 – КРС для интенсификации притока 09.2012 – промывка песчаной пробки

Примечание: p_y – устьевое давление; t_y – устьевая температура; $q_{ср.}$ – средний дебит газа; $M_{общ.}$ – общая минерализация жидкой фазы

РИС. 1. Схема вскрытия куста № 51 УКПГ-5



Результаты

Вышеперечисленным факторам с учетом незначительной удаленности от промысла в качестве объекта для промысловых испытаний удовлетворяет скважина № 514. В эксплуатационном фонде пятого газового промысла скважина с 1981 года, расположена и находится в составе куста № 51 установки.

На рис. 1 показана схема вскрытия этого куста четырьмя газовыми скважинами, параметры эксплуатации приведены в табл. 1.

По геолого-промысловым данным во всех скважинах куста № 51, за исключением скважины № 511, в период 2008–2012 гг. выполнены работы по капитальному ремонту скважин (КРС), сопровождающиеся глушением скважин.

На скважине № 514 в 2010 году проведены работы по интенсификации притока с применением соляной кислоты. Эти работы привели к росту минерализации воды до 49,5 г/дм³ из-за наличия в ней техногенной жидкости, о чем свидетельствует высокое содержание хлоридов и кальция в пробе жидкости (табл. 2). В 2012 году проводилась промывка песчаной пробки.

По данным промысловых геофизических исследований скважина № 514 заполнена технологической жидкостью до глубины 1169,0 м. На 01.07.2013 г. газодводяной контакт (ГВК) по кусту № 51 находится на глубине 1236 м (табл. 3). Расстояние от нижних перфорационных отверстий скважины № 514 до поверхности ГВК 63 м. В скважину № 514, обсаженную

ТАБЛИЦА 2. Состав воды, поступающей из скважины № 514 УКПГ-5 перед началом внедрения техники и технологий

№ п/п	Наименование показателей	Значение
1	Дата	10.10.2013
2	Плотность при 20 °С, г/см ³	1,036
3	Показатель pH	4,17
4	Хлорид-ион, мг/дм ³	31517,00
5	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	645,00
6	Гидрокарбонат-ион, мг/дм ³	не выявлен
7	Кальций, мг/дм ³	10922,00
8	Магний, мг/дм ³	1216,00
9	Сумма ионов калия и натрия, мг/дм ³	5851,20
10	Минерализация общая, мг/дм ³	49505,85
11	Приведенная минерализация, мг/дм ³	–
12	Содержание метанола, % масс.	–

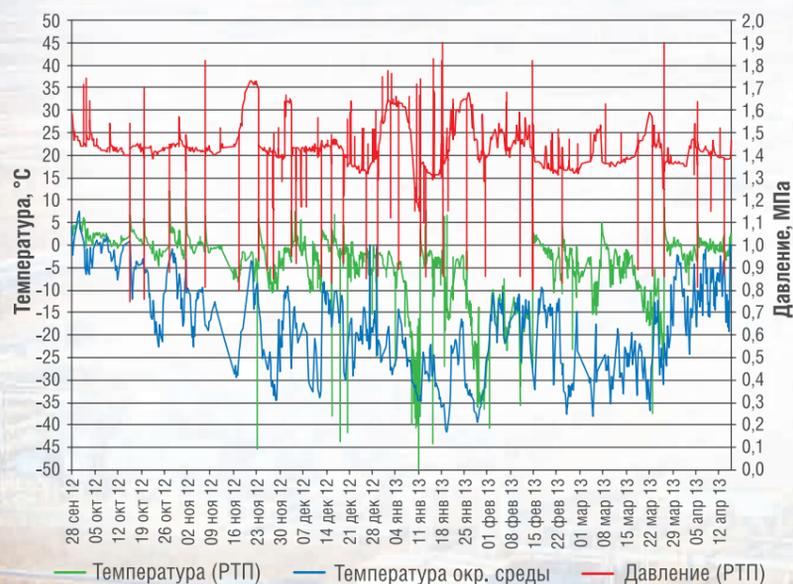
ТАБЛИЦА 3. Конструкция скважины № 514 сеноманской залежи УНГКМ

Объект	Параметр объекта
Направление	426 мм × 145 м
Кондуктор	324 мм × 574 м
Эксплуатационная колонна	219,1 мм × 1251 м
НКТ	168,3 мм × 1155,1 м
Пакер	Извлечен
Интервал перфорации	1135 × 1178 м
Текущий забой скважины	1170,6 м
Искусственный забой	1241 м
Текущий ГВК по ГИС	1239 м

эксплуатационной колонной диаметром 219 мм и длиной 1251 м, спущена 168 мм лифтовая колонна. Башмак этой колонны расположен на глубине 1155 м. Пакер из скважины был удален. За время эксплуатации пластовое давление снизилось с 11 МПа до 1,75 МПа. Забойная температура в скважинах куста № 51 составляет 27 °С.

В ноябре 2013 г. ранее периодически простаивающая газовая эксплуатационная скважина № 514 куста 51 УКПГ-5 оборудована КЛК и комплексом телемеханики кустов газовых скважин. 16 декабря 2013 г. скважина № 514 введена в работу и по настоящее время устойчиво эксплуатируется на УКПГ-5. За все время не было отмечено ни одного случая остановки скважины по причине накопления жидкости на забое и снижения дебита газа. Вынос воды происходит автоматически через центральную лифтовую колонну под контролем технологического комплекса контроля и управления режимами работы газовых скважин. В качестве ЦЛК была

РИС. 2. Изменение давления и температуры на устье скважины № 514 УКПГ-5



впервые применена российская сталеполимерная армированная труба ТГ19/73-10/10-75.

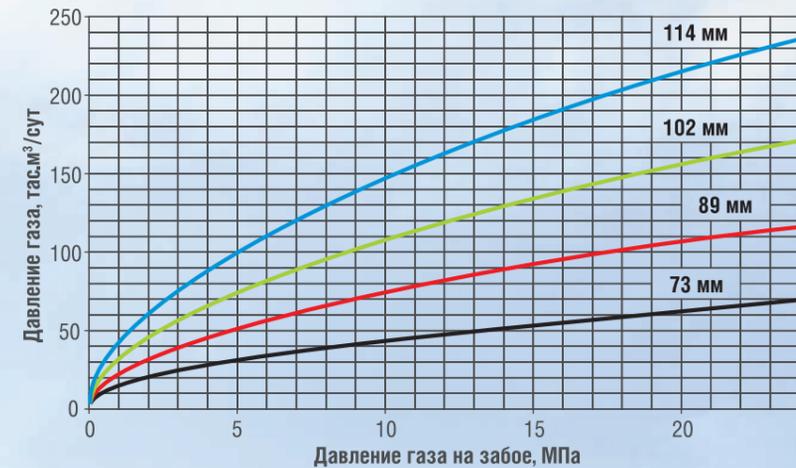
Состояние и рабочие параметры на устье скважины в режиме реального времени отображаются на АРМ УКПГ и в ИУС ДУ ООО «Газпром добыча Уренгой». Эффективность такого контроля иллюстрируется на рис. 2.

Как видно из диаграммы, в отдельные периоды времени из-за колебания давления в газосборном коллекторе (ГСК) устьевое рабочее давление скважины повышалось до 1,65 МПа. Следствием этого было снижение скорости газожидкостной смеси, уменьшался дебит газа, вода накапливалась на забое, и имели место самопроизвольные остановки скважины. Для возобновления работы выполнялись продувки скважины на факел, о чем свидетельствует уменьшение давления до 0,7 МПа примерно 1–2 раза в неделю.

Представленная информация характеризует скважину № 514 как типичного представителя эксплуатационного фонда газовых скважин сеноманских залежей Уренгойского месторождения. С учетом изложенного выше скважина № 514 выбрана в качестве первоочередного кандидата для промышленных испытаний новой техники и технологии реконструкции и эксплуатации по КЛК.

Критерием выбора обводняющихся газовых скважин для перевода на эксплуатацию с помощью технологии КЛК является наличие признаков скопления жидкости на забое и в лифтовой колонне. Возможными признаками наличия динамического уровня жидкости в скважине следует считать:

- наличие скачков давления, регистрируемых устьевой системой телеметрического контроля;
- неравномерная добыча и увеличение темпа снижения добычи;
- падение давления в НКТ (ЛК) при росте давления в затрубном пространстве;
- резкое изменение градиента давления по стволу скважины;
- подъем уровня газированной жидкости в скважине.

РИС. 3. Среднесуточное значение дебита газа, при уменьшении которого целесообразно применение технологии (для различных D_u основной лифтовой колонны D_{olk})

Скважинами-кандидатами для удаления жидкости с использованием технологии эксплуатации обводняющихся газовых скважин по КЛК являются скважины с дебитом газа, недостаточным для непрерывного выноса жидкости. Для оценки дебита газа, недостаточного для непрерывного выноса жидкости, производят расчет минимального дебита газа, ниже значения которого происходит накопление жидкой фазы на забое скважины.

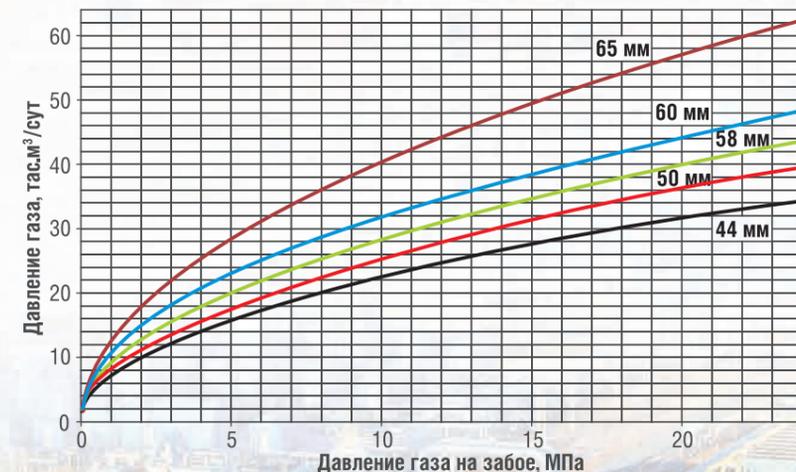
Минимальный дебит газа Q_{min} , тыс. м³/сут. вычисляют по формуле

$$Q_{min} = 86,4 \cdot V_{min} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{Z \cdot T}, \quad (1)$$

где V_{min} — минимальная скорость газа, необходимая для выноса жидкости, м/с, определяют по формуле:

$$V_{min} = 3,3 \left(\frac{g \cdot \sigma \cdot \rho_1^2 \cdot \sin \alpha}{\rho_2^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2)} \right)^{0,25}, \quad (2)$$

РИС. 4. Минимальное значение дебита газа при закрытом межкольцевом пространстве, при котором допустимо применение технологии (для различных диаметров центральной лифтовой колонны)



где d — внутренний диаметр ЛК, м;
 P — забойное давление, МПа;
 P_0 — давление в стандартных условиях, МПа;
 T_0 — температура в стандартных условиях, К;
 Z — коэффициент сверхсжимаемости газа на забое;
 T — забойная температура, К;
 g — ускорение свободного падения, м/с²;
 σ — коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м;
 ρ_1 — плотность жидкости, кг/м³;
 α — угол наклона ЛК к горизонту, град;
 ρ_2 — плотность газа на забое, кг/м³.

Если значение фактического дебита газа меньше расчетного значения минимального дебита газа, умноженного на коэффициент 1,05...1,10 при максимально допустимой депрессии на пласт, то такая скважина является кандидатом на использование КЛК для удаления жидкости с забоя.

Технологию КЛК применяют при устойчивом снижении дебита ниже критического значения, при котором жидкость не выносится из скважины, что приводит к самозадавливанию, либо при скоплении в скважине жидкости, которая не выносится при существующем режиме (рис. 3). Технологию применяют как самостоятельно, так и совместно с другими технологиями эксплуатации самозадавливающихся скважин.

Область самостоятельного применения технологии эксплуатации скважин по КЛК определяют граничным условием. Для выбранного Дцлк (внутренний диаметр труб центральной лифтовой колонны), при закрытом межтрубном кольцевом пространстве (МКП) в рабочем диапазоне возможных колебаний давления в газосборном коллекторе, дебит газа по ЦЛК должен превышать значение минимального дебита, при котором происходит вынос жидкости, в 1,1–1,2 раза (рис. 4). Если в указанных параметрах не обеспечивается вынос жидкости по центральной колонне, то технологию эксплуатации скважин по КЛК применяют совместно с другими технологиями эксплуатации обводняющихся газовых скважин.

ФАКТЫ

2000

года

технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам начали использовать на скважинах месторождений США и Канады

При уменьшении дебита газа по ЦЛК ниже критических значений и нестабильной работе скважины из-за скопления жидкости на забое рекомендуется использовать ПАВ (в соответствии с технологическим регламентом на применение ПАВ).

Технология КЛК может применяться в пескопроявляющих скважинах. В таких скважинах рекомендуется провести работы по креплению призабойной зоны пласта (ПЗП) во время КРС, связанной с реконструкцией скважины. Депрессия на пласт не должна превышать максимальное значение, определенное по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) после реконструкции.

Далее приведен алгоритм расчета режимов работы скважин, оборудованных концентрической лифтовой колонной.

1. Основные исходные данные для расчета:

- давление в пласте абсолютное $P_{пл}$, МПа;
- давление в газосборном коллекторе абсолютное $P_{кол}$, МПа;
- фильтрационные коэффициенты формулы притока газа к забою скважины a и b ;
- длина ЦЛК $L_{фт}$, м;
- внутренний диаметр труб ЦЛК $D_{вн}$, мм;
- внутренний диаметр труб внешней лифтовой колонны $D_{эк}$, мм;
- относительная плотность газа $\bar{\rho}$, кг/м³;
- температура газа: в пласте – $T_{пл}$, К; на устье – $T_{уст}$, К;
- верхний предельно допустимый по геолого-техническим условиям дебит скважины Q_{max} , тыс. м³/сут.

2. Дополнительные данные для расчета и принятия решения при эксплуатации скважин по двухрядному концентрическому лифту:

- текущий дебит скважины Q , тыс. м³/сут;
- давление на устье скважины абсолютное $P_{гол}$, МПа;
- давление в кольцевом межтрубном канале на устье скважины абсолютное $P_{ст}$, МПа;
- дебит жидкости фактический или вычисленный $Q_{ж}$, м³/сут;
- плотность жидкости $\rho_{ж}$, кг/м³;
- состав жидкости: конденсат; вода конденсационная; вода пластовая;
- фактический коэффициент сопротивления ЦЛК $\lambda_{фт}$ и кольцевого межтрубного канала $\lambda_{ст}$;
- темп изменения пластового давления, МПа;
- темп изменения давления в сборном коллекторе, МПа;
- диапазоны изменения давления в сборном коллекторе в зависимости от фактического потребления газа в течение суток, в течение недели, в течение месяца, в течение квартала.

ФАКТЫ

На 20-50%

уменьшается рабочий дебит скважины при замене НКТ

3. Расчет дебита скважины при эксплуатации только по центральной лифтовой колонне.

Если скважина работает с дебитом равным или большим базового и пластовая вода поступает в небольшом количестве, то дебит скважины вычисляют по формуле (15), последовательно задавая численные значения давления на устье скважины. Шаг изменения давления устанавливают, исходя из конкретных условий.

4. Расчет дебита скважины при эксплуатации одновременно по ЦЛК и кольцевому межтрубному каналу:

- определяют эффективный диаметр по формуле (13);
- определяют дебит скважины по формуле (15), заменив в коэффициенте сопротивления ствола скважины D на $D_{эф}$, вычисленный по формуле (8);
- определяют необходимое значение базового дебита по ЦЛК по формуле (16), при этом значение приведенного параметра Фруда, обеспечивающего минимальные потери давления или дебит, необходимый для непрерывного выноса жидкости, определяется экспериментально в зависимости от диаметра и качества труб, наличия и свойств жидкости (вода пластовая или конденсационная, конденсат, их смеси). Для приближенных расчетов можно использовать значение параметра Фруда, равное 500;
- вычисляют дебит газа по кольцевому межтрубному каналу по формуле (14);
- совместным решением методом приближений уравнений (4) – (12) определяют зависимость $Q = f(P)$.

При $P_{ст} > P_{гол}$ продолжают расчет при следующей величине $P_{гол}$.

При $P_{ст} \leq P_{гол}$ дебит по ЦЛК будет больше заданного, скважина выходит из режима регулирования. В этом случае величину дебита по кольцевому межтрубному каналу ограничивают по максимуму и далее продолжают расчет зависимости $P = f(Q)$.

5. Забойное давление $P_{заб}$, МПа, вычисляют по формуле:

$$P_{заб} = P_{ст} \cdot e^s, \quad (3)$$

где $P_{ст}$ – абсолютное давление газа на устье скважины в МКП при

движении газа только по ЦЛК (или давление газа на устье в затрубье при работе по ЦЛК и МКП одновременно), МПа;

S – безразмерный показатель, вычисляемый по формуле:

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L_{фт}}{z_{cp} \cdot T_{cp}}, \quad (4)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа;

$L_{фт}$ – длина ЦЛК, м;

z_{cp} – средний коэффициент сверхсжимаемости газа, соответствующий значению P_{cp} , МПа, вычисляемому по формуле

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_{заб} + \frac{P_{гол}^2}{P_{заб} + P_{гол}} \right), \quad (5)$$

где $P_{гол}$ – давление на головке абсолютное, МПа;

T_{cp} – средняя абсолютная температура газа в стволе скважины при движении газа от забоя до устья, К, вычисляемая по формуле:

$$T_{cp} = \frac{T_{гол} + T_{заб}}{2}, \quad (6)$$

где $T_{гол}$, $T_{заб}$ – соответственно температуры на устье и на забое, К.

6. Забойное давление $P_{заб}$, МПа, при движении газа по ЦЛК при дебите больше базового, вычисляют по формуле

$$P_{заб} = \sqrt{P_{гол}^2 \cdot e^{2S} + \xi \cdot Q_{фт}^2}, \quad (7)$$

где $Q_{фт}$ – фактический дебит скважины, тыс. м³/сут;

$P_{гол}$ – давление на устье абсолютное, МПа;

ξ – коэффициент сопротивления ствола скважины, вычисляемый по формуле:

$$\xi = 1,377 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d_{вн}^5} \cdot (e^{2S} - 1), \quad (8)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления ствола скважин.

Средний коэффициент сверхсжимаемости газа z_{cp} считается методом итераций с помощью аппроксимирующего полинома.

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_{2k}}{P_1 + P_{2k}} \right), \quad (9)$$

$$z_{cp} = z(\bar{P}, \bar{T}), \quad (10)$$

где P_{cp} – среднее давление абсолютное, МПа;

P_1 – давление на входе элемента (ствола, шлейфа и т.д.), МПа;

P_2 – давление на выходе элемента, МПа;

k – индекс, относящийся к i итерации.

$$\bar{P} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (11)$$

$$\bar{T} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}}, \quad (12)$$

где $P_{кр}$ и $T_{кр}$ – критические давление и температура, МПа и К.

ФАКТЫ

Технологию КЛК

применяют при устойчивом снижении дебита ниже критического значения, при котором жидкость не выносятся из скважины, либо при скоплении в скважине жидкости, которая не выносятся при существующем режиме

7. При движении газа по кольцевому межтрубному каналу для вычисления забойного давления по давлению в кольцевом межтрубном канале на устье скважины или коэффициента сопротивления кольцевого межтрубного канала в формулы (4) и (5) вводятся поправки.

Вместо $D_{вн}$ вводится эффективный диаметр $D_{эф}$, мм, для кольцевого межтрубного канала, который вычисляют по формуле:

$$D_{эф} = \sqrt{D_{эк}^2 - d^2}, \quad (13)$$

где $D_{эк}$ – внутренний диаметр труб внешней лифтовой (или эксплуатационной) колонны, мм.

Дебит $Q_{ст}$, тыс. м³/сут, газа по кольцевому каналу вычисляют по формуле:

$$Q_{ст} = Q_{скв} - Q_{б}. \quad (14)$$

Вместо давления на головке $P_{гол}$, МПа, вводят давление в кольцевом межтрубном канале $P_{ст}$.

8. Дебит скважины $Q_{скв}$, тыс. м³/сут, после удаления жидкости из ЦЛК вычисляют по формуле:

$$Q_{скв} = \frac{\sqrt{[P_{пл}^2 - P_{гол}^2 \cdot e^{2S}] \cdot [b + \xi \cdot z_{cp}^2 (e^{2S} - 1)] \cdot 4 + a^2 - a}}{2[b + \xi \cdot z_{cp}^2 (e^{2S} - 1)]}. \quad (15)$$

9. Зависимость потерь давления при движении газожидкостной смеси в вертикальной трубе от комплексного параметра Fr^* вычисляют по формуле:

$$Fr^* = 217 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{\bar{\rho}_г}{\bar{\rho}_ж} \cdot \frac{P_0}{g \cdot T_{ст}} \cdot B^2 \cdot Q^2 \cdot d^{-5}, \quad (16)$$

где Q – дебит газа, тыс. м³/сут; B – комплексный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$B = \sqrt{\frac{z \cdot T}{P}}, \quad (17)$$

$\bar{\rho}_г$, $\bar{\rho}_ж$ – относительные плотности газа и жидкости;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

T – температура газа, К;

P – давление газа абсолютное, МПа;

P_0 – стандартное давление, $P_0 = 0,1$ МПа;

d – внутренний диаметр трубы, м.

РИС. 5. Расчет критического дебита в программе ООО «НПФ «Вымпел»

Обсуждение результатов

Расчет рекомендуемого дебита ЦЛК для обеспечения эксплуатации скважины № 514 по технологии КЛК произведен по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [2] с использованием программного обеспечения ООО «НПФ «Вымпел» (рис. 5).

По результатам расчета минимальный критический дебит по ЦЛК составил 600 м³/час. Рекомендуемое значение для поддержания при эксплуатации – 700–750 м³/час. Согласно полученным значениям критического и рекомендуемого дебитов следует поддерживать режим эксплуатации скважины по этим параметрам с целью выноса жидкой фазы с забоя скважины.

В декабре 2013 г. скважина № 514 введена в работу и по настоящее время устойчиво эксплуатируется на УКПГ-5. За все время не было отмечено ни одного случая остановки скважины

ТАБЛИЦА 4. Средние параметры работы скважины № 514 за 2014–2019 гг.

Параметр	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Устьевое давление, МПа	1,29	1,19	1,18	1,12	1,02	0,91
Дебит скважины, тыс. м³/сут	52,9	70,6	67,9	65,3	68,9	80,6
Дебит газа по ЦЛК, тыс. м³/сут	18,4	18,6	18,5	18,4	15,4	15,3
Дебит газа по МКП, тыс. м³/сут	34,5	52,0	49,4	46,9	53,5	65,3
Скорость потока газа в ЦЛК, м/с	8,1	9,0	9,0	9,5	9,0	9,6
Скорость потока газа в МКП, м/с	2,1	3,9	4,2	3,4	4,3	4,9
Позиция РУД-02 МКП, % откp.	16,2	24,3	22,6	22,7	33,4	27,4
Расход жидкости, кг/час	36,7	25,8	44,8	55,5	75,7	25,0

по причине накопления жидкости на забое и снижения дебита газа. Вынос воды происходит автоматически через центральную лифтовую колонну под контролем технологического комплекса контроля и управления режимами работы газовых скважин. На 01.10.2019 г. накопленная добыча газа из скважины № 514 после оборудования КЛК по данным эксплуатационных рапортов составила 89,8 млн м³.

Для мониторинга режима эксплуатации в реальном времени обеспечена передача динамики значений расходных и термобарических параметров на АРМ УКПГ и в информационно-управляющую систему дистанционного управления (ИУС ДУ) ООО «Газпром добыча Уренгой». В табл. 4 представлены средние параметры работы скважины № 514 за 2014–2019 гг.

Для обеспечения безгидратного режима эксплуатации на линии ЦЛК и межколонному пространству (МКП) предусмотрена подача ингибитора гидратообразования (метанола). В состав комплекса управления КЛК входят двухфазный расходомер ДФР-01, расходомер газа «ГиперФлоу», регулирующее устройство дебита газовой скважины РУД-02, система подачи ингибитора СПИ-02.

При разработке залежей на истощение пластовой энергии забойные давления в скважинах постепенно снижаются, что приводит к снижению плотности газового потока. Таким образом, со снижением забойного давления значения минимально

необходимой скорости газа для выноса жидкости возрастают вследствие изменения плотности газа.

В начале 2018 года минимально необходимая скорость газа для полного и непрерывного выноса жидкости с забоя скважины № 514 составляет уже 5,1 м/с, что на 86% ниже значения фактической скорости газа в ЦЛК. С целью оптимизации технологического режима работы скважины № 514 в марте 2018 года выполнен расчет оптимальных параметров эксплуатации скважины. Минимально необходимый дебит газа по ЦЛК составил 630 м³/час (15,1 тыс. м³/сут). С 3 апреля 2018 г. «уставка» дебита газа по ЦЛК была поэтапно снижена с 750 м³/час до 630 м³/час.

Таким образом, видно, что инновационная технология эксплуатации скважин по КЛК позволяет избежать глушения скважины и ее последующего ремонта с целью устранения скопления жидкости на забое, а расчетный алгоритм позволяет постоянно поддерживаемый в автоматическом режиме критический и рекомендуемый дебиты, при которых обеспечивается вынос жидкой фазы потоком газа.

Предложенную технологию возможно применять на месторождения отечественного и зарубежного осложненных фондов (активное разрушение забоя с накоплением жидкости), предварительно определив ключевые режимные параметры с помощью программного комплекса.

В результате проведенной корректировки при практически одинаковых устьевых давлениях произошло увеличение суммарного среднего дебита газа на 19% – с 62 до 74 тыс. м³/сут. Таким образом, мониторинг параметров эксплуатации скважины и своевременная корректировка алгоритма работы комплекса управления по КЛК позволили оптимизировать технологический режим скважины. Эта оптимизация будет применяться и в дальнейшем по мере снижения пластового давления.

В конце 2018 г. на скважине № 514 Уренгойского НКМ, оборудованной КЛК, были проведены испытания по моделированию управления технологическим режимом без применения автоматизированного технологического комплекса [11]. Испытания показали, что при соблюдении найденных режимных параметров скважина может устойчиво эксплуатироваться в газосборный коллектор как по МКП, так и одновременно по МКП и ЦЛК.

Наконец, внедрение технологии концентрического лифта обеспечило стабильную работу скважины № 514 без технологических продувок. Комплекс контроля и управления работой скважины по КЛК обеспечил надежную эксплуатацию малодобитной газовой скважины сеноманской залежи УНГКМ в условиях обводнения конденсационными водами. Реконструкция газовых скважин без глушения и их дальнейшая эксплуатация по концентрическим лифтовым колоннам обеспечит эффективную добычу газа из сеноманской залежи на поздней и завершающей стадиях разработки. ●

ФАКТЫ

89,8

млн м³

составила
накопленная добыча
газа из скважины
№ 514 после
оборудования КЛК

Литература

- Юшин Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море: учеб. пособие / Е.С. Юшин. – Ухта: УГТУ, 2019. – 292 с. : ил.
- Р Газпром 2-3.3-556-2011. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам. – М.: ОАО «Газпром», 2011. – 22 с.
- Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Корякин А.Ю., Гузов В.Ф., Донченко М.А., Шулятиков В.И. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей // Газовая промышленность – 2014. – № 3. – С. 85–88.
- Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Донченко М.А. Опыт эксплуатации скв. 514 сеноманской залежи Уренгойского НКМ, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами // Газовая промышленность – 2015. – № 5. – С. 85–88.
- СТО Газпром 2-2.3-1017-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона по концентрическим лифтовыми колоннами. – СПб.: Газпром, 2017. – 36 с.
- Шулятиков В.И., Гереш Г.М., Плосков А.А. Опыт применения и дальнейшие перспективы внедрения технологий и оборудования для контроля и эксплуатации скважин месторождений Большого Уренгоя // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса.: Сб. науч. тр. ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: «Издательский дом Недр», 2013. – С. 349–357.
- Дикамов Д.В., Шулятиков И.В., Мельников И.В. Особенности эксплуатации скважин по концентрическим лифтовыми колоннам на месторождении Медвежье // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России. – (Москва, 1–3 февраля 2010): Тезисы докл. VIII Всероссийской научно-технич. конф. посвященной 80-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: РГУ нефти и газа, 2010. – С. 164–165.
- Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Глухенький А.Г. и др. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения // Газовая промышленность, 2010. – № 2. – С. 76–77.
- Дикамов Д.В., Шулятиков И.В. Эксплуатация скважин по концентрическим лифтовыми колоннам: опыт и перспективы // Наука и техника в газовой промышленности. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – № 4. – С. 11–19.
- Дикамов Д.В., Минликаев В.З., Имшенецкий М.А., Шулятиков И.В. Особенности эксплуатации скважин по концентрическим лифтовыми колоннам // НЕФТЕГАЗ. – М.: Нефтегаз, 2011. – № 1. – С. 64–67.
- Рагимов Т.Т. Имитация работы газовой скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованной концентрической лифтовой колонной, без управляющего комплекса / Т.Т. Рагимов, Е.С. Юшин // Территория НЕФТЕГАЗ – 2020. – № 5–6. – С. 70–78.

KEYWORDS: *concentric lift column, gas production, liquid accumulation at the bottom, algorithm for calculating critical flow rate, software package.*

КАК ВЫДЕРЖАТЬ СРОКИ И СОХРАНИТЬ РЕПУТАЦИЮ: выбор поставщиков и первичная приемка крепежа при реализации проектов

ЗНАЧЕНИЕ ТАКИХ ОБЪЕКТОВ КАК «АРКТИК СПГ 2» И ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ МАЛЕИНОВОГО АНГИДРИДА (МАН В Г. ТОБОЛЬСК) СЛОЖНО ПЕРЕОЦЕНИТЬ. ЭТО НОВАЯ СТУПЕНЬ В РАЗВИТИИ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ. ЭТО НОВЫЙ ЭТАП В ОСВОЕНИИ ТЕХНОЛОГИЙ И ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА МИРОВОЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ЭТО НОВЫЙ УРОВЕНЬ КАЧЕСТВА, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЙ ОТЕЧЕСТВЕННОМУ ПРОДУКТУ НА РЫНКЕ СТРОИТЕЛЬСТВА. ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДОБНЫХ ОБЪЕКТОВ УДЕЛЯЕТСЯ САМОЕ ПРИСТАЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ ВЫБОРУ ПОСТАВЩИКОВ И АУДИТУ ПРОДУКТА

THE IMPORTANCE OF SUCH FACILITIES AS "ARCTIC LNG 2" AND MALEIC ANHYDRIDE PRODUCTION FACILITY (MAN IN TOBOLSK) CANNOT BE OVERSTIMATED. THIS IS A NEW STAGE IN THE DEVELOPMENT OF THE COUNTRY'S ECONOMY. THIS IS A NEW STAGE IN THE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGIES AND BEST PRACTICES OF THE GLOBAL PETROCHEMICAL INDUSTRY. THIS IS A NEW LEVEL OF QUALITY FOR DOMESTIC PRODUCT IN THE CONSTRUCTION MARKET. DURING THE CONSTRUCTION OF SUCH FACILITIES, THE CLOSEST ATTENTION IS PAID TO THE SELECTION OF SUPPLIERS AND THE AUDIT OF THE PRODUCT

Ключевые слова: крепеж, компания-застройщик, аудит материалов, металлоконструкции, входной контроль.

Хлапова Валерия Анатольевна

Руководитель отдела маркетинга ООО ЗВК «БЕРВЕЛ»

«БЕРВЕЛ» – современный завод высокопрочного крепежа и калиброванного проката в России с максимально полным циклом производства

УДК 657.6



В стратегических для экономики проектах нет места устаревшему и опасному подходу, когда о крепеже вспоминают в последний момент, выбирают самый доступный на рынке (как правило, низкого качества) и без надлежащей проверки приступают к его монтажу.

Компания-застройщик (NOVARCTIC SNC) при выборе поставщика высокопрочного крепежа для строительства «Арктик СПГ 2» не ограничивается проверкой документации.

Фото срезанной резьбы при испытании высокопрочной гайки на нормируемую пробную нагрузку согласно ГОСТ



В начале лета завод высокопрочного крепежа «БЕРВЕЛ» прошел проверку, охватывающую все этапы создания продукта, проводимую уполномоченными аудиторами NOVARCTIC SNC

Компания распространила процедуру аудита заводов-производителей металлоконструкций на всю цепочку поставщиков. Уполномоченные аудиторы NOVARCTIC SNC проводят полноценную проверку продукта с выездом на предприятие-производитель. Проверка охватывает все этапы создания продукта. В начале лета такую проверку прошел завод высокопрочного крепежа «БЕРВЕЛ» (и не только по этому объекту).

Повод задуматься: почему при строительстве передовых объектов столько ресурсов тратится на дорогостоящий аудит материалов?

Европейский менеджмент, который активно курирует вопрос качества на этих объектах, отлично понимает взаимосвязь между качеством материалов и комплектующих и экономической эффективностью проекта. Опыт строительства передовых объектов показывает, что проверка и испытание крепежа – это не дорогостоящая формальность, которую стоит обходить, а самая насущная необходимость. Здесь нет места «доверительности», из-за которой крепеж нередко становится узким местом на строительной площадке. Если в процессе строительства начнут «отстреливать» болты, то ценой такой халатности в лучшем случае будут сорванные сроки и дополнительные затраты, а в худшем – жизнь и здоровье людей. Испытание крепежа при первичной проверке – это способ не платить дважды. А если речь идет

о высокопрочном крепеже (особенно применяемого в экстремальных климатических условиях), то его проверкой рационально заниматься на заводе-изготовителе. Это позволяет получить максимум информации о продукте и выиграть время в случае обнаружения отклонения от технологии.

Еще одним доводом в пользу проверки крепежа является наличие на отечественном рынке низкокачественной продукции. Сотрудники завода «БЕРВЕЛ» постоянно анализируют крепежный рынок на предмет качества представленной продукции от

Проверка крепежа на соответствие заявленным характеристикам стала острой необходимостью на отечественном рынке. Верификация продукции потребителем не должна проводиться формально и лишь на основании документов, представленных производителем

других изготовителей. Современный лабораторный центр завода позволяет получить технический базис для подтверждения ситуации – на рынке слишком много крепежа низкого качества. Так в августе был проведен мониторинг предложения высокопрочных гаек. По результатам проверки образцы крепежа показали несоответствие заявленным характеристикам, было выявлено критическое нарушение технологии некоторыми производителями (см. фото). Это подтверждает, что вероятность

закупки некачественного продукта, к сожалению, значительна, и риск негативных последствий от его использования на строительной площадке велик.

Проверка крепежа на соответствие заявленным характеристикам стала острой необходимостью на отечественном рынке. Верификация продукции потребителем не должна проводиться формально и лишь на основании документов, представленных производителем. Рационально проводить такую проверку в месте изготовления продукта. Но если потребитель по каким-то причинам не может провести полноценный аудит и аттестацию поставщика, то учитывая огромную ответственность соединений на высокопрочном крепеже, необходимо, как минимум, проводить входной контроль поступающей продукции.

Если практика проверки крепежа пойдет по передовому пути и будет набирать распространенность на отечественном рынке, то изменится и сам рынок. Он будет вынужден реагировать на запрос потребителя и предлагать все более качественный продукт, который будет востребован при строительстве самых инновационных объектов. ●

KEYWORDS: fasteners, construction company, materials audit, metal structures, entrance control.

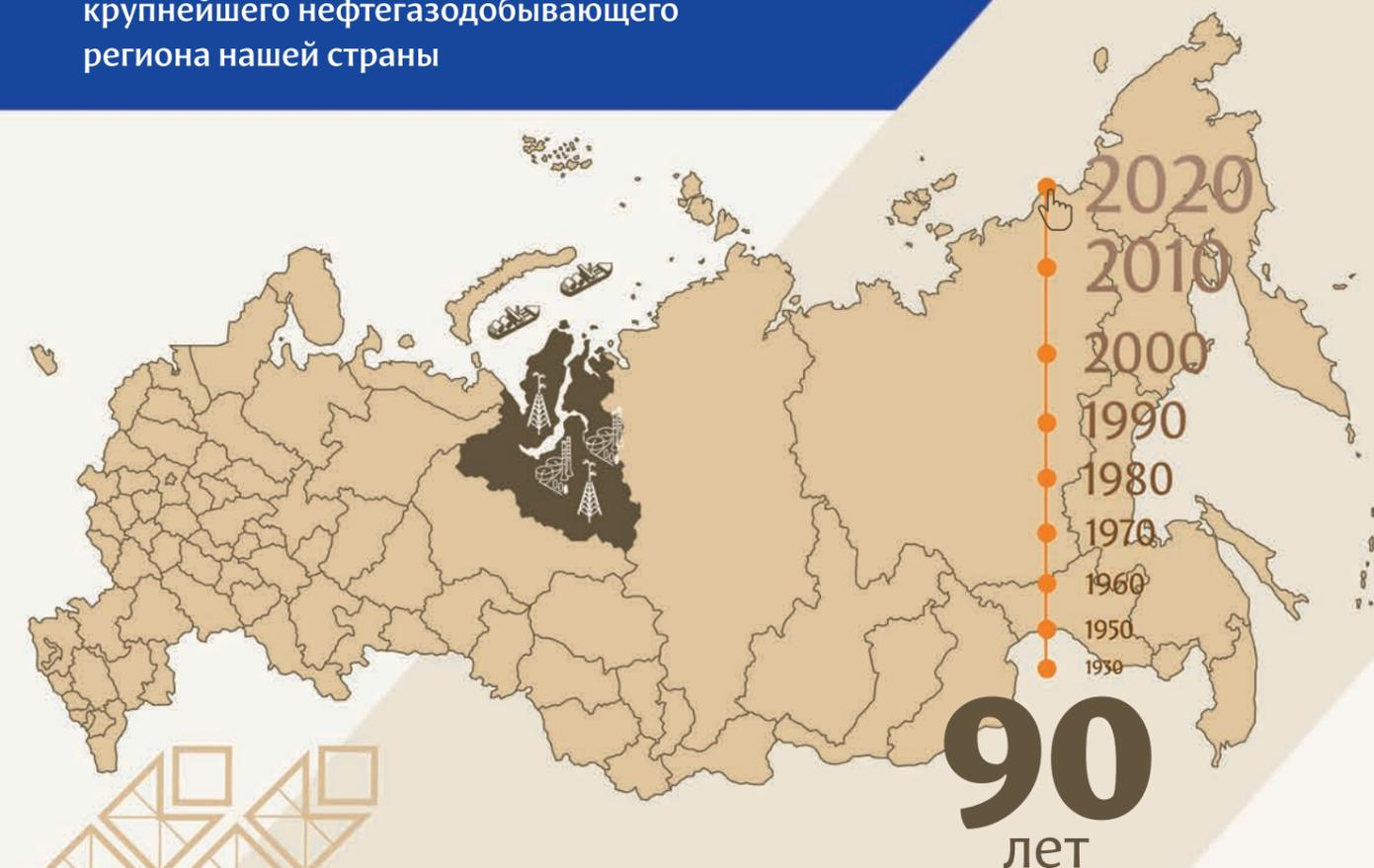
При поддержке правительства ЯНАО
и Минэнерго России

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли России

Медиапроект приурочен к 90-летнему юбилею ЯНАО –
крупнейшего нефтегазодобывающего
региона нашей страны

Интересный и познавательный
контент о добычи нефти и
газа в регионе для широкой
аудитории

Интерактивный информационный
ресурс, который будет пополняться
на протяжении всего юбилейного года



Интерактивная карта

Основные месторождения
углеводородов, компании ТЭК,
крупнейшие предприятия,
объекты транспортировки и
другие элементы нефтегазового
комплекса региона



Статьи и интервью

Редакционные статьи и новости
региона, актуальные интервью
с представителями власти и
руководителями крупнейших
отраслевых компаний,
работающих на Ямале



Компании

Материалы компаний,
которые вносят существенный
вклад в развитие
нефтегазовой
промышленности региона



Экспертные комментарии



Инвестиционные проекты ЯНАО



Объекты малых народов Севера

Медиапроект находится в открытом доступе
на www.yanao.neftegaz.ru



ГОСКОНТРАКТ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

БЫТУЕТ МНЕНИЕ, ЧТО ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С ГОСУДАРСТВЕННЫМИ ТЕНДЕРАМИ, САМЫМ СЛОЖНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОЦЕДУРА УЧАСТИЕ В ТОРГАХ, А В ЧАСТНОСТИ ПОБЕДА В ТЕНДЕРЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОГО КОНТРАКТА. КАКИЕ ПРОБЛЕМЫ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ ПРИ ИСПОЛНЕНИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО КОНТРАКТА?

THERE IS AN OPINION THAT WHEN INTERACTING WITH STATE TENDERS, THE MOST DIFFICULT PROCEDURE IS PARTICIPATION IN THE AUCTION, AND IN PARTICULAR, WINNING A TENDER AND CONCLUDING A STATE CONTRACT. WHAT PROBLEMS CAN ARISE DURING THE EXECUTION OF A GOVERNMENT CONTRACT?

Ключевые слова: государственный контракт, торги, тендер, судебная практика, подрядчик.

Аделина Мельк

руководитель
юридического отдела
ЮК ПРИОРИТЕТ

Государственные торги имеют много нюансов и подводных камней, которые могут лишить компанию возможности заполучить желаемый контракт, например, отказ в допуске в участии в торгах, признание победителя торгов уклонившимся от заключения контракта по процессуальным основаниям (нарушение сроков заключения контракта, непредоставление/ несвоевременное предоставление обеспечения исполнения контракта или предоставление ненадлежащего обеспечения и т.д.).

Вместе с тем, подрядчики чаще всего и не осознают, что с настоящими сложностями они могут столкнуться уже как-раз на этапе исполнения государственного контракта.

При этом правовые последствия, возникающих у подрядчика, при исполнении государственного контракта проблем, могут быть как материального, так и репутационного характера: взыскание штрафа и неустойки за нарушение сроков или качества выполненных обязательств по контракту, включение компании в реестр недобросовестных поставщиков (по факту расторжения

контракта в судебном или одностороннем порядке стороной заказчика) и т.п.

В настоящей статье мы попытаемся рассмотреть основные виды сложностей, с которыми может столкнуться подрядчик/поставщик при исполнении контракта, а также обозначим какие действия правового характера, необходимо осуществлять для защиты своих законных прав и интересов, а как следствие для минимизации возможных негативных последствий.

Итак, Вы заключили государственный контракт, с какими же сложностями, Вы можете столкнуться:

Заказчик не передает Вам объект (площадку для выполнения работ)

Очевидно, что для производства предусмотренных договором работ заказчик должен передать подрядчику объект или, как указали стороны в договоре – фронт работ. Установив в договоре срок для производства работ, стороны обусловили его исчисление фактом передачи фронта работ.

Указанные доводы подтверждаются в том числе и положениями п. 1 ст. 747 ГК РФ, согласно которым заказчик обязан своевременно предоставить для строительства земельный участок.

При этом, обращаясь с требованием о применении к подрядчику ответственности в виде договорной неустойки за несвоевременное окончание работ, заказчик обязан представить доказательства исполнения своей обязанности по передаче фронта работ (передаче объекта/строительной площадки), а в случае не предоставления указанных доказательств – у суда будут отсутствовать основания считать, что подрядчиком нарушен срок выполнения работ по договору и как следствия к подрядчику не могут быть применены штрафные санкции за нарушение сроков выполнения работ.

Исполнение контракта стало невозможным по независящим от Вас причинам (прекращение производства товара, который является предметом торгов, несоответствие технического задания/перечня необходимого к выполнению объема работ фактическим потребностям и т.п.)

В соответствии с положениями Федерального закона от 5 апреля 2013 г. № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» (далее – Закон о контрактной системе), в частности положениями частью 1 статьи 34 – контракт

заключается на условиях, предусмотренных извещением об осуществлении закупки и окончательным предложением участника закупки, с которым заключается контракт.

При этом, на практике часто возникают ситуации, при которых на момент подачи участником заявки на участие в торгах и на момент заключения контракта, Поставщиком планировалась поставка товара, полностью соответствующего техническому заданию к контракту.

Вместе с тем, в период сроков исполнения контракта, производитель может перестать производить определенный товар, изменить страну происхождения оборудования или иного товара, произвести модернизацию производимого оборудования с целью улучшения функциональных и технических характеристик оборудования.

Указанная модернизация изменяет в итоге ряд технических характеристик и конструктивных особенностей товара и соответственно лишает поставщика/подрядчика возможности исполнить контракт на заключенных условиях.

Согласно положениям п. 7 ст. 95 Закона о контрактной системе при исполнении контракта, допускается поставка товара или выполнение работы или оказание услуги, качество, технические и функциональные характеристики (потребительские свойства) которых являются улучшенными по сравнению с качеством и соответствующими техническими и функциональными характеристиками, указанными в контракте.

При этом Поставщик должен подтвердить и доказать заказчику соответствие предлагаемой, в качестве улучшенной альтернативы, к поставке продукции всем характеристикам и задачам продукции, указанным в контракте.

Однако внести изменения в контракт и согласиться на поставку улучшенного товара – является правом, а не обязанностью государственного заказчика и чаще всего заказчики отказываются на изменение предмета исполняемого контракта (в части изменения товара или его технических характеристик).

В этом случае, единственным способом решения указанной проблемы – является расторжение

контракта, который по-сути не может быть исполнен подрядчиком.

В соответствии с п. 8 ст. 95 Закона о контрактной системе, п. 1 ст. 450 ГК РФ, п. 1 ст. 451 ГК РФ расторжение контракта допускается по соглашению сторон или по решению суда в случае существенного изменения обстоятельств, из которых стороны исходили при заключении договора.

При этом, в соответствии с положениями законодательства (п. 2 ст. 451 ГК РФ), если стороны не достигли мирного досудебного соглашения об изменении договора в связи с существенно изменившимися обстоятельствами, договор может быть расторгнут или изменен судом, но исключительно при наличии одновременно следующих условий:

- 1) в момент заключения договора стороны не могли предвидеть изменения обстоятельств его исполнения;
- 2) изменение обстоятельств вызвано обстоятельствами от сторон обстоятельствами;
- 3) исполнение договора без изменения его условий нарушает интересы сторон и повлечет для заинтересованной стороны такой ущерб, что она в значительной степени лишилась бы того, на что была вправе рассчитывать при заключении договора;
- 4) из обычаев или существа договора не вытекает, что риск изменения обстоятельств несет заинтересованная сторона.

Заказчик не предоставляет Вам исходную информацию или документы, необходимые для исполнения контракта?

Согласно ст. 758, 759 ГК РФ по договору подряда на выполнение проектных и изыскательских работ заказчик обязан передать подрядчику задание на проектирование, а также иные исходные данные, необходимые для составления технической документации.

Кроме того, согласно ст. 762, п. 1 ст. 718 ГК РФ заказчик обязан оказывать содействие подрядчику в выполнении проектных и изыскательских работ в объеме и на условиях, предусмотренных в договоре.

При этом, при неисполнении заказчиком этой обязанности подрядчик вправе требовать возмещения причиненных убытков, включая дополнительные издержки, вызванные простоем, либо перенесения сроков исполнения работы, либо увеличения указанной в договоре цены работы.

Также на основании положений п. 1 ст. 719 ГК РФ подрядчик вправе не приступать к работе, а начатую работу приостановить в случаях, когда нарушение заказчиком своих обязанностей по договору подряда, в частности непредоставление материала, оборудования, технической документации, препятствует исполнению договора подрядчиком.

При этом в соответствии с п. 3 ст. 405, п. 1 ст. 406 ГК РФ, ст. 401 ГК РФ, п. 1 ст. 328 ГК РФ должник не считается просрочившим, пока обязательство не может быть исполнено вследствие просрочки кредитора, а кредитор считается просрочившим, если он отказался принять предложенное должником надлежащее исполнение или не совершил действий, предусмотренных законом, иными правовыми актами или договором либо вытекающих из обычаев делового оборота или из существа обязательства, до совершения которых должник не мог исполнить своего обязательства.

Кроме того, в соответствии с пунктом 10 Обзора судебной практики применения законодательства Российской Федерации о контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, утвержденного Президиумом Верховного Суда РФ 28.06.2017, при несоблюдении заказчиком действий, предусмотренных законом, иными правовыми актами или договором либо вытекающих из обычаев или существа обязательства, до совершения которых исполнитель контракта не мог исполнить своего обязательства, исполнитель не считается просрочившим, а сроки исполнения обязательства по контракту продлеваются на соответствующий период просрочки заказчика.

Таким образом, в случае если заказчиком фактически не исполняется предусмотренная законом и контрактом обязанность по своевременному предоставлению документов

и сведений, то подрядчик не может считаться просрочившим, так как обязательство не могло быть исполнено вследствие просрочки заказчика в соответствии с пунктом 3 статьи 405, пунктом 1 статьи 406 ГК РФ, а также пунктом 9 статьи 34 Закона о контрактной системе.

Заказчик необоснованно и незаконно уклоняется от приемки выполненных Вами работ или поставленного Вами товара

В соответствии с п. 10 ст. 95 Закона о контрактной системе заказчик вправе провести экспертизу поставленного товара, выполненной работы, оказанной услуги.

При этом в соответствии с п. 11 ст. 95 Закона о контрактной системе если заказчиком проведена экспертиза, решение об одностороннем отказе от исполнения контракта может быть принято заказчиком только при условии, что по результатам экспертизы поставленного товара, выполненной работы или оказанной услуги в заключении эксперта, экспертной организации будут подтверждены нарушения условий контракта, послужившие основанием для одностороннего отказа заказчика от исполнения контракта.

При этом, в случае Вашего несогласия с результатами проведенной заказчиком экспертизы – Вы всегда имеете право передать спор на рассмотрение арбитражного суда, с назначением судебной экспертизы и детальным изучением качества и объема фактически выполненных Вами работ или оказанных услуг.

Заказчик незаконно и необоснованно расторгает контракт в одностороннем порядке

В соответствии с п. 8 ст. 95 Закона о контрактной системе расторжение контракта допускается по соглашению сторон, по решению суда, в случае одностороннего отказа стороны контракта от исполнения контракта в соответствии с гражданским законодательством.

При этом согласно п. 9 ст. 95 Закона о контрактной системе

Заказчик вправе принять решение об одностороннем отказе от исполнения контракта по основаниям, предусмотренным Гражданским кодексом Российской Федерации для одностороннего отказа от исполнения отдельных видов обязательств, при условии, если это было предусмотрено контрактом.

При этом, в соответствии с п. 2. ст. 450 ГК РФ по требованию одной из сторон договор может быть изменен или расторгнут по решению суда только:

- 1) при существенном нарушении договора другой стороной;
- 2) в иных случаях, предусмотренных настоящим Кодексом, другими законами или договором.

Существенным при этом, признается нарушение договора одной из сторон, которое влечет для другой стороны такой ущерб, что она в значительной степени лишается того, на что была вправе рассчитывать при заключении договора.

Вместе с тем, часто решение о расторжении контракта в одностороннем порядке принимается государственным заказчиком необоснованно и незаконно, без наличия на того соответствующих оснований (т.е. без фактов допущения подрядчиком/поставщиком каких-либо существенных нарушений условий контракта и соответственно фактическим отсутствием основания для одностороннего расторжения Контракта.

В соответствии с п.13 ст.95 Закона о контрактной системе решение заказчика об одностороннем отказе от исполнения контракта вступает в силу и контракт считается расторгнутым через десять дней с даты надлежащего уведомления заказчиком поставщика (подрядчика, исполнителя) об одностороннем отказе от исполнения контракта.

При этом согласно п.14 ст. 95 Закона о контрактной системе установлено, что заказчик обязан отменить не вступившее в силу решение об одностороннем отказе от исполнения контракта, если в течение десятидневного срока с даты надлежащего уведомления поставщика (подрядчика, исполнителя) о принятом решении

об одностороннем отказе от исполнения контракта устранено нарушение условий контракта, послужившее основанием для принятия указанного решения.

В силу статей 153 и 154 Гражданского кодекса Российской Федерации указанное решение об одностороннем расторжении контракта являются односторонней сделкой, поскольку оно направлено поставщику с целью прекращения прав и обязанностей сторон по заключенному контракту.

Ввиду отсутствия правовых оснований для одностороннего отказа от исполнения Контракта, вышеуказанное решение заказчика об одностороннем отказе от исполнения Контракта можно признать в суде недействительным на основании статьи 167 Гражданского кодекса Российской Федерации.

С учетом изложенного, в случае если заказчик откажется в добровольном внесудебном порядке отменить необоснованно и незаконно принятое решение о расторжении контракта – поставщик/подрядчик имеют право обратиться в суд с заявлением об оспаривании указанного решения.

Вышеуказанная позиция поставщика/подрядчика о недействительности сделки об одностороннем отказе от исполнения контракта, подтверждается в том числе и сложившейся судебной практикой (в частности: решением Арбитражного суда г. Москвы от 15 июня 2018 года по делу № А40-26836/18, постановлением Десятого арбитражного апелляционного суда от 04 апреля 2018 года по делу № А401-69582/17).

С учетом изложенного, становится четко видно, что любые сложности, которые могут возникнуть у поставщика или подрядчика при исполнении государственного контракта, всегда можно решить, если оперативно и грамотно воспользоваться буквой закона – главное это демонстрация активного поведения защиты своих прав и законных интересов и осуществление действий, направленных на добросовестные попытки исполнения контракта. ●

KEYWORDS: government contract, bidding, tender, judicial practice, contractor.

СПГ проекты

Балтийский СПГ

- МОЩНОСТЬ:** 10 млн т с возможностью расширения до 15 млн т
- РАСПОЛОЖЕНИЕ:** порт Усть-Луга Ленинградской области
- ВВОД** в эксплуатацию 2022–2023 гг.
- Роль **РЕСУРСНОЙ БАЗЫ** будет выполнять не конкретные месторождения, а поставки из единой системы газоснабжения «Газпрома».
- СТОИМОСТЬ:** более 11 млрд долл.

Печора СПГ

- МОЩНОСТЬ** 4 млн т
- РЕСУРСНАЯ БАЗА** – Кумжинское и Коровинское месторождение НАО с общими запасами 165 млрд м³ газа по категории ABC1+C2.
- ОПЕРАТОР ПРОЕКТА** – совместное предприятие «Роснефти» и группы «Алтек»

Дальневосточный СПГ

- МОЩНОСТЬ:** 5 млн т в год с возможностью расширения до 10 млн т
- РЕСУРСНАЯ БАЗА:** месторождения проекта «Сахалин-1» – Чайво, Одопту и Аркутун-Даги с запасами 307 млн т нефти и 485 млрд м³ газа, которые разрабатываются консорциумом «Эксон Нефтегаз Лимитед» (по 30% – у ExxonMobil и японской Sodeco, по 20% – у «Роснефти» и индийской ONGC
- СТОИМОСТЬ:** 15 млрд долл.



Ямал СПГ

- МОЩНОСТЬ:** 16,5 млн т
- РЕСУРСНАЯ БАЗА:** Южно-Тамбейское месторождение полуострова Ямал с запасами 927 млрд м³ по классификации PRMS.
- ОПЕРАТОР:** компания «Ямал СПГ», ее акционерами являются «Новатэк» (с долей 50,1 %), Total (20 %), CNPC (20 %) и китайский Фонд шелкового пути (9,9 %).
- СТОИМОСТЬ:** 26,9 млрд долл.

Арктик СПГ-2

- Три очереди общей мощностью до 18 млн т
- РЕСУРСНАЯ БАЗА:** Утреннее месторождение с доказанными запасами 388,5 млрд м³, расположенное на соседнем с Ямалом Гыданском полуострове.
- ОПЕРАТОР:** «дочка» «Новатэка» «Арктик СПГ-2».
- ВЫХОД** на полную мощность 2026 г.
- СТОИМОСТЬ:** 25,5 млрд долл.

Сахалин-2

- Проект включает строительство и эксплуатацию технологических объектов мирового уровня для добычи и экспорта сырой нефти и природного газа, а также завод по производству СПГ мощностью 9,6 млн т
- РЕСУРСНАЯ БАЗА:** Лунское месторождение острова Сахалин
- ОПЕРАТОР ПРОЕКТА:** Sakhalin Energy, совладельцами которой являются «Газпром» (50 %), Shell (27,5 %), Mitsui (12,5 %) и Mitsubishi (10 %).
- Крупнейший в России проект на основе частных инвестиций

НОВЫЙ ПОДХОД К ПЕРЕРАБОТКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

В КОМПОНЕНТЫ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ И СЫРЬЕ ДЛЯ НЕФТЕХИМИИ

Белый Александр Сергеевич

Центр новых химических технологий ИК СО РАН,
Институт катализа СО РАН, заведующий
лабораторией, д.х.н., профессор

Голинский Дмитрий Владимирович

Центр новых химических технологий ИК СО РАН,
Институт катализа СО РАН, старший научный
сотрудник, к.х.н.

Виниченко Нина Витальевна

Центр новых химических технологий ИК СО РАН,
Институт катализа СО РАН, младший научный
сотрудник, к.х.н.

Казакова Ольга Алексеевна

Центр новых химических технологий ИК СО РАН,
Институт катализа СО РАН, младший научный сотрудник

Затолокина Елена Валерьевна

Центр новых химических технологий ИК СО РАН,
Институт катализа СО РАН, младший научный сотрудник

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ СОВМЕСТНОГО ПРЕВРАЩЕНИЯ АДсорбированного НА ПОВЕРХНОСТИ АЛЮМОПЛАТИНОВОГО КАТАЛИЗАТОРА ФОРМ МЕТАНА С Н-ПЕНТАНОМ В НЕОКИСЛИТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ. ИЗУЧЕНА РЕАКЦИОННАЯ СПОСОБНОСТЬ АДсорбированных Н-ДЕФИЦИТНЫХ ФОРМ МЕТАНА В ОБРАЗОВАНИИ БЕНЗОЛА ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С Н-ПЕНТАНОМ В ПРИСУТСТВИИ КАТАЛИЗАТОРА 0,5% Pt/ γ -Al₂O₃

THE RESULTS OF STUDIES ON THE CO-CONVERSION OF METHANE FORMS ADSORBED ON THE PLATINUM-ALUMINA CATALYST SURFACE WITH PENTANE UNDER NON-OXIDIZING CONDITIONS WERE PRESENTED IN THIS WORK. THE REACTIVITY OF H-DEFICIENT FORMS OF METHANE IN BENZENE FORMATION BY INTERACTION WITH PENTANE OVER 0.5% Pt/ γ -Al₂O₃ CATALYST WAS STUDIED

Ключевые слова: природный газ, метан, неокислительная конверсия, ароматические углеводороды, алюмоплатиновый катализатор, моторное топливо.

Задачи совершенствования базовых процессов производства моторных топлив современной нефтеперерабатывающей промышленности (крекинг, риформинг) в последние десятилетия состояли в увеличении глубины превращения сырья, росте октановых чисел, увеличении длительности рабочих циклов катализаторов. Однако сейчас стало очевидным, что в условиях ограниченных нефтяных ресурсов и роста цен на нефть использование природного газа для получения компонентов моторных топлив и сырья для нефтехимии является актуальной задачей. Разведанные мировые ресурсы природного газа огромны. По данным статистического обзора мировой энергии компании «British Petroleum» за 2019 год эти запасы составляют 198,8 трлн м³ [1]. В настоящее время природный газ в основном используется в энергетических целях – для получения тепла и электрической энергии [2, 3]. Такое нерациональное использование природного газа наносит вред экологии (метан и продукт его полного окисления – углекислый газ, являются парниковыми газами) и экономике.

Объемный состав природного газа в зависимости от месторождения изменяется следующим образом: метан – 55–99%, этан – 1–10%, пропан и бутаны – не более 10%, углеводороды C₅ и C₅₊ – 1–5%, остальное – азот, углекислый газ, сернистые соединения, гелий [4]. Химическая переработка природного газа осложняется высокой термодинамической стабильностью его основного компонента – метана.

Известно несколько способов термокаталитической конверсии метана в окислительных и бескислородных условиях [5]. На сегодняшний день в промышленных масштабах реализована технология ступенчатой окислительной конверсии метана «газ – в жидкость» (ГВЖ) (английский эквивалент – «gas to liquid» (GTL)) [6]. Основой этой технологии является получение из метана синтез-газа (смесь CO и H₂) с последующей его переработкой в синтетическую нефть (синтез Фишера-Тропша) или кислородсодержащие соединения. Несмотря на значительные успехи (конверсия CO не менее 80%, селективность по C₅₊ углеводородам не менее 50%), на территории России не существует масштабного современного производства синтетических моторных топлив по технологии ГВЖ. В первую очередь это связано

ФАКТЫ

198,8

Трлн м³

составляют разведанные
мировые запасы
природного газа

с тем, что стадия получения синтез-газа предполагает высокие капиталовложения и эксплуатационные затраты [6].

Привлекательным направлением неокислительной переработки природного газа является получение ароматических углеводородов из метана. Ароматические углеводороды являются высокооктановым компонентом автобензинов [7] и ценным сырьем для нефтехимии [8]. В 1993 году L. Wang с соавторами [9] предложили получать ароматические углеводороды путем прямой дегидроароматизации (ДГА) метана на цеолитных катализаторах при температурах ≥ 700 °C в неокислительных условиях. Существенными недостатками этого способа, которые останавливают его промышленное внедрение, являются низкие выходы целевого продукта и быстрая дезактивация цеолитсодержащей каталитической системы за счет образования отложений кокса при высоких температурах процесса [10].

С точки зрения термодинамики, превращение метана в присутствии других химических соединений является предпочтительным, поскольку оно может протекать при более низких температурах, чем прямая ДГА [11]. На сегодняшний день предприняты попытки повысить степень превращения метана и выход ароматических углеводородов путем совместной конверсии метана с алканами или алкенами [12–14]. Однако эти превращения также осуществлялись на цеолитных катализаторах, которые очень быстро теряют свою активность.



Коллективом авторов из Центра новых химических технологий ИК СО РАН, Института катализа СО РАН ведется разработка научных основ совместной переработки C_1 - C_4 углеводородных газов и жидких нефтяных фракций для получения компонентов моторных топлив и сырья для нефтехимии.

Способ конверсии метана в неокислительных условиях

Разработанный способ переработки метана (CH_4) в ароматические углеводороды (бензол и толуол) [15–16] в неокислительных условиях при умеренных температурах (475–550 °C) в присутствии алюмоплатинового катализатора (Pt/Al_2O_3) включает 2 этапа. На первом этапе в установке автоклавного типа на нанесенной платине происходит хемосорбция метана с образованием адсорбированных поверхностных углеводородных фрагментов (CH_x) и выделением в объем реактора водорода [17]: $CH_4 \rightarrow CH_x + H_2$. Второй этап – введение в реакционную среду (при температурах 475–550 °C) сорреагента/сорреагентов, находящихся в жидком агрегатном состоянии при стандартных условиях.

Выбор каталитической системы обусловлен тем, что катализатор Pt/Al_2O_3 является типичным катализатором процесса риформинга, который направлен на получение высокооктанового компонента автобензинов (риформата) и индивидуальных ароматических углеводородов [18].

В качестве модельного углеводорода был выбран *n*-пентан (C_5H_{12}). Выбор обусловлен тем фактом, что прямая ароматизация 1 моля *n*-пентана невозможна. Таким образом, ароматические углеводороды в системе могут быть получены как результат взаимодействий адсорбированных на поверхности катализатора углеводородных фрагментов CH_x с *n*-пентаном или за счет протекания вторичных реакций крекинга *n*-пентана. Кроме того, *n*-пентан термодинамически более стабилен, чем его гомологи C_{5+} . Следовательно, образование ароматических углеводородов при взаимодействии метана с C_{5+} алканами более благоприятно. Термодинамический анализ [19] возможных направлений превращения метана с *n*-пентаном ($V, T = const$) показал, что образование бензола и толуола по реакциям между CH_4 и C_5H_{12} возможно при температурах выше ~420 и ~507 °C соответственно. При этом образование толуола при взаимодействии метана с *n*-гексаном термодинамически вероятно при более низких температурах – выше ~427 °C.

При хемосорбции метана на поверхности катализатора (первая стадия) важной задачей является контроль степени дегидрирования CH_4 . Это необходимо для того, чтобы образующиеся на поверхности каталитической системы углеводородные частицы проявляли высокую реакционную способность в момент подачи сорреагентов в реактор (вторая стадия). Решение этой задачи заключается

ФАКТЫ

Метан

– основной компонент природного газа, осложняющий его химическую переработку из-за высокой термодинамической стабильности

в продуманном дизайне катализаторов и проведении превращений в оптимальных условиях.

Материалы и методы

Для исследования был синтезирован катализатор Pt/Al_2O_3 . Платину наносили на $\gamma-Al_2O_3$ из водного раствора H_2PtCl_6 из расчета 0,5% к массе носителя. Далее катализатор подвергали термической обработке по стандартной методике [20]. Содержание платины в приготовленном катализаторе контролировали методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (АЭС-ИСП). Размер частиц нанесенной платины оценивали методом просвечивающей электронной микроскопии высокого разрешения (ПЭМВР). Электронное состояние платины определяли методом инфракрасной спектроскопии диффузного отражения адсорбированного СО (ИКС ДО) на спектрометре «Shimadzu 8300» с приставкой DRS-8000 в соответствии с методикой, описанной в [20].

Хемосорбцию метана (>99,9 %об. Автогенный завод, Россия) изучали в диапазоне температур 25–550 °C. Образец катализатора загружали в обогреваемый автоклав, проводили предварительное восстановление в токе водорода (500 °C, 1 час), после чего для удаления с поверхности катализатора H_2 систему продували аргоном (2 часа при 500 °C и далее при плавном снижении температуры до 25 °C). При 25 °C в реактор подавали смесь метана и аргона (Ar – внутренний стандарт) при мольном соотношении $CH_4/Pt = 10/1$ [21]. При программируемом повышении температуры в реакторе производили периодический отбор газовых проб через каждые 25 °C. Разделение и анализ проб проводили на хроматографе «Кристалл Люкс-М» с двумя хроматографическими колонками и детекторами по теплопроводности. За температуру начала хемосорбции метана принимали температуру, при которой в реакторе было зафиксировано уменьшение

количества метана относительно изначально поданного количества CH_4 и обнаружен H_2 [17].

После изучения хемосорбции метана в реактор при температуре 550 °C подавали *n*-пентан (98,0 %мас., AppliChem, Германия) из расчета $C_5H_{12}/Pt = 1/1$ (мол.); время контакта (τ) – 60 с. Состав жидких и газообразных продуктов совместной конверсии метана (его адсорбированных форм) и *n*-пентана анализировали методом газовой хроматографии на хроматографах «Кристалл Люкс-М» и «Цвет-800». Также для сравнения в реактор с обработанным в аргоне катализатором (25–550 °C) подавали C_5H_{12} аналогично описанному выше способом и анализировали состав продуктов индивидуальной конверсии C_5H_{12} . Выход продуктов рассчитывали на массу поданного C_5H_{12} .

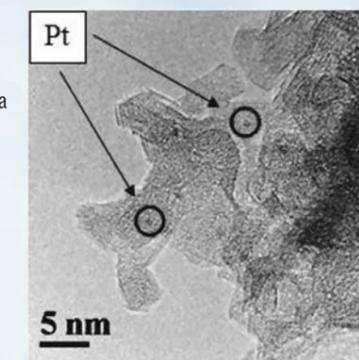
Содержание углеродных отложений на поверхности катализатора определяли методом кулонометрического титрования с использованием автоматического титратора «АН-7529».

Состав ароматических углеводородов, образующихся при совместном превращении меченого метана $^{13}CH_4$ (99,5 %об., Aldrich Chemistry, США) и *n*-пентана в присутствии катализатора 0,5% Pt/Al_2O_3 ($C_5H_{12}/Pt = 1/1$, $\tau = 60$ с) в неокислительных условиях анализировали методом хромато-масс-спектрометрии изотопных отношений ХМС $^{13}C/^{12}C$ [22].

Обсуждение результатов

По данным АЭС-ИСП содержание платины в образце катализатора составило $0,50 \pm 0,02$ % мас. На рис. 1 представлен электронно-микроскопический снимок катализатора. По данным ПЭМВР платина в катализаторе находится в высокодисперсном состоянии, средний

РИС. 1. Электронно-микроскопический снимок катализатора 0,5% Pt/Al_2O_3



ФАКТЫ

475 °C

– температура, при которой начинается хемосорбция метана в присутствии катализатора Pt/Al_2O_3 с содержанием платины 0,5% мас.

размер частиц равен ~1,1 нм (дисперсность ~100 %).

По данным ИКС ДО Pt в алюмоплатиновом катализаторе находится не только в металлическом состоянии (Pt^0), но и в виде форм $Pt^{\delta+}$ и Pt^{2+} . Эти формы имеют дефицит электронной плотности за счет сильного взаимодействия с носителем [23].

Установлено, что в присутствии катализатора Pt/Al_2O_3 с содержанием платины 0,5% мас. хемосорбция метана начинается при температуре 475 °C. Повышение температуры от 475 до 550 °C приводит к увеличению количества хемосорбированного CH_4 (n , моль) и выделившегося H_2 (m , моль) (рис. 2). Эти количества относили к содержанию платины в катализаторе: CH_4/Pt и H_2/Pt (мол.). Так, при 550 °C количество хемосорбированного метана составляет 1,7 моль CH_4 /моль Pt. Сверхстехиометрия адсорбции метана может быть обусловлена диффузией водорода с платины на носитель. Степень дегидрирования метана (атомное отношение H/C) рассчитывали по формуле: $H/C(ат.) = (4n - 2m)/n$. Показано, что увеличение температуры в реакторе приводит к росту степени дегидрирования метана (рис. 2).

После изучения хемосорбции метана на катализаторе 0,5% Pt/Al_2O_3 в реактор при температуре 550 °C подавали *n*-пентан. Обнаружено, что подача *n*-пентана к адсорбированному на катализаторе метану приводит к увеличению выхода ароматических углеводородов в 7,4 раза по сравнению с индивидуальным превращением *n*-пентана в присутствии

РИС. 2. Хемосорбция метана на катализаторе 0,5% Pt/Al_2O_3 ($CH_4/Pt = 10/1$ мол.)

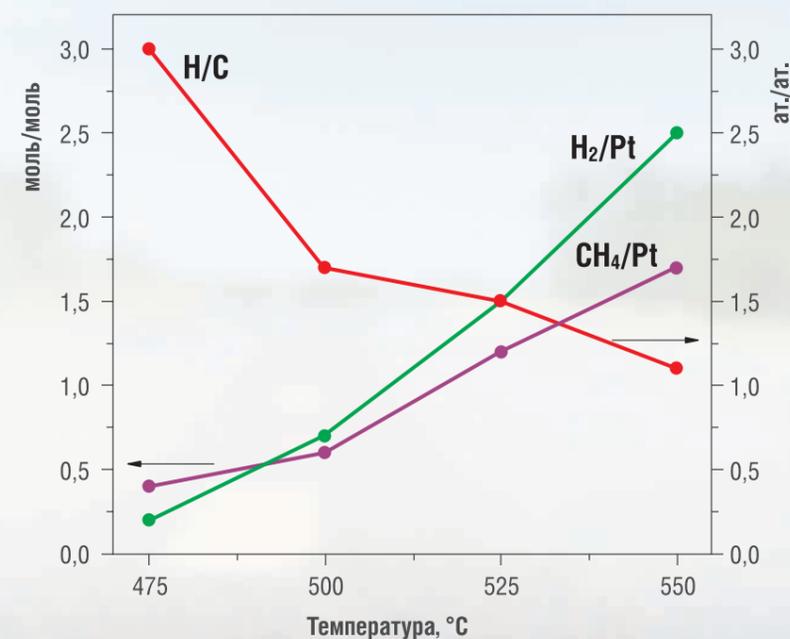


ТАБЛИЦА 1. Превращение *n*-пентана в присутствии катализатора 0,5%Pt/Al₂O₃ (550 °С)

Состав смесей продуктов	Выход, %мас.	
	<i>n</i> -пентан*	метан + <i>n</i> -пентан**
водород	1,7	2,3
метан	27,8	15,3
этан	7,2	3,2
пропан	5,7	2,5
бутаны	2,6	0
изо-пентан	0,6	0,5
<i>n</i> -пентан	36,2	38,0
бензол	2,2	19,1
толуол	0,8	3,1
углеродные отложения	15,2	16,0

Конверсия *n*-пентана: 63,8*; 62,0**

катализатора, термообработанного в среде аргона (таблица 1). Кроме того, наблюдаются существенные количественные различия в выходах C₁-C₄ углеводородных газов (таблица 1). Увеличение выхода ароматических углеводородов при совместном превращении адсорбированного метана и *n*-пентана по сравнению с индивидуальной конверсией *n*-пентана указывает на возможность образования новой связи C-C при взаимодействии адсорбированных на поверхности катализатора форм метана с C₅-углеводородом.

Для оценки реакционной способности адсорбированных на катализаторе 0,5%Pt/Al₂O₃ форм метана методом ХМС ¹³C/¹²C анализировали состав ароматических углеводородов, образующихся при совместном превращении меченого метана ¹³CH₄ и *n*-пентана. Установлено, что при 550 °С 39,8% полученного бензола содержат атом ¹³C, т.е. образуются с участием фрагментов ¹³CH_x (рис. 3). Остальные 60,2%

ФАКТЫ

39,8%

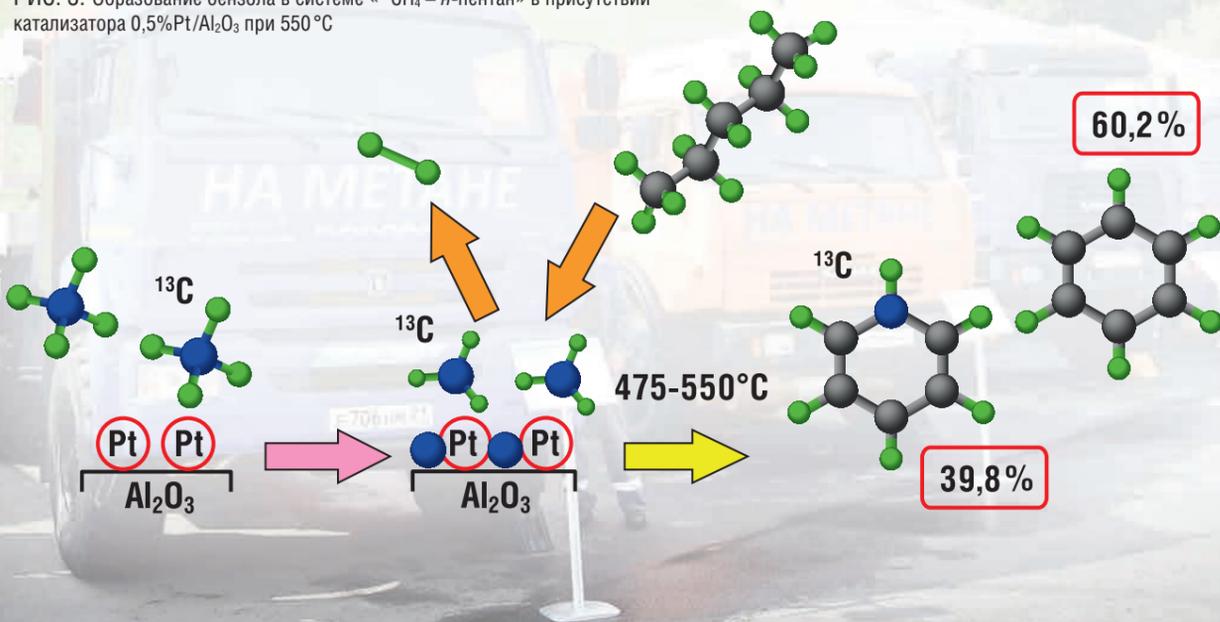
бензола, полученного при температуре 550 °С образуются с участием фрагментов ¹³CH_x

бензола, вероятно, образуются за счет протекания реакций крекинга *n*-пентана.

Ранее [20] с помощью метода ХМС ¹³C/¹²C с использованием ¹³CH₄ нами была установлена прямая корреляция между степенью дегидрирования метана и реакционной способностью углеводородных фрагментов (¹³CH_x) в образовании новых C-C связей при совместном превращении ¹³CH_x с C₅H₁₂ в неокислительных условиях. Показано, что уменьшение отношения Н/С адсорбированных на поверхности катализатора форм метана при увеличении температуры в реакторе приводит к потере их реакционной способности в реакциях образования ароматических углеводородов. В то же время участие CH_x-частиц в образовании ароматических углеводородов при 550 °С позволяет заключить, что на поверхности катализатора 0,5%Pt/Al₂O₃ вместе с Н-дефицитными формами (расчетное среднее значение Н/С=1,1 при 550 °С, рис. 2) присутствуют и активные менее дегидрированные углеводородные частицы.

Мы полагаем, что при взаимодействии C₅-углеводорода и CH_x-частиц в неокислительных условиях в присутствии алюмоплатинового катализатора образование переходного комплекса с числом атомов углерода >5 является важной стадией образования ароматических углеводородов.

РИС. 3. Образование бензола в системе «¹³CH₄ – *n*-пентан» в присутствии катализатора 0,5%Pt/Al₂O₃ при 550 °С



Дальнейшие превращения протекают по бифункциональному механизму [18] с участием металлических и кислотных центров катализатора. При этом важную роль играют формы платины, имеющие дефицит электронов (Ptⁿ⁺), которые ускоряют прямую C₆-циклизацию [23, 24].

По данным кулонометрического титрования содержание углеродных отложений на поверхности катализатора 0,5%Pt/Al₂O₃ после проведения адсорбционных и каталитических экспериментов составляет 0,1 %мас. Коксовые отложения на катализаторе Pt/Al₂O₃ после хемосорбции ¹³CH₄ и совместного превращения адсорбированных на катализаторе углеводородных фрагментов ¹³CH_x с *n*-пентаном анализировали методом ядерного магнитного резонанса на ядрах ¹³C [15, 22]. Установлено, что образующиеся коксовые отложения представляют собой наноразмерные кластеры графенов, которые содержат атомы ¹³C. Таким образом, эти структуры могли сформироваться как из адсорбированного метана, так и из предшественников ароматических углеводородов в результате их конденсации на поверхности катализатора.

Адсорбированные на поверхности алюмоплатинового катализатора водорододефицитные формы метана проявляют реакционную способность в образовании ароматических углеводородов при превращении с *n*-пентаном в диапазоне температур 475–550 °С в неокислительных условиях. При этом, чем выше расчетное среднее отношение Н/С углеводородных фрагментов, тем большее количество адсорбированных форм метана участвует в реакциях образования бензола и толуола. Дезактивация активных центров алюмоплатинового катализатора вызвана образованием коксовых отложений (графеновых структур), однако она протекает медленнее, чем дезактивация цеолитных катализаторов.

ФАКТЫ

Коксовые отложения,

образующиеся на катализаторе, представляют собой наноразмерные кластеры графенов, содержащие атомы ¹³C

Полученные результаты послужат основой для создания технологии совместной переработки углеводородных газов и жидких нефтяных фракций в ценные продукты потребления. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания Института катализа СО РАН (проект АААА-А17-117021450095-1).

Литература

1. Электронный ресурс. <https://www.bp.com>
2. B. Wang, S. Albarracín-Suazo, Y. Pagán-Torres, E. Nikolla // *Catalysis Today*. – 2017. – V. 285. – P. 147–158.
3. А.Г. Аншиц, Е.Н. Воскресенская // *Соросовский образовательный журнал*. – 1999. – № 9. – С. 38–43.
4. Черный И.Р. Производство сырья для нефтехимических синтезов, М.: Химия, 1983.
5. C. Karakaya, R.J. Kee // *Progress in Energy and Combustion Science*. – 2016. – V. 55 – P. 60–97.
6. В.З. Мордкович, Л.В. Синева, Е.В. Кульчаковская, Е.Ю. Асалиева // *Катализ в промышленности*. – 2015. – Т. 15. – С. 23–45.
7. Маслянский Г.Н., Шапиро Р.Н. *Каталитический риформинг бензинов*, Л.: Химия, 1985.
8. Гайле А.А., Сомов В.Е. *Варшавский О.М. Ароматические углеводороды. Выделение, применение, рынок*, СПб.: Химиздат, 2000.
9. L.S. Wang et al. // *Catalysis Letters*. – 1993. – V. 21. – P. 35–41.
10. S. Ma et al. // *Journal of Energy Chemistry*. – 2013. – V. 22. – P. 1–20.
11. J. Guo, H. Lou, X. Zheng // *Journal of Natural Gas Chemistry*. – 2009. – V. 18. – P. 260–272.
12. V.R. Choudhary, A.K. Kinage, T.V. Choudhary // *Science*. – 1997. – V. 275. – P. 1286–1288.
13. J.F. Liu, Y. Liu, L.F. Peng // *Journal of Molecular Catalysis A: Chemical*. – 2008. – V. 280. – P. 7–15.
14. T. Baba, Y. Abe // *Applied Catalysis A: General*. – 2003. – V. 250. – P. 265–270.
15. Д.В. Голинский и др. // *Российский химический журнал*. – 2018. – Т. LXII. – №№ 1–2. – С. 55–72.
16. Патент RU 2 655 927 C1.
17. M. Belgued et al. // *Catalysis Today*. – 1992. – V. 13. – P. 437–445.
18. Antos J., Aitani A.M., Parera J.M., *Catalytic Naphtha Reforming: Science and Technology*, Marcel Dekker inc, New York, 2004.
19. Жоров Ю.М. *Термодинамика химических процессов*, М.: Химия, 1985.
20. N.V. Vinichenko et al. // *Kinetics and Catalysis*. – 2018. – V. 59. – P. 378–385.
21. Н.В. Виниченко и др. // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2015. – Т. 23. – С. 701–704.
22. D.V. Golinskii et al. // *Kinetics and Catalysis*. – 2016. – V. 57. – P. 504–510.
23. A.S. Belyi // *Kinetics and Catalysis*. – 2008. – V. 49. – P. 562–567.
24. Паал З., Чичери Ж. *Каталитические реакции циклизации углеводородов*. М.: Мир, 1988.

KEYWORDS: natural gas, methane, non-oxidative conversion, aromatic hydrocarbons, platinum-alumina catalyst, motor fuel.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ

промышленной установки каталитического крекинга



**Ивашкина
Елена
Николаевна**
профессор
отделения
химической
инженерии, д.т.н.



**Иванчина
Эмилия
Дмитриевна**
профессор
отделения
химической
инженерии, д.т.н.



**Назарова
Галина
Юрьевна**
ассистент
отделения
химической
инженерии



**Орешина
Александра
Александровна**
аспирант

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет



**Калиев
Толеубек
Арыстанбекович**
старший
преподаватель,
кафедра «Химия
и химические
технологии»

Павлодарский государственный
университет им. С. Торайгырова

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПОЗВОЛЯЕТ ПРОГНОЗИРОВАТЬ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ВОВЛЕЧЕНИЯ В ПЕРЕРАБОТКУ СЫРЬЯ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА И ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛИФТ-РЕАКТОРА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА ЦЕЛЕВЫХ ПРОДУКТОВ КРЕКИНГА С УЧЕТОМ СОСТАВА СЫРЬЯ И КИНЕТИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ПРОЦЕССА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ

THE DEVELOPMENT AND APPLICATION OF A CATALYTIC CRACKING MATHEMATICAL MODEL ALLOW TO PREDICT THE FEASIBILITY OF INVOLVING IN THE PROCESSING OF RAW MATERIALS OF VARIOUS COMPOSITIONS FEEDSTOCK AND PROVIDEPREDICTION OF THE RISER PROCESS CONDITIONS IN ORDER TO INCREASE THE TARGET PRODUCTS YIELDS CONSIDERING THE FEEDSTOCK COMPOSITION AND KINETIC LAWS OF USED CATALYST

Ключевые слова: каталитический крекинг, состав сырья, кинетика, катализатор, технологический режим, бензин, газы крекинга, легкий газойль.

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 г. ожидается рост спроса на моторные топлива с одновременным снижением потребления мазута и прочих темных нефтепродуктов [1]. В связи с этим особую значимость приобретают процессы, углубляющие переработку нефти, в особенности процессы каталитического крекинга [2], позволяющие перерабатывать высокомолекулярное нефтяное сырье в бензиновые и дизельные компоненты моторного топлива и газы, представляющие интерес в качестве нефтехимического сырья.

Сырьем процесса крекинга являются вакуумные дистилляты, получаемые при вакуумной перегонке мазута, атмосферные газойли, мазуты, газойли коксования, висбрекинга, кубовые остатки гидрокрекинга, комбинации перечисленных потоков, их смеси с растительным сырьем и др.

В зависимости от типа сырья и назначения процесса существенно различаются конструкционные

особенности аппаратов, используемые катализаторы. Так, например, вовлечение в переработку тяжелого нефтяного сырья способствует усиленному коксообразованию, что приводит к повышению температуры катализатора на стадии регенерации. Поэтому в случае переработки утяжеленного нефтяного сырья для регулировки теплового баланса системы целесообразно использование многоступенчатой регенерации (RCC, R₂R), холодильников для катализатора (технологии НОС), улучшенной системы контактирования сырья и катализатора (MSCC) и пр.

В России сегодня широкое внедрение получили установки каталитического крекинга с лифт-реактором и использованием микросферических цеолитсодержащих катализаторов отечественных и зарубежных производителей различных марок.

Модификация катализаторов различными добавками при оптимизации его состава с учетом

специфики перерабатываемого сырья позволяет гибко реагировать на потребности рынка. Применение NEKTOR™ FCC Catalyst, REpLaCeR™ FCC Catalyst, GENESIS® FCC Catalyst, ACHIEVE® FCC Catalyst, Borotec™, BoroCat™, Defender™, Fortress™ NXT, Flex-Tec®, Endurance, AMBER™, GRANITE™, Upgrader™ обеспечивает увеличение селективности и поддержание активности в течение длительного периода эксплуатации, в том числе устойчивых к металлам.

Для максимизации выхода и октанового числа бензина используют каталитические композиции марок (ALCYON® FCC Catalyst, AURORA® FCC Catalyst, IMPACT® FCC Catalyst, NADIUS™ FCC Catalyst, Aegis™, NaphthaMax, Авангард (АО «Газпромнефть-ОНПЗ»), Октифайн (ООО «КНТ групп») и др.), адаптированных к составу перерабатываемого сырья [3–5].

Ввиду растущей потребности в дизельном топливе широкое применение, особенно в странах Европы и Америки, получили катализаторы для максимизации выхода средних дистиллятов (DieseliseR™ FCC Catalyst, MIDAS® FCC Catalyst, NaceR™ FCC Catalyst, ResidCrackeR™ FCC Catalyst, Boroflex™, Aegis™, Stamina™, HDXtra™, UPGRADER™ MD, AMBER™ MD). В работе [6] предложена усовершенствованная система крекинга углеводородов направленная на максимизацию производства среднего дистиллята (примерно 150–380 °С). Конструктивной особенностью установки является использование одного устройства для многоступенчатой

регенерации катализатора и двух лифт-реакторов для крекинга углеводородного сырья на частично регенерированном катализаторе (атмосферные, вакуумные газойли, их смеси с остаточным сырьем и др.) и рециркулированного сырья на полностью регенерированном катализаторе (кубовые продукты, полученные из первого лифт-реактора) соответственно.

Для обеспечения высокого выхода легких алкенов значительное число исследований направлено на максимизацию выхода пропилена [7, 8] (PMC™ FCC Catalyst, ProtAgon™ FCC Catalyst, MaximumPropyleneSolution (MPS), AFX™, бутилена (Fourte™, Action®), а также снижение содержания серы в продуктах в связи с ужесточением экологических требований к моторному топливу (SuRCA® FCC Catalyst). Добавка на основе цеолита ZSM-5 способствует увеличению выхода легких алкенов вследствие малой скорости массопереноса водорода, т.е. минимизируется насыщение молекул олефинов и усиливается крекинг алкенов в газы. Присутствие цеолита ZSM-5 снижает действие реакции переноса водорода и способствует изомеризации как алкенов, так и алканов, кроме этого, n-алканы при крекинге подвергаются ароматизации [9].

Учитывая постоянно изменяющиеся потребности рынка, гибкость используемых в промышленности технологий, обеспечивает непрерывная корректировка

технологических режимов эксплуатации катализаторов.

Поэтому в настоящее время в нефтепереработке и нефтехимии остро назрела потребность в интеллектуализации производства на базе новых цифровых технологий, которая основана на создании и масштабном применении математических моделей реакторных процессов, построенных на основе физико-химических закономерностей превращений углеводородов, а значит, обладающих прогностическим потенциалом при переходе на другой тип сырья и катализатора или изменении технологических условий.

Системный анализ и математическое моделирование химико-технологических процессов является базой для создания передовых цифровых технологий и фундаментальных математических моделей в области переработки углеводородного сырья, направленных в конечном итоге на повышение эффективности вновь создаваемых и действующих производств.

Кроме того, создание фундаментальных математических моделей процессов глубокой переработки вакуумных газойлей в высокооктановые бензины, дизельное топливо и ценные газы экономически целесообразно в связи с трудностью проведения экспериментов на крупнотоннажных предприятиях. Прогнозирование работы реальной промышленной установки при изменении параметров процесса должно основываться на фактических данных работы установки и эксплуатации катализаторов. Математические модели являются мощным инструментом, который позволяет учитывать различие активности, селективности и стабильности промышленных катализаторов по численным



УДК 665.64.004

значениям констант скоростей протекания реакций [10–17].

В статье показаны основные этапы и направления использования математической модели процесса каталитического крекинга. Применение модели обеспечивает прогнозирование режимов работы лифт-реактора для увеличения выхода целевых продуктов крекинга с учетом состава сырья и кинетических закономерностей процесса с использованием различных катализаторов крекинга. Вместе с этим с применением модели возможно прогнозировать целесообразность вовлечения в переработку сырья различного состава.

Характеристика объекта исследования

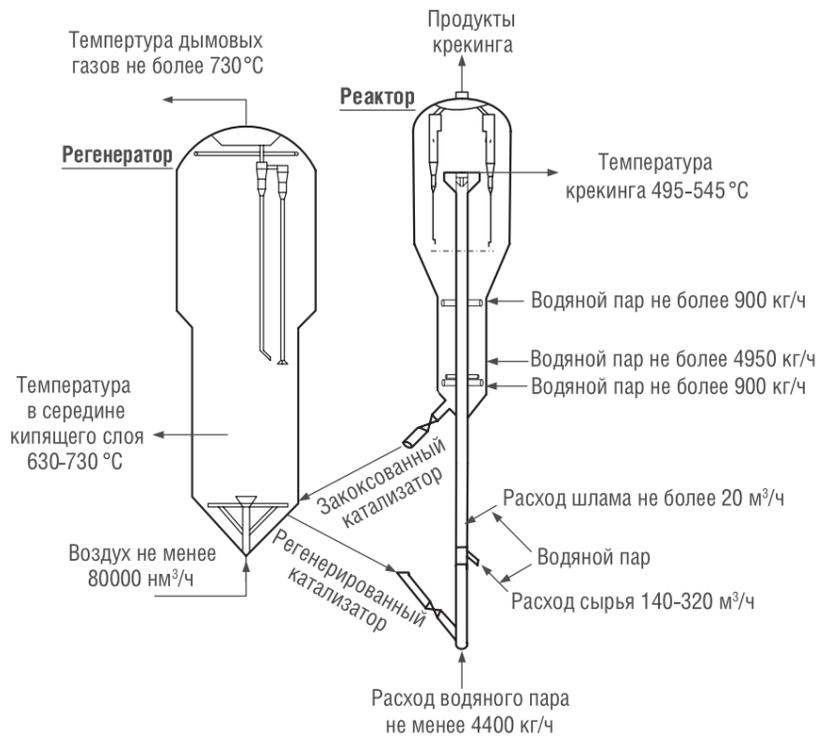
Установка каталитического крекинга вакуумного дистиллята предназначена для переработки высокомолекулярного нефтяного сырья в следующие продукты: сухой газ, пропан-пропиленовая фракция, бутан-бутиленовая фракция, бензиновая фракция, легкий газойль (фр. 195–340 °С), тяжелый газойль (фр. более 340 °С) и кокс, используемый для обеспечения теплового баланса работы реакторно-регенераторного блока (рисунок 1).

В качестве катализатора на установке используют микросферический катализатор с насыпной плотностью 0,872–0,877 г/см³ и объемом пор 0,419–0,423 см³/г, активность катализатора не менее 72–76 %.

Оптимизация работы установок каталитического крекинга является многофакторной задачей, поскольку тепловой баланс системы реактор-регенератор обеспечивается при сгорании кокса, осажденного на катализаторе в ходе реакционного процесса, и определяется характеристиками перерабатываемого сырья и катализатора и технологическими режимами работы аппаратов.

Созданная коллективом Томской научной школы методология предполагает проведение исследований по следующей цепочке: неравновесная термодинамика – кинетика – реактор – технологическая схема – база данных и база знаний – интеллектуальная компьютерная система [12–20].

РИС. 1. Реакторно-регенераторный блок каталитического крекинга



Математическое моделирование

Построение адекватной математической модели основано на комплексном подходе при проведении лабораторных, численных и экспериментальных исследований сырья, продуктов и катализаторов крекинга, обеспечивающих установление и учет характеристик и состава перерабатываемого сырья, термодинамических и кинетических закономерностей реакций в лифт-реакторе с участием высокомолекулярных углеводородов, а также закономерностей изменения активности катализатора.

Сегодня актуально создание математической модели, пригодной для прогнозирования состава бензина, кокса и газов крекинга, как с точки зрения оптимизации процессов компаундирования бензинов, так переработки сырья по нефтехимическому варианту.

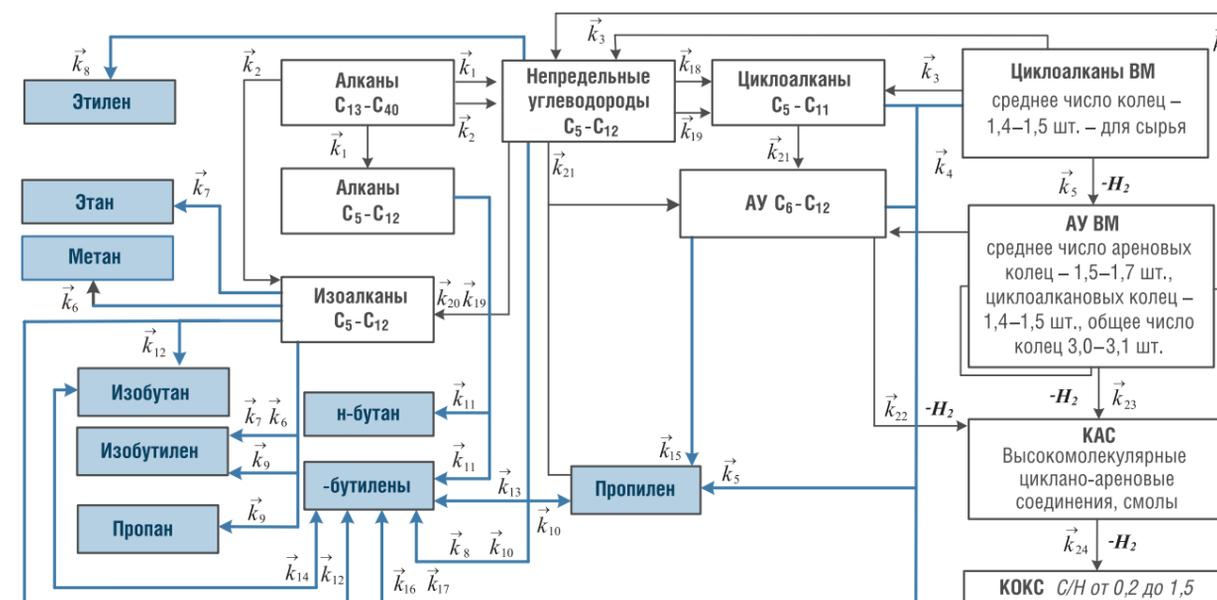
В основе модели положены кинетические уравнения, записанные на основании разработанной схемы превращений углеводородов, что обеспечивает учет состава сырья и особенностей применяемых катализаторов при прогнозировании выхода и состава продуктов крекинга.

Комплекс исследований с использованием лабораторной базы ТПУ и теории функционала плотности DFT [17] обеспечили создание формализованного описания механизма реакций крекинга (рисунок 2), что позволило упростить математическое описание сложного многокомпонентного процесса.

Разработанная ранее формализованная схема превращений углеводородов в процессе каталитического крекинга [19], ориентированная на прогнозирование группового состава бензиновой фракции, содержания ППФ (пропан-пропиленовая фракция) и ББФ (бутан-бутиленовая фракция) в жирном газе и кокса, дополнена реакциями образования индивидуальных компонентов газов крекинга. Схема учитывает первичные и вторичные реакции крекинга, приводящие к образованию бензина крекинга и газовых компонентов, являющихся ценным сырьем для нефтехимической промышленности, а также реакций, приводящих к коксообразованию, что обеспечивает прогнозирование количества кокса и учет дезактивации катализатора при моделировании процесса.

Математическая модель представлена системой обыкновенных дифференциальных

РИС. 2. Кинетическая схема каталитического крекинга, дополненная реакциями, приводящими к образованию газов крекинга



ФОРМУЛА 1

$$\begin{cases} \frac{dC_i}{d\tau} = \sum_{j=1}^{24} (\pm \psi \cdot (\vec{W} - \vec{W}_j)) \\ \rho_{см} C_{см} = \frac{dT}{d\tau} = \sum_{j=1}^{24} (\pm \psi \cdot ((\Delta_r \vec{H}_T^0) \cdot \vec{W})_j - ((\Delta_r \vec{H}_T^0) \cdot \vec{W}_j)) \end{cases}$$

начальные условия $T_0 = T_{н.р.}, C_i = C_{i,0}$

где C_i – концентрации i -ой группы углеводородов, моль/м³; τ – время контакта, с; j – порядковый номер реакции; ψ – параметр дезактивации катализатора, учитывающий влияние кокса, никеля и ванадия; $\psi = A$ – для реакций каталитического крекинга, $\psi = A_{H_2}$ – для реакций дегидрирования, ароматизации, конденсации и коксообразования; T – температура потока, К; \vec{W}, \vec{W}_j – скорости прямой и обратной реакции, моль/(см³); $(\Delta_r \vec{H}_T^0)_j, (\Delta_r \vec{H}_T^0)_j$ – тепловой эффект прямой и обратной реакций, кДж/моль; $\rho_{см}, C_{см}$ – плотность, теплоемкость потока, кг/м³, кДж/кгК; $T_{н.р.}$ – температура теплового равновесия сырья и катализатора, К

уравнений материального и теплового баланса реактора идеального вытеснения, поскольку скорость газа (~3,2–9,2 м/с) значительно превышает скорость, достаточную для взвешивания твердых частиц, величина диффузионного критерия Пекле $\rightarrow \infty$ (формула 1).

Разработанная модель процесса каталитического крекинга учитывает изменение углеводородного состава перерабатываемого сырья, обратимую и необратимую дезактивацию катализатора [20], а также основные параметры технологического режима работы лифт-реактора. Модель обладает высоким прогностическим потенциалом в отношении выхода и состава продуктов, поскольку учитывает

основные реакции превращений углеводородов с образованием групповых компонентов бензина, индивидуальных компонентов газа крекинга и кокса.

Ниже представлены основные направления использования математической модели, как инструмента для прогнозирования и оптимизации действующих производств.

Оценка целесообразности вовлечения различных видов сырья

Применение модели позволяет прогнозировать показатели (выход продуктов, режим) промышленной установки каталитического крекинга при вовлечении в переработку различных видов сырья и сделать заключение о возможности их переработки. Было исследовано влияние трех видов сырья на выход и состав продуктов крекинга и кокса при прочих равных условиях:

- ВД-ЗС – вакуумный газойль из западносибирской нефти;
- ВД-ЗС+КАЗ – вакуумный газойль из смеси казахстанской и западносибирской нефти;
- ВД+ОС – смесь вакуумного газойля с остаточным сырьем (экстракты, гачи).

Результаты прогнозных расчетов представлены на рисунке 3.

ТАБЛИЦА 1. Физико-химические показатели и состав сырья для расчетов по модели

Свойство, состав	ВД-ЗС	ВД-КАЗ+ЗС	ВД+ОС
Плотность при 15 °С, г/см ³	0,9052	0,8925	0,913
Содержание насыщенных углеводородов, % мас.	58,6	63,9	60,2
Содержание ароматических углеводородов, % мас.	38,6	33,5	32,6
Содержание спиртобензольных смол, % мас.	2,8	2,6	7,2

РИС. 3. Прогнозирование выхода продуктов при переработке сырья различного состава

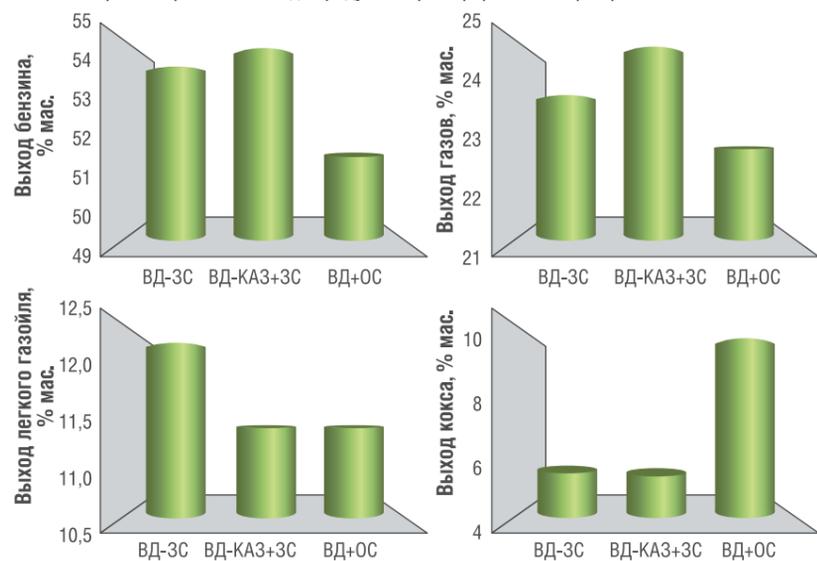


ТАБЛИЦА 2. Характеристика катализаторов крекинга

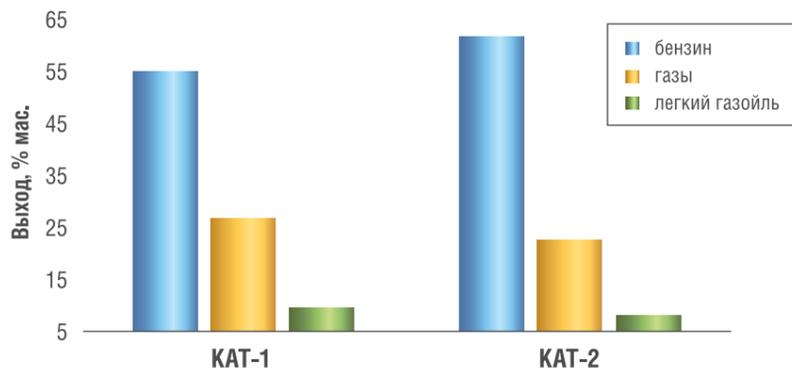
Характеристика	КАТ-1	КАТ-1
Насыпная плотность, г/см ³	0,872–0,877	0,720–0,790
Объем пор, см ³ /г	0,419–0,423	0,454–0,486
Активность, не менее	72–76	75–78

На основании результатов прогнозных расчетов определено, что вовлечение в переработку вакуумного газойля из смеси казахстанской и западносибирской нефти обеспечивает наибольший выход бензина и газов крекинга (54,7 и 24,8% мас.) с высоким октановым числом (92,7 п.). Вакуумный дистиллят из западносибирской нефти характеризуется большим содержанием ароматических углеводородов и также обеспечивает высокий выход бензина (54,1% мас.), при этом является также более благоприятным для производства дизельной фракции (12,3% мас.). Октановое число бензина составило 93,5 п. Выход кокса составляет 5,6 и 5,4% мас.

Вовлечение в переработку смеси вакуумного газойля и остаточного сырья (ВД-ОС) является нецелесообразным, поскольку наблюдается усиленное коксообразование на катализаторе (выход и содержание на катализаторе кокса составляет 10,4 и 1,14% мас.), превышающие допустимые значения для рассматриваемой установки вследствие высокого содержания смолистых компонентов

(7,2% мас.), которые с высокой скоростью конденсируются с образованием коксовых структур и практически не крекируются в условиях каталитического крекинга. Увеличение дезактивации катализатора существенно снизило выход бензиновой фракции – 51,5% мас. Снижение расхода шлама не обеспечит существенного снижения коксовой нагрузки на регенератор. С целью углубления переработки нефти целесообразно проведение прогнозных расчетов по модели для определения оптимального количества остаточного сырья в составе сырья крекинга.

РИС. 4. Результаты прогнозных расчетов по влиянию каталитической системы на выход целевых продуктов установки каталитического крекинга



Прогнозирование выхода продуктов с промышленной установки при замене каталитической системы

Применение математической модели позволяет прогнозировать выход и состав продуктов крекинга с учетом изменения активности и кинетических закономерностей различных катализаторов по численным значениям констант скоростей реакций. Характеристика катализаторов представлена в таблице 3, расчеты проведены при прочих равных условиях.

Прогнозные расчеты (рисунок 4) показали, что состав катализатора КАТ-1 обеспечивает снижение скоростей первичных реакций процесса ($k = 0,67–0,82$ отн. ед.), а также переноса водорода ($0,83–0,91$ отн. ед.) и увеличение вторичных реакций крекинга с образованием газовых компонентов. Вследствие интенсивного протекания реакций вторичного крекинга ($k = 1,05–2,95$ отн. ед.), выход бензина существенно ниже (55% мас.), относительно КАТ-2 (61,7% мас.), при этом его состав более обогащен алкенами за счет снижения реакций переноса водорода, увеличение содержания ароматических углеводородов обусловлено быстрым протеканием реакций диенового синтеза ($k = 2,11$ отн. ед.).

В свою очередь, КАТ-2 является наиболее благоприятным для производства бензина, снижая перекекинг и выход газовых компонентов. Замена каталитической системы на КАТ-2 обеспечит увеличение выхода бензина при снижении производства газов крекинга.

Прогнозирование выхода и состава продуктов при изменении основных параметров процесса

Основными параметрами технологического режима, обеспечивающими тепловой режим работы лифт-реактора являются температура и расходы сырья, водяного пара, регенерированного катализатора, влияя на температуру процесса, время контакта катализатора исырья и степень его превращения.

На тепловой режим работы реакторного блока оказывает влияние состав перерабатываемого сырья, определяя интенсивность реакций коксообразования и температуру катализатора после стадии регенерации.

С применением модели возможно оценить влияние температуры и расхода сырья, регенерированного катализатора и кратности его циркуляции на температуру крекинга, выход и состав продуктов при прочих равных условиях (рисунок 5). Расчеты выполнены для сырья ВД-ЗС+КАЗ с соотношением насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов и смол равным 0,73 п. С увеличением температуры регенерированного катализатора с 630 до 710 °С и кратности его циркуляции с 4 до 10 т кат./т сырья значительно возрастает температура крекинга с 481 до 550 °С, влияя на выход и состав продуктов.

В зависимости от температуры регенерированного катализатора на производстве осуществляют оптимизацию параметров режима работы лифт-реактора путем корректировки параметров кратности циркуляции и температуры сырья с учетом его расхода, определяемого в зависимости от экономических параметров нефтезавода и существующих на установке ограничений.

Влияние температуры крекинга на выход продуктов и состав бензина представлено на рисунках 6, 7 (при прочих равных условиях с использованием катализатора КАТ-1).

Прогнозные расчеты показали, что увеличение температуры процесса

РИС. 5. Влияние температуры регенерированного катализатора и кратности его циркуляции, температуры и расхода сырья, кратности циркуляции катализатора и температуры сырья на температуру крекинга

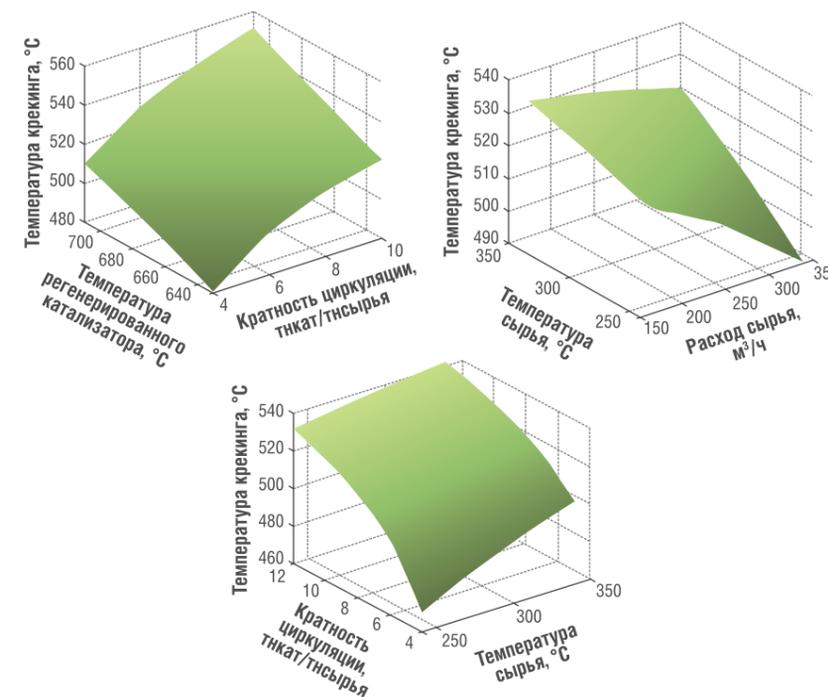


РИС. 6. Влияние температуры крекинга на выход продуктов

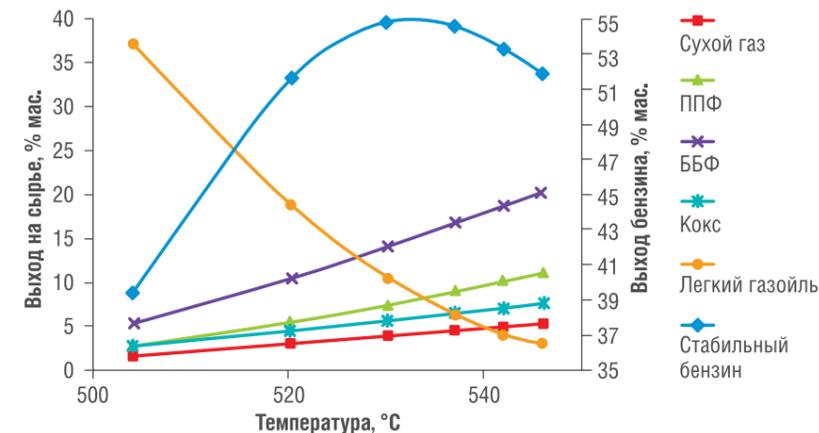
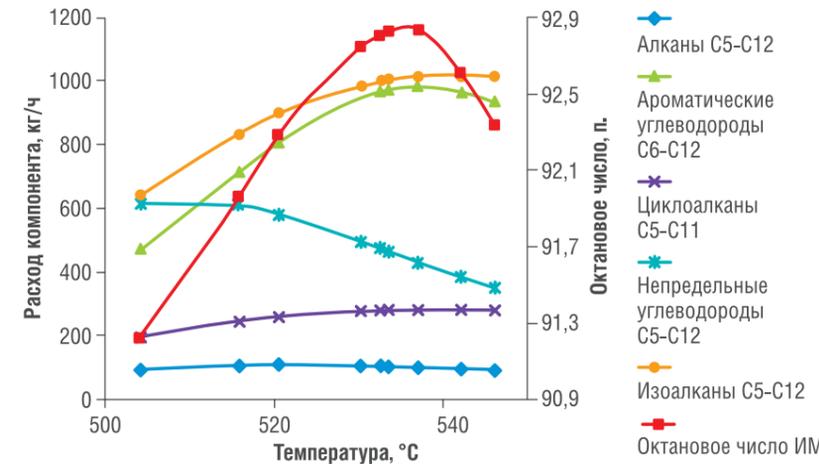


РИС. 7. Влияние температуры крекинга на расход компонентов бензина и его октановое число



с 500 до 545 °С способствует увеличению выхода газов крекинга (1,65–5,21 % мас. – сухой газ, 2,78–11,07 % мас. – ППФ и 5,35–20,29% мас. – ББФ) и кокса (2,86–7,65 % мас.).

Для выхода бензиновой фракции и октанового числа характерно наличие экстремума (55,0% мас., 92,8 п. – для ВД-ЗС+КАЗ и 54,6% мас. и 94 п – для ВД-ЗС), причем важно учитывать, что температура достижения максимального количества бензина изменяется в зависимости от состава сырья (532 и 535 °С).

Таким образом, выход и октановые характеристики бензина могут быть увеличены путем оптимизации температуры крекинга, принимая во внимание интенсивность коксообразования. При этом в области высоких температур существенным ограничением является усиленное коксообразование на катализаторе. Для увеличения выхода легкого газойля (до 23,7 и 25,8 % мас.) требуется снижение температуры крекинга до 515,8 и 514,6 °С – для ВД-ЗС+КАЗ и ВД-ЗС с учетом требуемого для обеспечения теплового баланса минимального выхода кокса.

Изучение механизма и кинетических закономерностей протекания каталитических реакций в промышленных условиях с использованием методов математического моделирования представляет собой в настоящее время базовое направление фундаментальных исследований в области каталитических процессов. Создание методологических основ моделирования сложных процессов нефтепереработки на основе сведений о кинетике и термодинамике реакторных процессов, в частности на основе фундаментальных математических моделей, является весьма интересной и важной научно-практической задачей. Новые математические модели нестационарных процессов глубокой переработки нефти в качестве нефтехимических продуктов находятся в русле решения задач в рамках направления Н1 Стратегии НТР РФ.

По существу разработанная математическая модель

каталитического крекинга, представляет собой цифровой двойник промышленной технологии глубокой переработки нефти, который построен на основе физико-химических закономерностей превращений высокомолекулярных углеводородов и индивидуальных компонентов бензиновой фракции и газов крекинга, а также учитывает нестационарность промышленного технологического процесса, вызванную динамическим изменением углеводородного состава перерабатываемого сырья и дезактивацией каталитических систем. Применение такого цифрового двойника позволяет повысить ресурсоэффективность промышленного производства и проводить большое число исследований по подбору оптимального состава сырья процесса, катализатора и технологических режимов для увеличения выхода целевых продуктов. Преимуществом разрабатываемых в ТПУ моделей является их высокая адаптивность под катализаторы и технологические задачи нефтеперерабатывающих предприятий. ●

Литература

1. Проект Энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] / Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>.
2. Н.К. Кондрашева, А.А. Бойцова. Переработка тяжелой нефти // *Neftegaz.ru*. 26.04.2016 г.
3. Микросферический катализатор крекинга «октифайн» и способ его приготовления [Текст]: пат. 2 522 438 Рос. Федерация: МПК7 В01J 29/16, В01J 37/04, В01J 37/08 / Бодрый А.Б. [и др.]; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью ООО «Компания "Новые технологии"». – № 2012139911/04; заявл., 18.09.2012; опубл. 10.07.2014, Бюл. № 19. – 7 с. – илл.
4. А.Б. Бодрый, И.Ф. Усманов, Н.С. Карпов, Г.Ф. Гариева. Разработка каталитических систем для установок каталитического крекинга с псевдооживленным слоем катализатора и опыт их промышленной эксплуатации [Электронный ресурс] // *Химическая техника*. – 2014. – № 8.
5. В.П. Доронин, П.В. Липин, Т.П. Сорокина. Влияние условий проведения процесса на состав продуктов при традиционном и глубоком каталитическом крекинге нефтяных фракций // *Катализ в промышленности*. – 2012. – № 1. – С. 27–32.
6. Способ максимального получения дистиллята на установках флюидкаталитического крекинга (УФКК) [Текст]: пат. 2606971 Рос. Федерация: МПК7 С07С 4/06, С10G 11/18 / ГБОРД30Е Е. [и др.]; заявитель и патентообладатель

ТЕКНИП ПРОЦЕСС ТЕКНОЛОДЖИ, ИНК. – № 2014113203; заявл. 15.11.2012; опубл. 10.01.2017, Бюл. № 36. – 5 с. – илл.

7. Глотов А.П. Обессеривающие добавки к катализаторам крекинга нефтяного сырья: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13. / Глотов Александр Павлович. – М., 2016. – 150 с.
8. O.V. Potapenko, V.P. Doronin, T.P. Sorokina, V.P. Talsi, V.A. Likhobov Transformations of thiophene compounds under catalytic cracking conditions // *Applied Catalysis B: Environmental*. – 2012. – Vol. 117–118. – P. 177–184.
9. J.R. Anderson, K. Fogar, T. Mole, R.A. Rajadhyaksha, J.V. Sanders Reactions on ZSM-5-type zeolite catalysts // *Journal of Catalysis*. – 1979. – Vol. 58, № 1. – P.114–130.
10. J.L. Fernandes, L.H. Domingues, C.I.C. Pinheiro, N.M.C. Oliveira, F.R. Ribeiro Influence of different catalyst deactivation models in a validated simulator of an industrial UOP FCC unit with high-efficiency regenerator // *Fuel*. – 2012. – Vol. 97. – P. 97–108.
11. R. Palos, A. Gutiérrez, M.L. Fernández, D. Trueba, J. Bilbao, J.M. Arandes Upgrading of heavy coker naphtha by means of catalytic cracking in refinery FCC unit // *Fuel Process. Technol.* – 2020. – vol. 205. – 106454.
12. G.F. Froment On fundamental kinetic equations for chemical reactions and processes // *Current Opinion in Chemical Engineering*. – 2014. Vol. 5. – P. 1–6.
13. G. Félix, J. Ancheyta Using Separate Kinetic Models to Predict Liquid, Gas, and Coke Yields in Heavy Oil Hydrocracking // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2019. – Vol. 58 (19). P. 7973–7979.
14. A. Vorobev, E. Khlebnikova Modelling of the rise and absorption of a fluid inclusion // *International J. Heat Mass Transfer*. – 2018. Vol. 125. – P. 801–814.
15. Y. Du, L. Sun, A.S. Berrouk, C. Zhang, X. Chen, D. Fang, W. Ren, Novel Integrated Reactor-Regenerator Model for the Fluidized Catalytic Cracking Unit Based on an Equivalent Reactor Network // *Energy and Fuels*. – 2019. – Vol. 33 (8). – P. 7265–7275.
16. W. Song, V. Mahalec, J. Long, M. Yang, F. Qian, Modeling the Hydrocracking Process with Deep Neural Networks // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2020. – Vol. 59 (7). – P. 3077–3090.
17. V. Chuzlov, G. Nazarova, E. Ivanchina, E. Ivashkina, Increasing the economic efficiency of gasoline production: Reducing the quality giveaway and simulation of catalytic cracking and compounding // *Fuel Process. Technol.* – 2019. – Vol.196.
18. E.D. Ivanchina, E.N. Ivashkina, V.A. Chuzlov, N.S. Belinskaya, A.Y. Dementyev, Formation of the component composition of blended hydrocarbon fuels as the problem of the multi-objective optimization. *Chem. Eng. J.* 383 (2020) 121283.
19. E. Ivanchina, E. Ivashkina, G. Nazarova, Mathematical modelling of catalytic cracking riser reactor // *Chem. Eng. J.* – 2017. – Vol. 329. – P. 62–274.
20. G. Nazarova, E. Ivashkina, E. Ivanchina, A. Oreshina, I. Dolganova, M. Pasyukova, Modeling of the catalytic cracking: Catalyst deactivation by coke and heavy metals // *Fuel Process. Technol.* – 2020.

KEYWORDS: catalytic cracking, feedstock composition, kinetics, catalyst, process conditions, gasoline, cracking gases, light gas oil.

90 ЛЕТ НА СТРОЙКАХ РОДИНЫ



КОКСОХИММОНТАЖ

В промышленном
строительстве
с 1930 года

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ИЗОМЕРИЗАЦИИ

пентан-гексановых фракций на НПЗ

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ, КОТОРЫЕ ОБОСНОВЫВАЮТ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ПРИ РАБОТЕ УСТАНОВОК С ОПТИМАЛЬНЫМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ ДОСТИГАЕТСЯ МАКСИМАЛЬНОЕ ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ ИЗОМЕРИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ МАКСИМАЛЬНЫЙ ВЫХОД, УВЕЛИЧИВАЕТСЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ РАБОТЫ КАТАЛИЗАТОРА, ВЛИЯНИЕ СОСТАВА СЫРЬЯ НА РАБОТУ УСТАНОВКИ, КАТАЛИЗАТОРА И НА ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ПРОДУКТА

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF MODELING THAT JUSTIFY THEIR USE IN INDUSTRY. WHEN PLANTS ARE OPERATED WITH OPTIMAL PROCESS PARAMETERS, THE MAXIMUM OCTANE NUMBER OF ISOMERISATION REACTION PRODUCTS IS ACHIEVED, AS WELL AS THE MAXIMUM YIELD, THE DURATION OF THE CATALYST OPERATION INCREASES, AS DOES THE IMPACT OF RAW MATERIAL COMPOSITION ON THE PLANT, THE CATALYST AND ON PRODUCT QUALITY INDICATORS

Ключевые слова: *изомеризация пентан-гексановой фракции, октановое число, оптимизация процесса, цифровые модели.*

Дюсова Ризагуль Муслимовна

аспирант,
Томский политехнический университет

Сейтенова Гайни Жумагалиевна

профессор кафедры «Механика и нефтегазовое дело»
НАО «Торайгыров университет»,
к.х.н.

Иванчина Эмилия Дмитриевна

Инженерная школа природных ресурсов,
Томский политехнический университет,
д.т.н., профессор

Полубоярцев Дмитрий Сергеевич

главный технолог
Oil and Gas Research and Design Institute»

Пчелинцева Инна Вагизовна

инженер
«GasInformPlast» Well Testing Center

Чуэлов Вячеслав Алексеевич

доцент Инженерной школы природных ресурсов
Томский политехнический университет,
к.т.н.

Нефтегазовые комплексы являются стратегически важными объектами для устойчивой экономики на внутреннем и внешнем рынках. Так, согласно посланию Президента РК, с 2017 года все три нефтеперерабатывающих завода Казахстана прошли модернизацию для обеспечения внутреннего рынка качественными светлыми нефтепродуктами стандарта Евро-4, Евро-5. Данная модернизация позволила перерабатывать тяжелые фракции нефти, получая целевой продукт, соответствующий международным стандартам [1].

Современные стандарты жестко ограничивают содержание ароматических углеводородов, в том числе бензола, в составе моторных топлив. Введенная в эксплуатацию комбинированная установка сплиттера нефти и изомеризации на казахстанском НПЗ позволяет получать высокооктановое топливо из прямогонных бензиновых фракций.

В условиях непрерывной работы нефтегазового комплекса, изменяющегося состава сырья и соответствия жестким рамкам международных стандартов осложняется работа персонала. Таким образом, выбор оптимальных условий процесса изомеризации является многофакторной задачей.

Пути оптимизации процесса изомеризации, изученные зарубежными и отечественными учеными, основываются на

изменении состава катализатора, комбинировании технологий. Разработанные компьютерные модели имеют узкий операционный диапазон, который при учете состава сырья не учитывает термодинамику процесса и наоборот. Также существуют программы для контроля работы установки изомеризации, для расчета геометрических параметров установки [2, 3, 5–7].

Разработанные в Томском политехническом университете цифровые технологии позволяют оптимизировать работу установки для получения целевого продукта требуемого качества [8].

Объект исследования

Объектом исследования в данной работе служит установка изомеризации легкой нефти с катализатором на основе алюминия, содержащего платиновый промотор. Определение эффективности изомеризации бензиновых фракции по трем технологиям была произведена при помощи компьютерной моделирующей системы. Расчеты проводились на промышленном сырье – гидроочищенной легкой нефти.

Метод исследования

В данной работе использована формализованная схема превращений углеводородного сырья в процессе изомеризации,

ТАБЛИЦА 1. Технологические параметры работы установки изомеризации

Эксперимент №	Темп-ра входа в Р-1, °С	Темп-ра входа в Р-2, °С	Темп-ра входа в Р-3, °С	Давление на входе в Р-1, Мпа	Загрузка блока изомеризации, м³/ч	Подача ВСГ, м³/ч (н.у.)
1	129	152	172	2,95	52	8531
2	128	152	172	3,09	51	8568
3	131	150	172	3,07	58	8239
4	132	151	175	3,21	52	8166
5	124	147	176	3,24	74	3666
6	126	134	175	3,24	55	3093
7	122	135	174	3,14	52	3447
8	117	125	155	3,25	53	3218
9	119	135	171	3,18	50	3401
10	122	133	175	3,23	48	3442

которая лежит в основе цифровых моделей. Разработка цифровых моделей базируется на последовательном выполнении следующих задач:

1. Оценка термодинамических параметров возможных реакции процесса изомеризации;

2. Формализация схемы превращений углеводородного сырья в ходе процесса изомеризации на основе термодинамического анализа;

3. Оценка кинетических параметров процесса изомеризации путем решения обратной кинетической

задачи на основе принятой формализованной схемы превращений;

4. Переход к модели реактора идеального вытеснения, расчет критерии Пекле и Рейнольдса;

5. Учет нестационарности процесса изомеризации углеводородного сырья за счет побочных процессов коксообразования на поверхности катализатора.

Технологические параметры работы установки изомеризации, состав перерабатываемого сырья и получаемого изомеризата, определенные методом газожидкостной хроматографии, использованные при построении цифровой модели представлены в таблицах 1–2.

Процесс изомеризации в однократной схеме является одним из самых легко встраиваемых звеньев в цепочку НПЗ для получения высокооктановых компонентов бензинов.

ТАБЛИЦА 2. Состав сырья процесса изомеризации бензиновой фракции, % масс.

Компонент	Эксперимент №									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C ₃	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
iC ₄	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nC ₄	0,005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
iC ₅	5,85	5,82	5,47	6,10	5,75	7,31	6,9	7,8	6,67	5,79
nC ₅	8,14	9,02	7,76	7,59	7,56	10,49	10,49	10,51	9,88	9,74
22MC ₄	0,36	1,36	0,25	1,71	0,84	0,24	0,36	0,16	0,15	0,26
CC ₅	0,84	0,93	4,69	0,40	0,83	1,24	1,01	0,7	1,09	1,07
23MC ₄	6,30	7,38	19,21	7,03	4,09	4,14	5,06	3,19	1,98	3,15
2MC ₅	23,39	24,69	0,0	23,61	17,73	20,51	22,23	16,39	13,27	17,53
3MC ₅	13,98	14,49	13,26	14,03	11,99	13,55	14,28	12,16	10,98	12,4
nC ₆	15,66	15,34	15,94	14,33	14,08	16,94	17,78	16,06	16,27	16,33
MCC ₅	11,51	10,03	14,84	11,68	16,59	11,49	10,8	14,75	16,46	13,66
24MC ₅	0,36	0,38	0,36	0,26	0,31	0,44	0,0	0,38	0,45	0,42
33MC ₅	0,0	0,0	0,0	0,03	0,0	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0
CC ₆	11,14	9,17	16,51	11,98	18,62	10,2	8,71	15,96	19,72	15,83
Benzene	0,68	0,59	0,62	0,52	0,54	0,87	0,87	0,82	0,8	0,72
223MC ₄	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,05	0,05
22MC ₅	0,13	0,0	0,16	0,02	0,18	0,11	0,1	0,13	0,22	0,2
23MC ₅	0,19	0,06	0,07	0,0	0,05	0,0	0,11	0,07	0,23	0,22
24MC ₅	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,42
33MC ₅	0,0	0,0	0,0	0,0	0,05	0,0	0,0	0,04	0,09	0,08
2MC ₆	0,5	0,12	0,15	0,06	0,13	0,9	0,3	0,17	0,52	0,5
3MC ₆	0,14	0,04	0,12	0,04	0,09	0,3	0,09	0,08	0,21	0,2
EC ₅	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,13	0,0	0,03	0,0	0,08

Продолжение таблицы 2 →

Продолжение таблицы 2

Компонент	Эксперимент №									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
nC ₇	0,01	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,02
11MCC ₅	0,13	0,05	0,05	0,28	0,03	0,16	0,06	0,05	0,13	0,1
13MCC ₅ (cis)	0,04	0,01	0,18	0,0	0,19	0,15	0,05	0,03	0,08	0,08
13MCC ₅ (trans)	0,06	0,02	0,0	0,0	0,02	0,08	0,06	0,02	0,05	0,05
MCC ₆	0,17	0,15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,13	0,2	0,3	0,26
ECC ₅	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nC ₈	0,0	0,01	0,0	0,0	0,02	0,0	0,0	0,02	0,0	0,0
iC ₈	0,41	0,0	0,14	0,33	0,08	0,0	0,21	0,28	0,38	0,82
N ₈	0,0	0,34	0,02	0,0	0,23	0,7	0,0	0,0	0,0	0,02
Toluene	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

ТАБЛИЦА 3. Расчетные составы изомеризата по технологии «за проход», % масс.

Компоненты	Эксперимент №									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C ₁	0,02	0,04	0,01	0,03	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C ₂	0,12	0,14	0,13	0,15	0,08	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04
C ₃	0,92	0,91	1,18	0,79	0,45	0,39	0,41	0,32	0,32	0,41
nC ₄	0,03	0,04	0,03	0,21	0,16	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
iC ₄	0,25	0,19	0,25	0,12	0,07	0,14	0,1	0,08	0,12	0,14
nC ₅	3,56	4,1	2,91	12,81	11,67	4,8	4,8	4,77	4,58	4,36
iC ₅	10,5	10,8	10,55	31,07	32,53	13,03	12,61	13,53	11,99	12,2
nC ₆	8,32	8,49	5,54	6,54	6,31	7,71	8,12	7,06	6,77	7,31
2MC ₅	20,87	21,3	13,93	17,05	16,44	19,45	20,47	17,8	17,07	18,38
3MC ₅	11,07	11,2	7,38	8,24	7,28	9,83	10,41	9,23	9,01	9,66
22MC ₄	19,68	20,5	24,14	13,58	13,55	16,3	17,86	14,46	12,32	15,06
23MC ₄	6,84	7,1	7,43	5,02	5,19	5,95	6,42	5,28	4,65	5,46
nC ₇	0,0	0,01	0,0	1,81	2,97	0,0	0,0	0,0	0,02	0,01
Si-C ₇	1,02	0,47	0,66	0,59	0,95	1,9	0,9	0,78	1,53	1,39
SC ₈	0,01	0,01	0,03	0,0	0,0	0,09	0,0	0,04	0,05	0,06
ZP	0,85	0,92	4,57	0,05	0,07	1,25	1,02	0,71	1,09	1,07
MZP	9,09	7,96	12,63	0,23	0,42	11,89	10,67	16,06	18,31	14,73
MG	5,74	4,95	7,59	0,11	0,03	5,72	4,92	8,56	10,58	8,33
BZ	0,73	0,63	0,77	1,59	1,82	0,95	0,94	0,95	0,96	0,85
DMZP	0,13	0,08	0,24	0,0	0,0	0,53	0,17	0,1	0,28	0,25
H ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOLUOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MZG	0,24	0,17	0,03	0,0	0,0	0,0	0,13	0,2	0,29	0,26
ИОЧ изомеризата	80,13	80,07	84,22	78,65	78,24	79,83	80	80,82	80,53	80,36
Активность катализатора	-241	-240	-251	-234	-262	-262	-260	-270	-260	-260

Результаты и обсуждения

Согласно результатам расчета на компьютерной программе, ОЧИ изомеризата в среднем составляет 80,5 пункта, активность катализатора колеблется в пределах -234 – -270.

В однопроводной схеме достигается полное использование водорода, поэтому не требуется ни рециркуляционного компрессора, ни сепаратора. Однако при уровне современных требований к качеству топлива она уже не обеспечивает требуемого прироста октанового числа. Даже наиболее активный

катализатор изомеризации при простой однопроводной схеме может дать лишь ограниченное увеличение октанового числа. Обычно октановое число по исследовательскому методу (ИОЧ) изомеризата составляет 83–84 пункта при соотношении C₅/C₆ в сырье – 0,65.

ТАБЛИЦА 4. Расчетные составы изомеризата по технологии «за проход», % масс.

№ эксперимента	Октановое число по исследовательскому методу			Прирост ОЧИ
	Сырье	Продукт без ДИГ	Продукт с ДИГ	
1	69,36	80	89,54	9,54
2	70,69	80,73	88,74	8,01
3	71,09	80,82	89,1	8,28
4	71,02	80,53	88,3	7,77
5	70,53	80,36	88,37	8,01

ТАБЛИЦА 5. Результаты ОЧИ по трем технологиям изомеризации

№ эксперимента	ОЧИ изомеризата		
	по технологии «за проход»	с рециклом по гексанам и метилпентанам	с рециклом по углеводородам C ₅ -C ₆
1	80	89,54	90,34
2	80,73	88,74	90,68
3	80,82	89,1	91,09
4	80,53	88,3	90,38
5	80,36	88,37	91,97

Деизогексанатор (ДИГ) после реактора изомеризации – наиболее простой способ получения изомеризата с более высоким ОЧИ. При этом непрореагировавшие низкооктановые компоненты (метилциклопентан и н-гексан) рециркулируются в реактор. Однако данная схема позволяет увеличить конверсию гексанов, но не повышает содержание изопентанов в продукте.

Расчет проводился по технологии с рециклом по гексану и метилпентанам с ДИГ, результаты представлены в таблице 4.

На основании полученных данных видно, что изомеризация с колонной ДИГ позволяет увеличить ОЧИ на 8–8,5 пункта. Данный путь – не единственный для повышения октанового числа. Ниже рассмотрим технологию с рециклом по углеводородам C₅-C₆.

Для полной конверсии всех парафинов нормального строения (не только н-С₆, но и н-С₅) в изомеры, необходима их полная рециркуляция, которую можно реализовать с помощью серии ректификационных колонн (с ДИП, ДИГ и ДП).

Прирост ОЧИ по трем технологиям составляет:

- 11–12 пунктов по технологии «за проход»;
- 17–20 с рециклом по гексанам и метилпентанам;
- 18–24 с рециклом по углеводородам C₅-C₆.

Технологии с рециклом позволяют экономить сырье за счет увеличения глубины переработки непрореагировавших фракций (гексан, метилпентан, углеводороды C₅-C₆).

Заключение

Таким образом, технология изомеризации пентан-гексановой фракции обеспечивает прирост октанового числа порядка 20 пунктов при переработке казахстанской нефти, в составе которой преобладают парафиновые углеводороды линейного строения с низким ОЧИ.

Оптимизация установки изомеризации с использованием цифровых технологий, основанная на кинетических, термодинамических и гидродинамических показателях, позволяет решить ряд научно-технологических задач.

Повышение качества выпускаемых моторных топлив

является приоритетной задачей нефтеперерабатывающей промышленности. Процесс изомеризации является экологически безопасным и экономически выгодным решением для поставленной задачи. ●

Литература

1. Стратегии и программы Республики Казахстан [Электронный ресурс]: Официальный сайт Президента Республики Казахстан – Режим доступа https://www.akorda.kz/ru/official_documents/strategies_and_programs.
2. Домерг Б., Ватрипон Л. Дальнейшее развитие технологии изомеризации парафинов // Нефтепереработка и нефтехимия – 2001. – № 4. – С. 15–27.
3. Домерг Б., Ватрипон Л. Передовые решения для процессов изомеризации парафинов // Нефтепереработка и нефтехимия – 2003. – № 7. – С. 3–9.
4. Хан Б. Ч., Ты Н. В., Ахметов А. Ф. Сравнительный анализ различных схем изомеризации пентан-гексановой фракции // Нефтепереработка и нефтехимия – 2008. – № 2. – С. 22–25.
5. Смоликов М. Д. Исследование изомеризации n-гексана на Pt/SO₄/ZrO₂/Al₂O₃ катализаторах. Влияние состояния Pt на каталитические и адсорбционные свойства / М. Д. Смоликов, К. В. Казанцев, Е. В. Затолокина, Д. И. Кирьянов, Е. А. Паукштис, А. С. Белый // Кинетика и Катализ. – 2010. – Т. 51. – № 4. – С. 608–618.
5. Yang, Y.-C. Al-promoted Pt/SO₄-ZrO₂ with low sulfate content for n-heptane isomerization / Y.-C. Yang, H.-S. Weng // Applied Catalysis A: General. – 2010. – V. 384. – P. 94–100.
6. Ruslan, N. N. IR study of active sites for n-heptane isomerization over MoO₃-ZrO₂ / N. N. Ruslan, N. A. Fadzillah, A. H. Karim, A. A. Jalil, S. Triwahyono // Applied Catalysis A: General. – 2011. – V. 406. – P. 102–112.
7. Шакун А. Н. Способ изомеризации легких бензиновых фракций, содержащих C₇-C₈ парафиновые углеводороды / А. Н. Шакун, М. Л. Федорова // Патент РФ. – Приоритет от 20.07.2009. – № 2408659.
8. Иванчина Э. Д. Оптимизация состава углеводородного сырья в процессе изомеризации пентан-гексановой фракции с использованием комплексной математической модели HYSYS-IZOMER / Э. Д. Иванчина, Н. В. Чеканцев, В. А. Чузлов, Ю. А. Смольянова // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – №. 3. – С. 130–132.
9. Чузлов В. А. Анализ эффективности эксплуатации катализаторов процесса изомеризации легких бензиновых фракций методом математического моделирования / В. А. Чузлов, Э. Д. Иванчина, Ю. А. Смольянова, К. В. Молотов // Химия в интересах устойчивого развития. – 25. – 2017. – С. 449–456.
10. Chuzlov, V. A. Development of Complex Mathematical Model of Light Naphtha Isomerization and Rectification Processes / V. A. Chuzlov, N. V. Chekantsev, E. D. Ivanchina // Procedia Chemistry. – 2014. – Vol. 10. – P. 236–243.
11. Chuzlov, V. A. Efficiency Improvement of the Light Gasoline Fractions Isomerization by Mathematical Modeling / V. A. Chuzlov, E. D. Ivanchina, N. V. Chekantsev, K. V. Molotov // Procedia Engineering. – 2015. – Vol. 113. – P. 131–137.

KEYWORDS: isomerisation of pentane-hexane fraction, octane number, process optimization, digital models.

«ЭНЕРГАЗ»: ДОРОГУ ОСИЛИТ ИДУЩИЙ



ПУСТЬ ЭНЕРГАЗ ОТМЕЧАЕТ НЫНЕШНЕЙ ОСЕНЬЮ ЛИШЬ 13-ЛЕТИЕ, В КОЛЛЕКТИВЕ ИЗНАЧАЛЬНО УКРЕПЛЯЮТ ТРАДИЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ШКОЛЫ И НА ПРАКТИКЕ ДОСТИГАЮТ МИРОВОГО УРОВНЯ ИНЖИНИРИНГА ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ КОМПЛЕКСНОЙ ГАЗОПОДГОТОВКИ

LET ENER GAS CELEBRATE ONLY ITS 13TH ANNIVERSARY THIS FALL, THE TEAM INITIALLY STRENGTHENS THE TRADITIONS OF THE NATIONAL ENGINEERING SCHOOL AND, IN PRACTICE, REACHES THE WORLD LEVEL OF ENGINEERING IN THE IMPLEMENTATION OF INTEGRATED GAS TREATMENT PROJECTS

Ключевые слова: газоподготовка, оборудование, компримирование, нефтегазовая отрасль, подготовка нефти.



А.С. Зимнухов
руководитель
Департамента
реализации проектов
ООО «ЭНЕРГАЗ»

ЭНЕРГАЗ – испытанный партнер и надежный подрядчик в проектировании, производстве и поставке технологических установок газоподготовки для различных объектов электроэнергетики, нефтегазовой отрасли и газоиспользующих предприятий промышленности

Опыт – фундамент развития

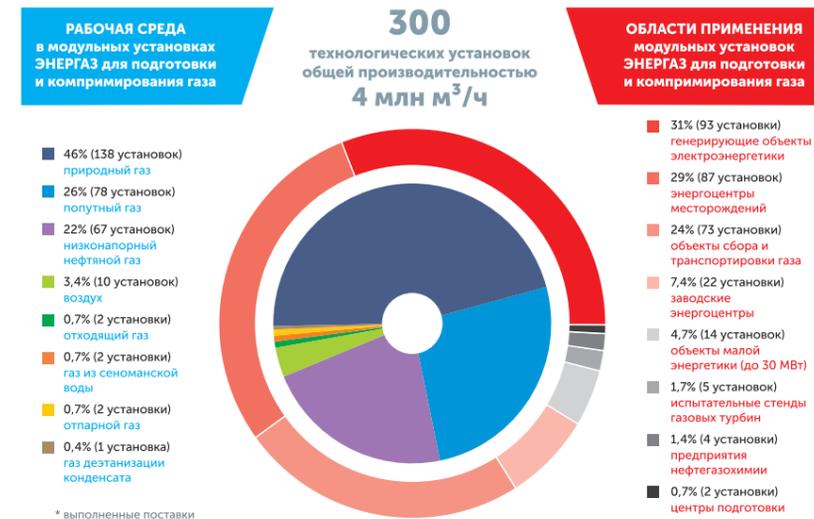
ЭНЕРГАЗ – это головное предприятие группы компаний, имеющих согласованные цели, задачи, профессиональную специализацию и взаимную ответственность за качество своей работы в сфере газоподготовки. Начиная с 2007 года нами реализовано 170 таких проектов.

Деятельность Группы развернута от Калининграда до Сахалина. Наши технологические установки функционируют на Дальнем Востоке, в Сибири и на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны – в республиках Беларусь, Казахстан и Узбекистан.

С учетом реализуемых в 2020 году проектов ЭНЕРГАЗ достиг отметки

УДК 665.62

РИС. 1. Рабочая среда (тип газа) и области применения модульных технологических установок «ЭНЕРГАЗ»



в 300 фактически поставленных модульных установок для подготовки и компримирования газа (рис. 1). Диапазон их единичной производительности – от 270 до 185000 кубометров в час. Суммарная производительность этого оборудования превысила 4 млн м³/ч.

Пункты подготовки газа и дожимные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» функционируют в составе крупных электростанций, объектов малой энергетики, автономных центров энергоснабжения промышленных предприятий, объектов сбора и транспортировки газа, энергоцентров собственных нужд месторождений, предприятий нефте- и газопереработки, а также на объектах специального назначения – испытательных стендах газовых турбин и технических учебных центрах (рис. 1).

В качестве рабочей среды выступают различные типы газа: природный, попутный, низконапорный нефтяной, отходящий, отпарной, газ из сеноманской воды, воздух, газ деэтанзации конденсата (рис. 1).

В нефтегазовой отрасли наши установки действуют в составе 62 объектов на 47 месторождениях. Среди них: электростанции, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного

сброса воды, центральные пункты сбора нефти, нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки деэтанзации конденсата, приемосдаточные пункты, транспортные системы жидких углеводородов, установки комплексной подготовки газа и конденсата.

В электроэнергетике на 76 генерирующих объектах оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает качественным топливом газотурбинные и газопоршневые агрегаты ведущих отечественных и мировых производителей. Число таких энергоагрегатов достигло 200. Диапазон их единичной мощности составляет от 1,2 до 187 МВт, суммарная электрическая

мощность превысила 6,5 гигаватт (рис. 2). В эту статистику не входят агрегаты, проходящие заводское тестирование на испытательных стендах ПАО «Протон – Пермские моторы», АО «ОДК – Газовые турбины», ЗАО «Невский завод» и ПАО «ОДК-УМПО», которые также получают топливный газ от наших установок.

Думаем глобально – действуем локально

Индивидуальные проекты и специальные инженерные решения воплощаются на инженеринговой и производственной площадке ЭНЕРГАЗа по стандартам ISO 9001 и установленным в России нормам. Установки газоподготовки изготавливаются с учетом отрасли применения, условий эксплуатации, состава исходного газа, типа и характеристик сопряженных агрегатов, особых проектных требований заказчиков. Группа ЭНЕРГАЗ осуществляет весь цикл реализации проектов: инжиниринг, производство, доставка, монтаж, пусконаладка, испытания, обучение персонала заказчика. Обратимся к наиболее интересным проектам 2020 года.

Модернизация установки регенерации пропилена на площадке «СИБУР Тобольск»

Установка регенерации пропилена (УРП) выполнена на базе газокomppressorных и мембранных технологий, ее основные элементы – винтовые компрессоры (1-й и 2-й ступени сжатия), модуль осушки и мембранный блок.

РИС. 2. Энергоагрегаты, сопряженные с установками газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

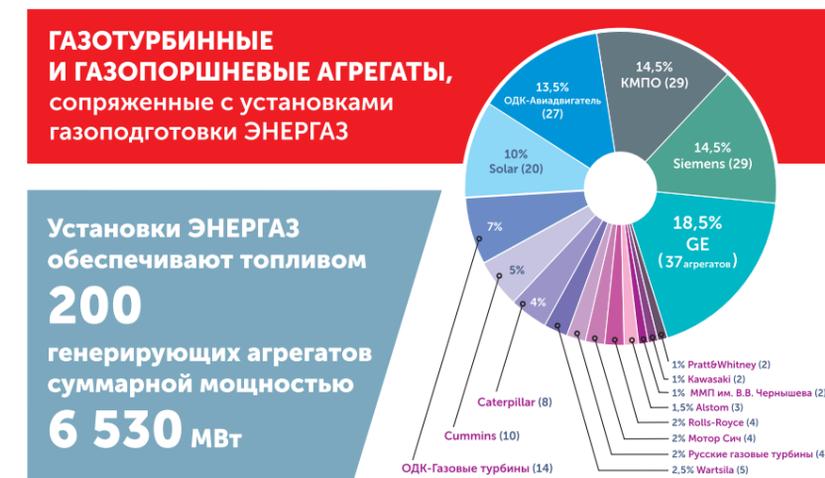




ФОТО 1. Высокоэффективная система фильтрации отходящего газа

Рабочей средой здесь является отходящий газ – смесь пропилена и азота. УРП осуществляет возврат в производственный цикл более 95% пропилена и около 80% азота, которые остаются в отходящем газе после основного производства.

На первом этапе модернизации питающий трубопровод УРП оснастили высокоэффективной системой фильтрации «ЭНЕРГАЗ» (фото 1). Степень очистки газа составляет 99,9% для частиц величиной более 1 мкм и капельной жидкости. Затем были проведены ремонтно-восстановительные работы и комплекс мероприятий по приведению оборудования к современным стандартам производства и эксплуатации газокomppressorной техники. Финальный этап состоял из пусконаладки и цикла испытаний.

Восстановление схемы рациональной утилизации отходящего газа осуществили ведущие инженеры Группы ЭНЕРГАЗ совместно со специалистами компании «СИБУР Тобольск». В итоге, наряду с экономичностью, повышена экологичность производства – теперь отходящий газ не сжигается на факеле.

Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК Восточно-Уренгойского участка

Нынешним летом в состав установки комплексной подготовки газа и конденсата

АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) интегрирована установка подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ». УПТГ предназначена для фильтрации, учета, подогрева, редуцирования газа и параллельного снабжения им основных и вспомогательных объектов УКПГиК.

Среди них: газотурбинная электростанция (ГТЭС), котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, узлы входных шлейфов, установка низкотемпературной сепарации, горелочное устройство для сжигания промстоков, установка регенерации метанола, факельная установка, дожимная компрессорная станция низконапорных газов, установка



ФОТО 2. Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК на Восточном Уренгое – основной (слева) и резервный модули

стабилизации конденсата. Для каждого потребителя подаваемый газ имеет индивидуальные параметры по давлению, температуре и расходу.

УПТГ «ЭНЕРГАЗ» включает два модуля (МПТГ) – основной и резервный. Они представляют собой отдельные здания, составленные из нескольких технологических блок-боксов (фото 2). МПТГ-1 обеспечит нужды 100% потребителей УКПГиК. МПТГ-2 включается в работу при останове основного модуля и осуществляет подачу газового топлива на ГТЭС и котельную.

Производительность модулей по газу составляет 90400 и 32612 $\text{nm}^3/\text{ч}$ соответственно. Оборудование спроектировано и изготовлено с учетом климатических условий и рассчитано на интенсивный режим эксплуатации.

Экзаменует коронавирус

В сложных условиях, вызванных эпидемией коронавируса и новыми требованиями к организации труда на объектах, ЭНЕРГАЗ сумел нарастить портфель заказов, включая зарубежные поставки для проектов в Беларуси и Казахстане.

Система газоподготовки для газотурбинной установки на Актобе ТЭЦ в Казахстане

В Республике Казахстан реализуется проект расширения Актобе ТЭЦ с применением газотурбинных технологий. Здесь будет установлена турбина



ФОТО 3. Газорегуляторный пункт обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

Siemens SGT-800 мощностью 57 МВт с котлом-утилизатором паропроизводительностью 70 т/ч.

Снабжение нового энергоблока топливом будет осуществлять наше оборудование – блочный пункт подготовки газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС) из двух установок. БППГ предназначен для фильтрации, редуцирования и технологического учета газа перед его подачей в ДКС. Компрессорная станция обеспечит проектные параметры топлива для турбины – по давлению (3,1 МПа), температуре (+60 °С) и расходу (12 000 кг/ч).

Газорегуляторный пункт на установке подготовки нефти «Уса-Тяжелая нефть»

В рамках технического перевооружения УПН Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми) оснащается газорегуляторным пунктом (фото 3). ГРП «ЭНЕРГАЗ» – это модульная технологическая установка для очистки, подогрева и редуцирования газа до стабильных проектных показателей перед его подачей на печи прямого нагрева нефти. ГРП также осуществляет измерение расхода и контроль качества газа.

Эффективность системы фильтрации ГРП – 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц крупнее 2 мкм. Система редуцирования снижает давление газа с 1,6...2,5 МПа до 0,6 МПа. Взрывозащищенные электрические подогреватели

обеспечивают расчетную температуру газа на уровне +25 °С. Блочный газорегуляторный пункт готовится к монтажу на объекте.

Газоприемные станции для турбин пиково-резервных ГТЭС в Беларуси

В Республике Беларусь создаются пиково-резервные энергетические источники на базе 16-ти газотурбинных установок Siemens SGT-800. На Минской ТЭЦ-5 будет действовать газотурбинная электростанция мощностью 300 МВт из 6 ГТУ, на Березовской ГРЭС – ГТЭС-254 МВт (5 турбин), на Лукомльской ГРЭС – ГТЭС-150 МВт (3 турбины), на Новополоцкой ТЭЦ – ГТЭС-100 МВт (2 турбины).

ЭНЕРГАЗ поставит комплект оборудования газоподготовки и топливоснабжения. Это четыре газоприемные станции (по одной на каждую пиковую ГТЭС), которые смонтируют на питающих трубопроводах для фильтрации, подогрева и коммерческого учета топливного газа, поступающего в турбины энергоблоков.

Модернизация схемы газоснабжения парогазовых энергоблоков на ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 в Минске

В текущем году на белорусской земле Группа ЭНЕРГАЗ выполняет еще два проекта. Это модернизация схемы газоснабжения парогазовых установок – ПГУ-65

на Минской ТЭЦ-2 и ПГУ-230 на Минской ТЭЦ-3. Суть задачи – расширение действующих систем газоподготовки за счет дополнительных компрессорных станций топливного газа.

На ТЭЦ-3, помимо ДКС, мы поставили воздушную компрессорную станцию и двухуровневую систему автоматизированного управления и регулирования. Пульт дистанционного управления будет размещен в операторном центре ПГУ.

На ТЭЦ-2 особенностью проекта являются жесткие требования к шумоизоляции оборудования, обусловленные расположением электростанции в центральной части города. ДКС «ЭНЕРГАЗ» обладает уникальными характеристиками по звуковому давлению за счет применения специальных материалов в конструкции укрытия, использования тихих электродвигателей и ограждения АВО.

Модернизация повысит надежность топливоснабжения ПГУ и обеспечит бесперебойную эксплуатацию парогазовых энергоблоков на всех режимах и при любых климатических условиях.

Оборудование для комплекса по сжижению природного газа КСПГ «Тобольск»

В структуру КСПГ интегрируются установки «ЭНЕРГАЗ» (фото 4) для рекуперации отпарного газа. Это оборудование предназначено для возврата паров метана, образовавшихся в процессе хранения, в производственный цикл сжижения газа.

Установки выполнены на базе современных компрессорных технологий. Давление отпарного газа нагнетается с 0,27 до 1,28 МПа. Производительность каждого агрегата составляет 889 $\text{nm}^3/\text{ч}$ (650 кг/ч). Остаточное содержание примесей на выходе – не более 1 ppmw (мг/кг).

В маслосистеме используется сложное синтетическое масло нового поколения, которое специально создано для установок с винтовыми компрессорами. Масло марки ESTSYN обеспечивает эффективную эксплуатацию, увеличивает надежность и срок службы оборудования.



ФОТО 4. Установка рекуперации отпарного газа для КСПГ «Тобольск» на этапе заводских испытаний

Установка подготовки топливного газа для энергоцентра Харасавэйского месторождения

При обустройстве Харасавэйского месторождения ПАО «Газпром» на Ямале создается энергоцентр для обеспечения электричеством объектов строительства. Здесь применены восемь газопоршневых электростанций MWM мощностью от 1,2 до 2 МВт и четыре передвижные автоматизированные газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 мощностью по 2,5 МВт.

Топливо для энергоцентра – добываемый здесь природный газ. Его рабочие параметры по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечит установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ», которая уже доставлена на эксплуатационную площадку. Многофункциональный комплекс состоит из двух отдельных модулей, действующих по каскадной схеме. Максимальная производительность установки – 8 000 м³/ч, в том числе расход газа на газопоршневые агрегаты – 5 000 м³/ч, на турбины ПАЭС – 3 000 м³/ч.

Качественный сервис

В Группе ЭНЕРГАЗ за это направление отвечает компания «СервисЭНЕРГАЗ», чьи мобильные бригады базируются в Москве, Белгороде и Сургуте. Сервисные специалисты обладают необходимой квалификацией

и уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах. За год наши инженеры осуществляют свыше 300 выездов на различные площадки, включая удаленные и труднодоступные.

Помимо планового техобслуживания и предпусковой подготовки (монтаж и шефмонтаж, наладка, собственные и интегрированные испытания, обучение персонала), проводятся технические инспекции, модернизация, текущие и капитальные ремонты, комплексная реконструкция оборудования.

В 2020 году наиболее масштабные работы такого рода состоялись

на компрессорной станции № 4 «Западный Тэбук» ЛУКОЙЛ-Коми, системе газоподготовки для ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ (фото 5), установке регенерации пропилена нефтехимического предприятия «СИБУР Тобольск», на ГКС «Вахитовская» АО «Оренбургнефть», вакуумных компрессорных станциях Вынгапуровского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», оборудовании топливоснабжения турбин Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, на ДКС газотурбинного энергоблока Томской ТЭЦ-1, установке рекуперации отходящего газа Куйбышевского НПЗ.

Оправдывает себя создание специального подразделения «СервисЭНЕРГАЗ-Ухта» для обслуживания систем газоподготовки (фото 6) на энергоцентрах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном и Ярегском нефтетитановом месторождениях. Сотрудники этого подразделения постоянно находятся на площадках энергоцентров и обеспечивают бесперебойную работу 9 технологических установок – двух блочных пунктов подготовки газа и семи газоконпрессорных станций в арктическом исполнении.

В структуре компании планируется создание других специальных подразделений, территориально привязанных к ключевым объектам сервисно-технического сегмента.



ФОТО 5. Демонтаж оборудования газоподготовки в ходе ремонтных работ на ПГУ-225 Сызранской ТЭЦ



ФОТО 6. Система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра «Ярега» ЛУКОЙЛ-Коми

Ремонтно-учебный центр

На производственной площадке Группы ЭНЕРГАЗ в Белгороде в завершающую фазу входит строительство Ремонтно-учебного центра (РУЦ).

Ремонтный цех создается путем модернизации нашего ремонтного предприятия. На этапе проектирования тщательно изучен опыт ведущих мировых производителей винтовых компрессоров. Обновляемый цех комплектуется новым оборудованием, современными станками и сборочно-разборочными механизмами, специальными устройствами и инструментами. Увеличены

площади склада оригинальных запчастей и комплектующих. Одновременно оптимизируются регламенты восстановительных работ и расширяется диапазон ремонтируемой техники.

На тренажерный комплекс РУЦ возлагаются функции обучения и повышения квалификации. Здесь совмещены теоретические и практические сегменты. Площадка практического обучения оборудуется аналогами элементов и систем установок газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», действующих на объектах.

С открытием собственного Ремонтно-учебного центра возникает новое качество первичного обучения пришедших к нам механиков и инженеров –

для их допуска к самостоятельной полевой работе. Что касается опытных и зарекомендовавших себя специалистов, то возможности РУЦ позволяют усовершенствовать действующую у нас систему повышения квалификации и периодической аттестации сотрудников. Это, в свою очередь, обеспечивает лучшим работникам карьерный рост в структуре предприятия и открывает перспективы получения высоких должностей инженеров 1-й категории, ведущих инженеров, инженеров-экспертов.

Также планируем организовывать на базе РУЦ стажировки студентов профильных специальностей технических ВУЗов – конечно, в расчете на будущее достойное пополнение.

24 сентября 2020 года ЭНЕРГАЗ начал отсчет 14-го года своей производственной деятельности. И мы создаем, что нельзя останавливаться на достигнутом, ведь дорогу осилит идущий! ●

KEYWORDS: gas treatment, equipment, compression, oil and gas industry, oil treatment.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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



ФОТО 7. Сервисные специалисты обладают уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ

ЭТА СТАТЬЯ СТАЛА РЕЗУЛЬТАТОМ ПРОВЕДЕННОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ И ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ, ОПИРАЯСЬ НА РЕЗУЛЬТАТЫ КОТОРЫХ АВТОРЫ СФОРМУЛИРОВАЛИ ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ПОДБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ СМЕСИТЕЛЯ ВЫСОКОДАВЛЕННОЙ ВОДЫ И ГАЗА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ МЕЛКОДИСПЕРСНОЙ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ В ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THIS ARTICLE IS THE RESULT OF RESEARCH WORK AND PILOT FIELD TESTS, BASED ON THE RESULTS OF WHICH THE AUTHORS FORMULATED THE MAIN PROVISIONS OF THE METHODOLOGY FOR SELECTING THE OPERATING MODES OF A HIGH-PRESSURE WATER AND HIGH-PRESSURE GAS MIXER FOR PREPARING A FINE WATER-GAS MIXTURE IN THE GEOLOGICAL FIELD CONDITIONS OF AN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Ключевые слова: Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение, водогазовая смесь, смеситель свг-20, swag, водогазовое воздействие на пласт, мелкодисперсная водогазовая смесь, нефтяной (попутный) газ, эжектор, диспергирование потока.

Вербицкий Владимир Сергеевич
доцент, к.т.н.

Грачёв Вячеслав Валерьевич
инженер

Горидько Кирилл Александрович
ассистент кафедры

Деньгаев Алексей Викторович
доцент к.т.н.

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Паращенко Максим Константинович
начальник отдела интенсификации и поддержания пластового давления, Департамент добычи нефти и газа

Чертовских Евгений Олегович
главный специалист Отдела по работе с механизированным фондом, направление «Химизация и осложненный фонд»

ООО «Иркутская нефтяная компания»

Рациональное использование нефтяного (попутного) газа является важной задачей на различных этапах разработки и эксплуатации нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, экономической и экологической точек зрения.

Спутниковый мониторинг выбросов газообразных агентов в мире показывает, что в 2018 году значительно сокращены выбросы нефтяного газа на промышленных объектах по сравнению с 2010 годом [1]. Так, например, по данным [1] в 2017 году было сожжено около 141 млрд м³ газа по всему миру, а в 2016 году – 148 млрд м³ газа. Несмотря на снижение объемов выброса парниковых газов в атмосферу на промышленных объектах России, вопрос рационального использования нефтяного газа является актуальной задачей.

Одним из методов рационального использования нефтяного газа является приготовление водогазовых смесей с последующей их закачкой в продуктивный пласт. В зависимости от объемного расходного содержания газа в пластовых условиях, различают типы технологий: 1) для газосодержания в пластовых условиях менее 30% по объему – технология увеличения нефтеотдачи пласта (технология SWAG) [2];

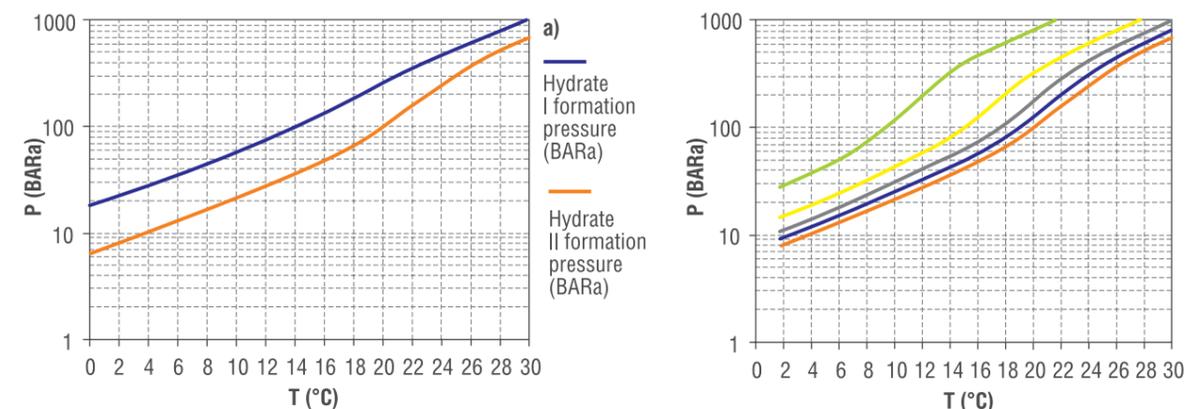
2) для газосодержания нефтеотдачи пласта в пластовых условиях более 30% по объему – технология аккумуляции части нефтяного газа с возвратной добычей газа через определенный период времени разработки промышленного объекта (технология WAG, аналог сайклинг-процесса).

Мировой опыт свидетельствует о высокой привлекательности технологии SWAG, однако подбор технологии зависит от многих факторов: геолого-промысловых условий разработки, от свойств нефтяного газа и флюидов, содержащихся в пластовых условиях, от системы разработки, от степени развития инфраструктуры и др.

Предметом исследований, результаты которых представлены в настоящей статье, является метод «SWAG+» – метод совместной закачки воды и газа при газосодержании более 30%, т.е. для действующей инфраструктуры Ярактинского НГКМ (газ высокого давления, приготовленный при помощи компрессорных установок и высоконапорная вода системы поддержания пластового давления). Проблемой реализации технологии SWAG являются:

- 1) низкая поглощающая способность нагнетательных скважин;
- 2) изменение структуры водогазовой смеси по глубине

РИС. 1. Фазовая диаграмма образования гидратов для нефтяного газа ЯНГКМ: а) без ингибирования; б) с ингибированием



нагнетательной скважины, приводящая к пульсациям и повышению давления закачки водогазовых смесей;

- 3) гидратообразования в системе нагнетания водогазовых смесей.

Для решения проблемных вопросов на стадии проектирования смесителя водогазовой смеси по технологии «SWAG+» определили скважины с приемистостью, позволяющей поддерживать заданный режим поддержания пластового давления. Произведен расчет условий гидратообразования на различных режимах смешивания воды и газа. Проведены стендовые и промысловые исследования дисперсности водогазовых смесей различного газосодержания с контролем давления на устье нагнетательной скважины.

Геолого-промысловые условия объекта для проведения исследований

Анализ показателей разработки и инфраструктурное обеспечение Ярактинского НГКМ позволяет готовить попутный нефтяной и природный газ (ПНГ и ПГ соответственно) до требований коммерческого учета. С 2008 года на месторождении введена в эксплуатацию газопоршневая электростанция для генерации собственной электроэнергии мощностью 7 МВт, а в 2015 году мощность увеличена до 70 МВт. Большую часть ПНГ и ПГ после первичной подготовки закачивают обратно в пласт (сайклинг-процесс). Закачка газа в больших объемах приводит к образованию техногенных газовых капсул, которые мигрируют и могут образовывать гигантские

техногенные газовые шапки, затрудняющие процесс разработки нефтяных оторочек.

Одним из методов эффективности выработки запасов нефти является метод совместной закачки воды и газа (водогазовое воздействие – SWAG+). Инфраструктура Ярактинского НГКМ позволяет вести отдельную закачку воды и газа, но для совместной закачки воды и газа необходимо использовать смеситель на заданные значения расходов газа и воды, давления и температуры. Проектные изыскания позволили разработать оригинальную конструкцию водогазового смесителя, при этом нагнетание высоконапорного газа от поршневого компрессора осуществляется в многоствольное сопло коноидального типа (давление газа 20–25 МПа), а вода (давление воды 16–20 МПа) от системы поддержания пластового давления (ППД) нагнетается в приемную камеру, в которой происходит энергообмен потоков и формируется мелкодисперсная водогазовая смесь (давление смеси 18–20 МПа). Сменные элементы смесителя рассчитаны

на различную производительность (расход воды от 90 до 650 м³/сут, расход газа от 20 000 до 180 000 м³/сут).

Технологическая схема смесителя высоконапорной воды и газа высокого давления для приготовления мелкодисперсной водогазовой смеси

При проектировании смесителя разработана математическая модель гидратообразования, на основе которой осуществлен выбор оптимальной конструкции проточных элементов и сформулированы требования для ингибирования гидратообразований.

На рисунке 1а представлена фазовая диаграмма образования гидратов для метана и природных газов Ярактинского НГКМ. Область выше синей линии – режим



РИС. 2. Зависимость эквивалентного диаметра от перепада давления при $P_{in} = 20$ МПа, при различных расходах газа через смеситель (20000; 50000; 100000; 200000; 300000 ст.м³/сут)

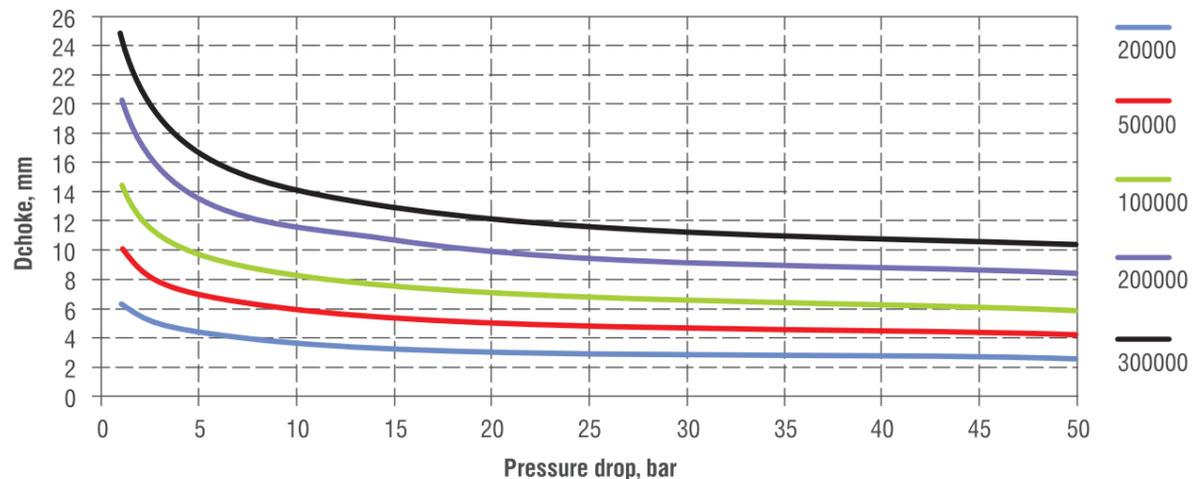
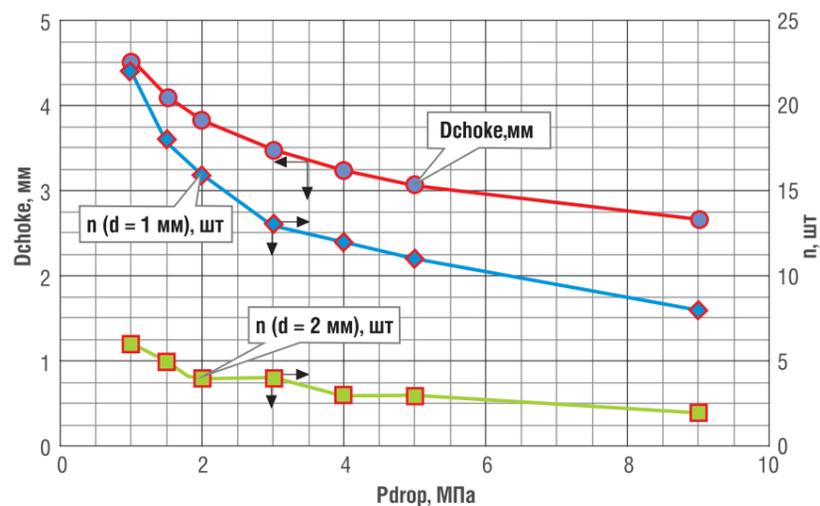


РИС. 3. Зависимость геометрических размеров гидравлических каналов сопла для нагнетания высоконапорного газа в поток высоконапорной воды для первого технологического режима работы смесителя (Dchoke – диаметр эквивалентного сопла; Pdrop – потери давления в потоке, при прохождении сопла; n(d) – количество каналов в сопле в зависимости от их диаметра)



гидратообразования; образованная область двумя линиями – существование нестабильного режима гидратообразования; ниже оранжевой линии – режим эксплуатации с отсутствием гидратообразований.

На рисунке 16 изменение фазовой диаграммы гидратообразования в зависимости от концентрации (weigh %) метанола. На основе [3, 4] проведены численные расчеты по моделированию процесса истечения газа через штуцер диафрагменного типа при заданных значениях расхода и давления (модель газа Black Oil, SG = 0.6833) (рисунк 2).

Результаты численного моделирования позволили сформировать варианты конструктивных исполнений проточных элементов смесителя,

РИС. 4. Сочетание количества отверстий сопла в зависимости от технологического режима работы смесителя

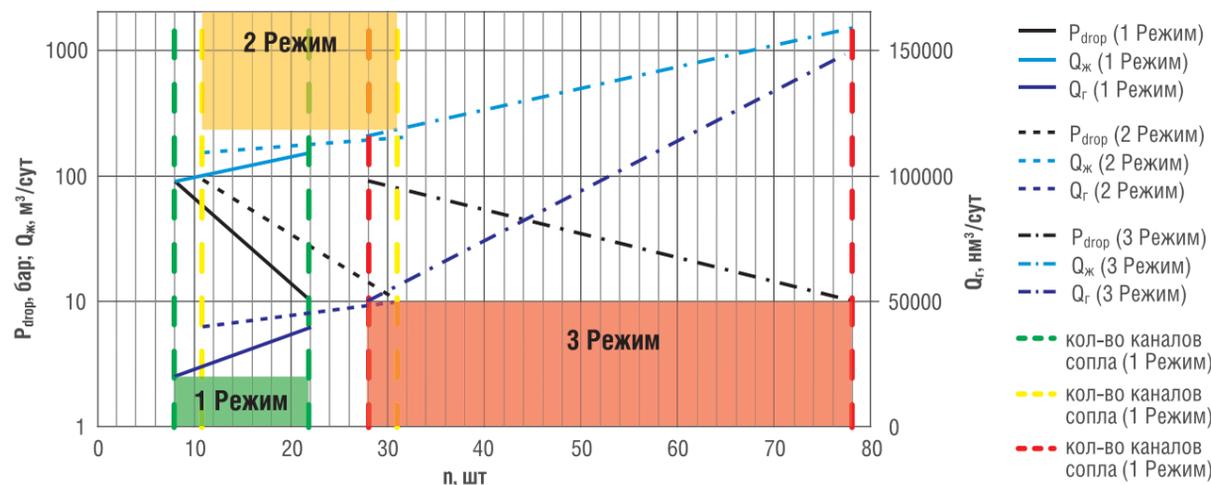
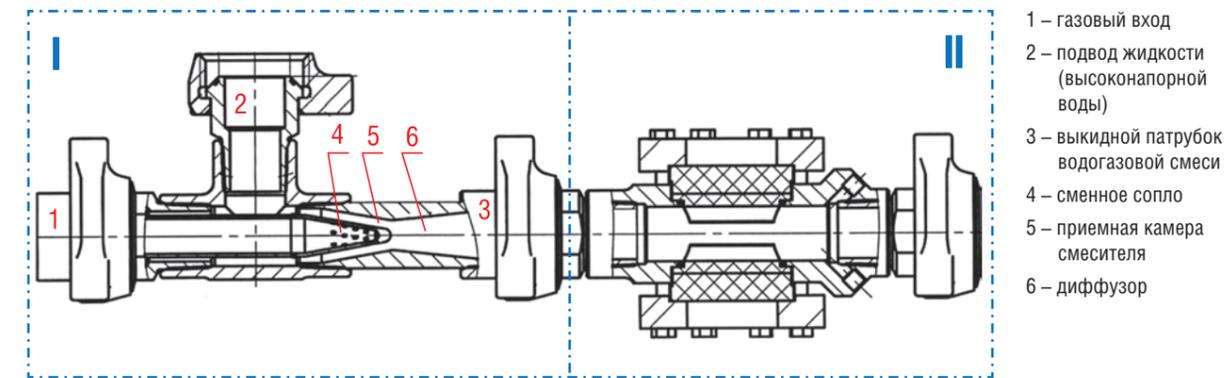


РИС. 5. Сборочный чертеж смесителя СВГ-20 – I и смотровой камеры – II



работа которых позволяет обеспечить прокачку заданных диапазонов расходов воды и газа. Эквивалентный диаметр гидравлического канала сопла для нагнетания высоконапорного газа зависит от расхода и давления, при этом характеристика сопла для нагнетания высоконапорного газа в поток высоконапорной воды строилась таким образом, чтобы для определенного значения перепада давления газа, истекающего из каналов сопла можно подобрать количество каналов одинакового диаметра (1 мм или 2 мм), соответствующих эквивалентному диаметру сопла с одним каналом (рисунк 3).

Опытным путем определили, что в диапазоне значений диаметра каналов от 1 до 2 мм можно достичь наилучших показателей дисперсии газовых пузырьков в потоке водогазовой смеси. Для каналов сопла с диаметром менее 1 мм исследования не проводили ввиду низкой степени технологичности (большие сопротивления) и высокой стоимости изготовления сопла для прокачки больших расходов газа.

По полученным графикам, представленных на рисунке 3, для условий работы смесителя на различных режимах закачки водогазовой смеси, определили следующие рабочие диапазоны каналов (1 мм): для первого режима (расход газа в ст.у. 20 000–40 000 м³/сут, перепад давления сопла высоконапорного газа: 1–9 МПа) – от 8 до 22 отверстий; для второго режима (расход газа в ст.у. 40 000–50 000 м³/сут, перепад давления сопла высоконапорного газа: 1–9 МПа) – от 11 до 31 отверстий и для третьего режима (расход газа в ст.у. 50 000–150 000 м³/сут, перепад давления сопла

высоконапорного газа: 1–9 МПа) – от 28 до 78 отверстий (рисунк 4).

Результаты численных расчетов позволили разработать программу стендовых испытаний смесителя воды и газа с тремя вариантами сопел для нагнетания высоконапорного газа. В симуляторе построена модель конструкции смесителя воды и газа в соответствии с техническими требованиями для создания и закачки в скважину водогазовой смеси. На рисунке 5 представлена схема смесителя водогазового СВГ-20, для визуализации потоков ГЖС и определения структуры водогазовой смеси в составе смесителя установлена смотровая камера КС-250.

Основное отличие смесителя СВГ-20 от низконапорного и высокопроизводительного эжектора в том, что смеситель выполняет функцию диспергирования потока жидкости и газа, а эжектор – откачку пассивного потока (в условиях ЯНГКМ пассивным потоком является вода) при истечении через сопло активного потока (газа), с возможным эффектом диспергирования в камере смешения. Данную особенность использовали, при разработке конструкции смесителя, делая упор на эффективное смешение потоков жидкости и газа в приемной камере смесителя (5).

На основе математической модели движения потоков газа и воды в каналах смесителя определен механизм формирования водогазовой смеси. При нагнетании в сопло смесителя с различным количеством гидравлических каналов высоконапорного газа, в приемную камеру нагнетается высоконапорная вода, давление

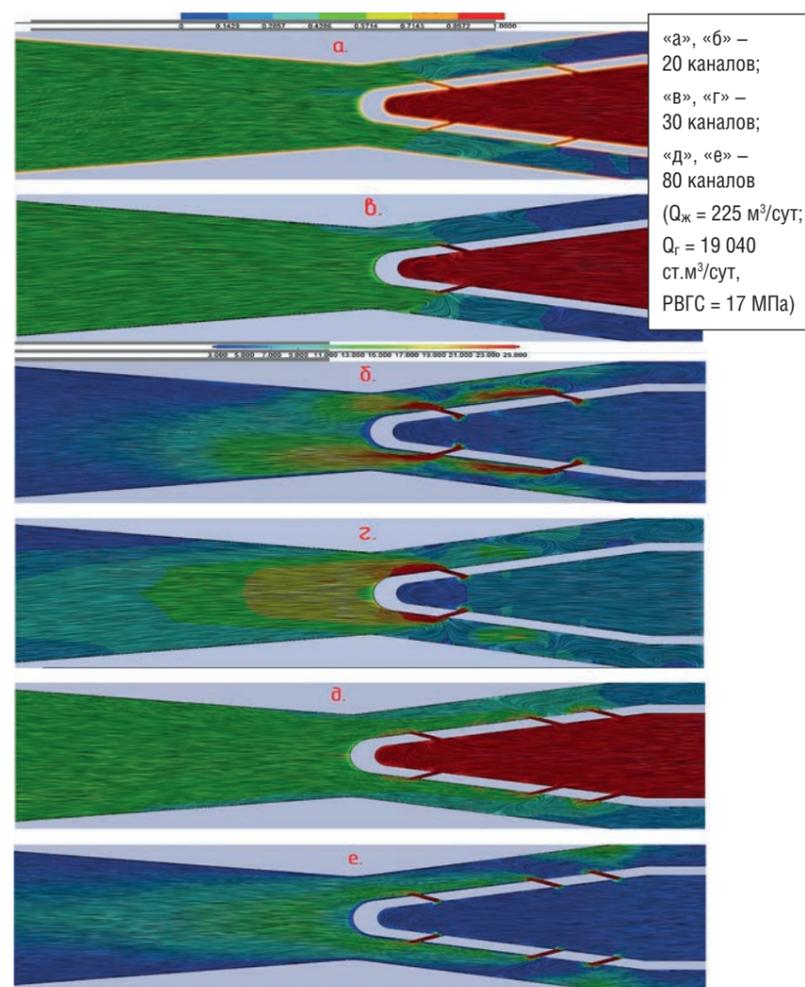
воды и газа в приемной камере уравниваются. Струи высоконапорного газа истекают из каналов с большими скоростями, формируя при этом вихревые области воды и газа. Вследствие турбулентного режима течения потоков происходит их энергообмен и выравнивание давления водогазовой смеси в диффузоре (6) смесителя.

Форма, количество каналов и их расположение на конусе газовых сопел позволяет уменьшить размеры пузырьков газа в водогазовой смеси, а возможность замены сопел на смесителе в зависимости от планируемых режимов работы смесителя, позволяет работать смесителю в большем диапазоне подачи по жидкости и по газу.

Стендовые испытания СВГ-20

В научно-исследовательской лаборатории кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений проведены испытания смесителя с различными проточными элементами на модельных газожидкостных смесях: «вода–воздух» и «вода–ПАВ–воздух», при низких давлениях (до 2 МПа). Стендовые исследования проводились для оценки оптимальной проточной части смесителя при прочих равных условиях. Для создания приближенных к промышленным условиям (давление 2–11 МПа), смеситель испытали на производственной площадке ООО «НПФ «РАНКО» (г.Москва). Результаты стендовых испытаний позволили определить зависимость среднего диаметра газовых пузырьков на выходе смесителя

РИС. 6. Визуализация численного эксперимента по определению газосодержания (а, в, д.) и скорости (б, г, е) водогазовой смеси в проточных элементах смесителя, при рассмотрении различных вариантов сопел высоконапорного газа



в потоке водогазовой смеси от параметра объемного расходного газосодержания.

Стендовые испытания смесителя на модельных водогазовых смесях показали низкую эффективность работы смесителя без сужающегося профиля канала в месте смешения сред, а также испытания показали низкую эффективность работы смесителя с цилиндрическими (не конусными) соплами, с гидравлическими каналами, с углом развертки к конусной поверхности сопла 30°. Экспериментально подтверждено, что ПАВ положительно влияет на дисперсность газовых пузырьков в потоке водогазовой смеси с меньшими значениями газосодержаний, например, для смеси «вода-воздух» в диапазоне значений давлений 2–11 МПа и при газосодержании 20–70 % по объему, диапазон средних

диаметров газовых пузырьков составляет 350–400 мкм, а для смеси «вода-ПАВ-воздух» при аналогичных условиях – 90–400 мкм. Для апробации полученных результатов стендовых испытаний и определении технических возможностей смесителя, разработана программа промышленных исследований на Ярактинском НГКМ.

Промысловые испытания СВГ-20

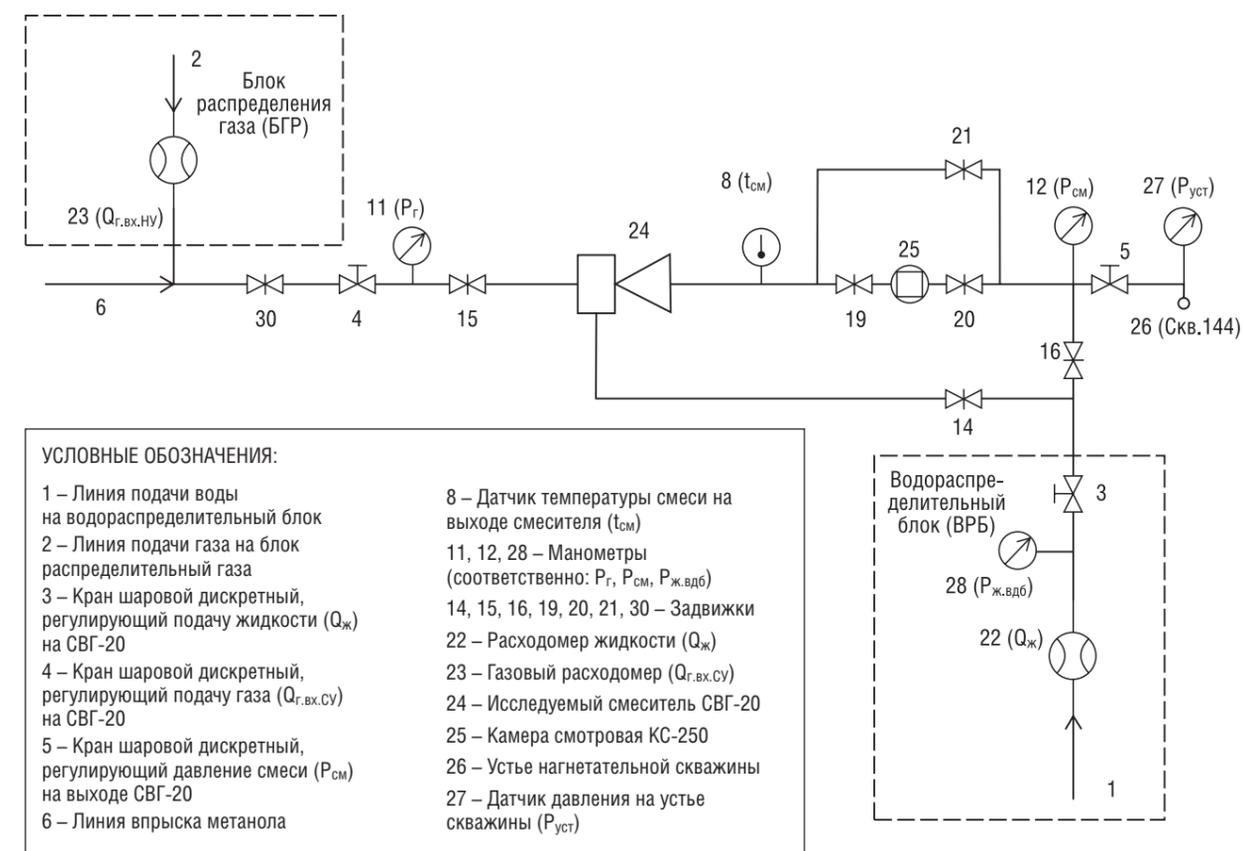
Промысловые исследования проводили на опытной площадке (на скважине № 144, кустовой площадке № 3 Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения) путем подключения высоконапорных линий водовода и газопровода к смесителю специальной конструкции (рисунк 7).

Промысловые испытания проводились с 15 августа 2018 по 01 октября 2018 г., причем первая половина календарного периода исследований носила характер настройки работы смесителя, в соответствии с рекомендациями, полученными в ходе стендовых испытаний смесителя, а вторая половина исследований направлена на определение параметров работы смесителя на установившихся режимах (продолжительность одного испытания на установившемся режиме – не менее суток).

Эффективность работы смесителя можно определить по структуре водогазовой смеси, которая для условий водогазового воздействия должна быть устойчивой, с минимальными значениями диаметра (радиуса) газовых пузырьков, по возможности одинакового размера. На структуру водогазовой смеси оказывают влияние: перепад давления газа при истечении через сопло, давление на выходе смесителя, скорость потока жидкости, при помощи которой сформировавшиеся газовые пузырьки в затопленной области внешней стороны газового сопла срываются и попадают в область стесненного движения газовых пузырьков в потоке жидкости. Соответственно стесненные условия движения газовых пузырьков при высоких скоростях жидкости позволяют прирастить дополнительную энергию на преодоление сопротивления силам коалесценции и обеспечить стабильный режим движения водогазовой смеси на участке: сопло – смотровая камера (на расстоянии 1000 мм). Данный аспект является важным, т.к. позволяет без участия поверхностно-активных веществ сформировать пузырьки заданного диаметра и довести их до заданного участка с постоянным значением дисперсности.

Давление на устье скважины при поддержании газосодержания водогазовой смеси менее 50 % в течение 46 часов работы смесителя изменилось незначительно, в пределах погрешности – 2,5 %. Стационарное поведение давления на устье скважины (в пределах 17 МПа) позволяет сделать вывод о том, что водогазовая смесь с заданной структурой

РИС. 7. Технологическая схема промышленного размещения оборудования для проведения испытаний смесителя водогазового СВГ-20, подключенного к нагнетательной скважине Ярактинского НГКМ



потока, преимущественно пузырькового типа, достигает забоя нагнетательной скважины без образования в НКТ газовых пробок.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны нагнетательной скважин (ПЗНС) могут оказывать влияние на подвижность водогазовой смеси в капиллярах (трещинах), регулирующим параметром ФЕС является коэффициент гидропроводности. При относительно хороших ФЕС нагнетание ВГС может происходить вне зависимости от структуры водогазовой смеси, однако при плохих значениях ФЕС, может наступить режим блокирования капилляров (трещин) газовыми пузырьками, которые будут срывать непрерывную подачу водогазовой смеси на участке от устья до интервала перфорации скважины. Срыв подачи водогазовой смеси приведет к изменению структуры, будут образовываться газовые пробки в НКТ, для преодоления сил сопротивления (архимедовой силы,

сил поверхностного натяжения, инерционных сил) потребуется запас потенциальной энергии (повышенное давление на устье). На изменение ФЕС оказывают влияние два основных показателя – это фазовая проницаемость породы и вязкость водогазовой смеси. Известно, что с увеличением газонасыщенности пластового флюида, проницаемость горной породы по жидкости падает, а по газу возрастает.

Вязкость водогазовой смеси значительно меньше по сравнению со смесью, в которую искусственно добавили ПАВ, что обуславливает тормозящий эффект при движении смеси в НКТ – это положительный момент при движении водогазовой смеси на участке: «устье-забой скважины», однако при движении в капиллярах и трещинах действует капиллярное давление и, возможно, эффект Жоммена (эффект блокирования канала капилляра в местах сужения), которые могут приводить к тому, что гидропроводность ПЗНС при закачке водогазовой смеси с ПАВ может снижаться по отношению

к значению гидропроводности ПЗНС при закачке водогазовой смеси без ПАВ в несколько раз, при прочих равных условиях, с другой стороны может наблюдаться эффект выравнивания профиля приемистости для неоднородных коллекторов.

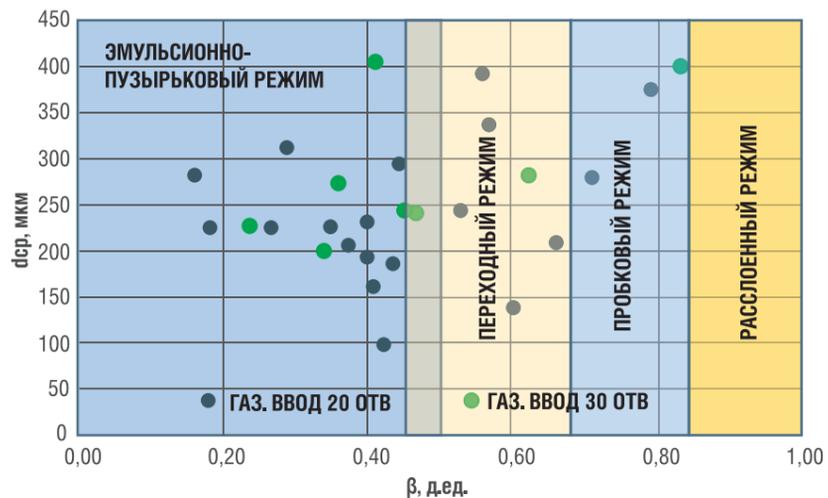
Результаты промышленных испытаний позволили определить диапазон значений среднего диаметра (dcp) газовых пузырьков в потоке с газосодержанием – 50 % по об.: для сопла с 20-каналами: 100–350 мкм, для сопла с 30-каналами: 200–400 мкм. Критическое газосодержание водогазовой смеси при давлении 17 МПа составляет 60 % по об., при котором наблюдается изменение структуры потока водогазовой смеси. Стабильное поведение водогазовой смеси в диапазоне газосодержания 20–50 % по об. (для сопла 20-каналов: dcp = 200 мкм; для сопла 30-каналов: dcp = 250 мкм). Распределение структуры водогазовой смеси на выходе смесителя, при увеличении газосодержания с 20 % до 45 % наблюдается

эмульсионно-пузырьковый режим, характеризующийся равномерным строением газовых пузырьков (по размеру и по форме), упакованных в шлейф потока смеси. Относительная скорость движения газовых пузырьков для данной структуры минимальна или стремится к нулю, что обеспечивает постоянное значение плотности водогазовой смеси на участке движения от смесителя до устья скважины. При увеличении газосодержания от 45% до 65% наблюдается переходный режим – наблюдается рост диаметра газовых пузырьков в результате их частичной коалесценции, при этом относительная скорость газовых пузырьков в потоке увеличивается. При увеличении газосодержания от 65% до 80% наблюдается пробковый режим, переходящий в расслоенный, при газосодержаниях свыше 90% (рисунок 8).

Выводы

В результате обобщения большого массива промысловых и лабораторных данных, авторами разработаны серии номограмм, при помощи которых можно осуществить подбор геометрии сопла и режима работы смесителя в зависимости от технологических параметров (Q_B , $Q_{г.с.у.}$, $P_{см} = P_y$, P_r , P_B), в частности задавая требуемым значением среднего диаметра водогазовой смеси на выходе смесителя, можно определить требуемый перепад давления на смесителе при формировании водогазовой

РИС. 8. Распределение структуры потока водогазовой смеси на выходе смесителя СВГ-20 в широком диапазоне объемно-расходных газосодержаний



смеси: $\Delta P_c = P_r - P_{см}$; перепад давления зависит от геометрии сопла (20 каналов, 30 каналов и т.д., диаметр инжектора – 1,1 мм); по значению перепада давления можно определить оптимальное значение объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям ($Q_{г.с.у.}$); по данным $Q_{г.с.у.}$ можно определить требуемое значение подачи жидкости (воды) на приеме смесителя (Q_B). В случае необходимости увеличения объема закачки газа при поддержании заданного значения $d_{ср} = 160$ мкм, необходимо определить ΔP_c , значение которого будет соответствовать по номограмме значению требуемого объемного расхода газа (рисунок 9).

Результаты исследований позволяют рекомендовать смеситель СВГ-20 к промышленному использованию на Ярактинском НГКМ. Научный интерес представляет проведение исследований нисходящего потока водогазовой смеси в нагнетательных скважинах с «отрицательными» подъемниками разного диаметра и длины, при различных режимах работы скважин для определения структуры потока водогазовой смеси в нагнетательной скважине. ●

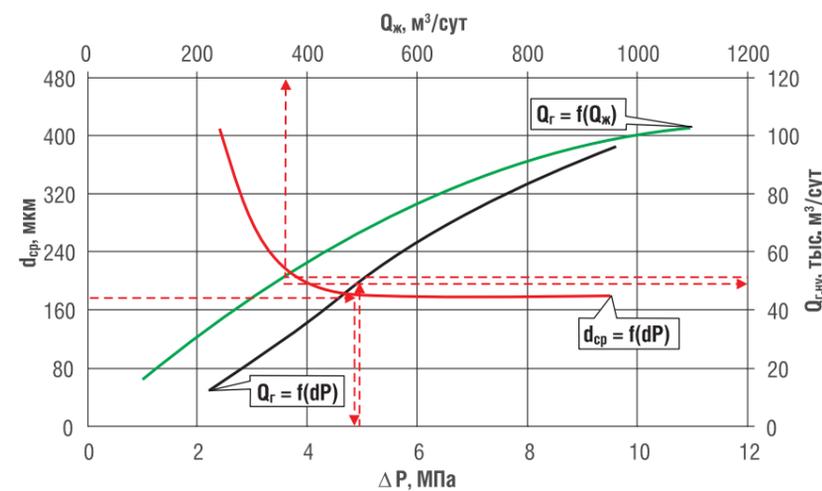
Коллектив авторов выражает благодарность сотрудникам ООО «Иркутская нефтяная компания» за предоставленную возможность проведения промысловых исследований на Ярактинском НГКМ.

Литература

1. Пресс-релиз Мирового банка от 17 ИЮЛЯ 2018 ГОДА «New Satellite Data Reveals Progress: Global Gas Flaring Declined in 2017» <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2018/07/17/new-satellite-data-reveals-progress-global-gas-flaring-declined-in-2017>.
2. Дроздов А.Н., Телков В.П., Вербицкий В.С. и др. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями // Нефтяное хозяйство, 2007, № 1. С. 58–59.
3. E. Dendy Sloan Jr., J Ben Bloys. Hydrate Engineering // Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas – 2000. – 95 pp.
4. Perkins T., Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes // SPE 20633 – 1993.

KEYWORDS: Yaraktinskoye oil and gas condensate field, water-gas mixture, SVG-20 mixer, swag, water-gas impact on the reservoir, fine-dispersed water-gas mixture, oil (associated) gas, ejector, flow dispersion.

РИС. 9. Номограмма подбора параметров смесителя (СВГ-20): сопло 20×1,1 мм, угол развертки – 30°, $P_{вгс} = 17$ МПа



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

4–6 ноября

9-я Казахстанская Международная выставка
Powerexpo Astana 2020
 «Энергетика, Электротехника и Энергетическое машиностроение»
 Москва

НОЯБРЬ

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23 ₃₀	24	25	26	27	28	29

5 ноября

IX международная конференция
Моторные топлива и топливные присадки 2020
 Москва, отель «Балчуг Kempinski»

10–13 ноября

26-я Международная промышленная выставка
Металл-Экспо
 Москва, ВДНХ

11 ноября

VI Международная конференция
Нефтехимия России 2021: цены, рынки, прогнозы
 Москва

12–13 ноября

Межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2020
 Нижневартовск, Дворец Искусств

12–13 ноября

15-й международный конгресс
НЕФТЯНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ И НЕФТЕБАЗЫ: эксплуатация, модернизация, развитие
 Санкт-Петербург, отель «Коринтия Санкт-Петербург»

16–19 ноября

9-я международная геолого-геофизическая конференция
Санкт-Петербург 2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы
 Санкт-Петербург

19 ноября

X ежегодная конференция
Строительство в нефтегазовом комплексе (Нефтегазстрой-2020)
 Москва, отель InterContinental Moscow Tverskaya

26–27 ноября

8-й международный форум и выставка нефтегазовой отрасли
ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2020
 Новый Уренгой

27 ноября

IV Международная конференция
Рынок нефтепродуктов России и СНГ-2020
 Москва, отель «Балчуг Kempinski»

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ

газораспределительных станций на основе диагностирования

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ И НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА. ПРЕДЛОЖЕН ВАРИАНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАННЫХ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ИНЦИДЕНТОВ И АВАРИЙ, ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГРС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ СТРУКТУР И КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, В ЧАСТНОСТИ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

THE PAPER DEALS WITH TOPICAL ISSUES OF ENSURING SAFE AND RELIABLE OPERATION OF GAS DISTRIBUTION STATIONS OF THE MAIN GAS PIPELINE. A VARIANT OF USING THE DATA OF DIGITALIZATION IN THE MANAGEMENT SYSTEM OF PRODUCTION FACILITIES FOR OPERATIONAL CONTROL, PREVENTION OF INCIDENTS AND ACCIDENTS, ASSESSMENT AND FORECASTING OF THE TECHNICAL CONDITION OF THE GDS EQUIPMENT USING COMPUTATIONAL STRUCTURES AND COMPUTER TECHNOLOGIES, IN PARTICULAR, NEURAL NETWORK TECHNOLOGIES AND MACHINE LEARNING

Ключевые слова: газораспределительная станция, нейронные сети, диагностика, авария, инцидент.

Глух Максим Анатольевич

старший мастер СЭГРС
ООО «Газпром трансгаз
Санкт-Петербург» Псковское
ЛПУМГ

Авдеев Александр Викторович

слесарь-сантехник РТУ
ООО «Газпром трансгаз
Санкт-Петербург» Псковское
ЛПУМГ,
магистрант кафедры «ТТ»,
ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Петровская Марина Владимировна

доцент кафедры «ТТ»
ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Магистральный газопровод является основным элементом газотранспортной системы и главным составным звеном Единой системы газоснабжения страны. Важным, связующим элементом между линейной частью и потребителем является газораспределительная станция (ГРС). ГРС это сложный технологический комплекс, присоединенный к линейной части магистрального газопровода, предназначенный для изменения параметров природного газа перед подачей в сети газораспределения, включая очистку, редуцирование, мероприятия по предотвращению гидратообразования (подогрев), одоризацию, а также измерения расхода газа.

Надежность и безопасность ГРС стратегически важны как для поставщика газа, так и для конечного потребителя, так как это важнейший элемент в обеспечении бесперебойной поставки газа.

Однако в настоящий момент более 70 % газораспределительных

станций находится в эксплуатации более 30 лет, а возраст отдельных ГРС достигает 40 и более лет. На фоне продолжающегося старения отработавшего свой ресурс оборудования, в условиях существенного сокращения программ по капитальному ремонту ключевыми становятся вопросы надежности и безопасности. Своевременное выявление критических и потенциально опасных элементов газотранспортной системы, поиск уязвимых мест является важнейшей задачей по предотвращению отказов, возникновению аварийных ситуаций, способных привести к разрушениям, экологическому и материальному ущербу.

С 21 июля 1997 федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» определены основные требования безопасной эксплуатации промышленных объектов с опасными условиями труда. Предприятия, эксплуатирующие объекты магистрального газопровода обязаны вести постоянный мониторинг надежности и безопасности систем.

Для выполнения требований законодательства Российской Федерации и поддержания установленного нормативной и технической документацией уровня надежной и безопасной эксплуатации

объектов транспорта углеводородов ПАО «Газпром» необходимо регулярно проводить экспертизу их промышленной безопасности (ЭПБ). В ходе ЭПБ проверяют соответствие объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности, определяют возможность установления срока безопасной эксплуатации (если он не был ранее установлен) или продления срока безопасной эксплуатации объекта экспертизы с указанием условий его дальнейшей безопасной эксплуатации.

Основными задачами технического диагностирования является контроль технического состояния, т.е. проверка соответствия параметров оборудования требованиям технической документации, определение мест и, при необходимости, причин и видов дефектов, прогнозирование технического состояния оборудования.

На сегодняшний день помимо ЭПБ существует ряд способов контроля технического состояния оборудования, таких как проведение толщинометрии отводов и тройников технологической обвязки ГРС, проведение наружных и внутренних осмотров оборудования работающего под избыточным давлением, контроль технического состояния оборудования в процессе эксплуатации, контроль показателей технологического процесса и др.

Техническое диагностирование проводимое, к примеру, в рамках ЭПБ исследует оборудование ГРС по определенным факторам. В результате мы получаем большой объем данных, которые используются в системе управления производственных объектов далеко не в полном объеме.

Следует отметить, что существующие методы мониторинга технического состояния оборудования ГРС обладают рядом недостатков. Во первых: отсутствует единая электронная база данных результатов обследования оборудования – отчеты и заключения составляются «на бумаге», что в свою очередь ограничивает использование полученных результатов. Во-вторых: данные обследования не используются для оценки общего состояния ГРС – отсутствует методика учитывающая результаты технического диагностирования в процессе управления техническим состоянием и целостностью объектов.

В-третьих: отсутствует возможность произвести сравнительный анализ состояния ГРС, как в целом, так и по элементам, узлам – отсутствует программное обеспечение позволяющее производить обработку данных диагностирования с возможностью расчета и прогнозирования показателей надежности и безопасности.

При проведении диагностики существует также ряд причин, препятствующих сплошному проведению контроля: близко расположенные элементы конструкций зданий, оборудования, наличие тепло-шумоизоляционного покрытия на трубопроводах, подземное расположение трубопроводов на ГРС, несъемные опоры под газопроводами, отсутствие возможности непрерывного контроля за параметрами работы катодной защиты и др.

На сегодняшний день отсутствуют методики оценки технического состояния ГРС, учитывающих комплексное воздействия различных факторов. Зачастую, определяемые отдельно показатели не превышают критических значений, но в совокупности могут быть опасными и привести к негативным последствиям.

Из сказанного выше ясно, что используемые методы не позволяют в полной мере провести оценку технического состояния оборудования ГРС и спрогнозировать его надежную и безопасную работу.

Конкретное состояние оборудования ГРС следует рассматривать в комплексе с учетом максимального количества факторов воздействующих на систему. Для решения подобных задач существует необходимость в разработке методики оценки технического состояния оборудования ГРС с использованием вычислительных структур и компьютерных технологий, должны быть разработаны алгоритмы оценки технического состояния, надежности и безопасности на основании актуальных эксплуатационных данных, результатов технического диагностирования, данных полученных при авариях и инцидентах. Важно учесть наиболее значимые факторы, оказывающие наибольшее влияние на состояние газораспределительных станций. Наряду с параметрами, определяемыми в ходе ЭПБ

необходимо учитывать данные полученные по результатам всех видов технического диагностирования, осмотров оборудования в порядке текущей эксплуатации, статистические данные и др.

Для выполнения поставленных задач и обработки информации необходимо внедрение программного комплекса на основе нейросетевых технологий с машинным обучением. Использование подобных технологий позволяет оперировать значительными объемами данных. Нейронные сети (НС) имеют способность обучаться в автоматическом режиме по предоставленной статистике, автоматически выявляют статистически значимые факторы и их комбинации, элиминируют незначимые факторы, обладают высокой скоростью обучения (несколько секунд). Есть конечно и недостатки: отсутствуют рекомендации по оптимальному выбору структуры сети, количеству скрытых слоев и числу в них нейронов, а также передаточных функций, нейронные сети не объясняют логики принятия решений (в отличие, например, от моделей логит регрессии или моделей, основанных на правилах), тем не менее, нейронные сети могут применяться как для задач классификации, так и для задач прогнозирования.

Следует также отметить, что использование НС не является самоцелью и должно сочетаться с прочими методами прогнозирования и оценки. Имеются положительные результаты применения НС в задачах контроля качества и выявления предпосылок опасных ситуаций, имеется развитый инструментарий по созданию НС, прежде всего на языке программирования Python, имеется ряд систем разработки НС, применяемых в реальных приложениях и поддерживаемых крупными фирмами-разработчиками (в пробной версии использовалась система TensorFlow от Google), причем эти системы являются бесплатными.

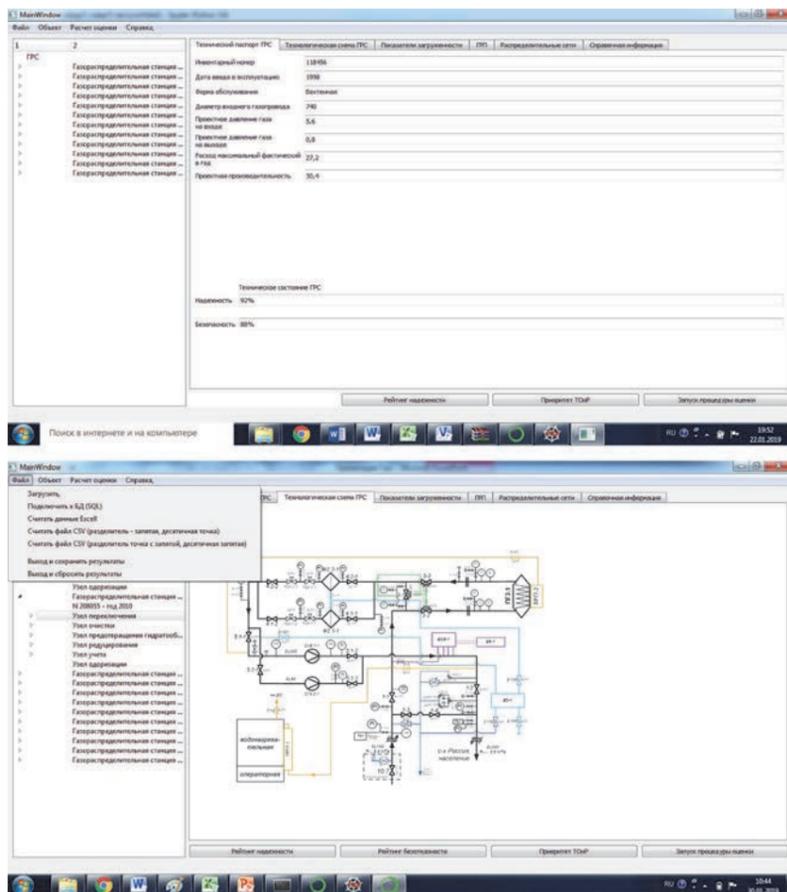
Источником данных для нейронной сети могут быть реляционные базы данных, электронные таблицы Excel, тестовые файлы (формата csv), источники в сети Интернет. Обработка данных может осуществляться несколькими

УДК 622.692.5

РИС. 1. Схема организации программного комплекса оценки технического состояния ГРС



РИС. 1. Схема организации программного комплекса оценки технического состояния ГРС



нейронными модулями, определяя состояние объекта к примеру по пяти уровням опасности: авария, инцидент, предпосылка к инциденту, нарушения в системе управления ПБ или отклонения от технологических процессов, норма.

Для разработки программного комплекса необходимо спроектировать базу данных для хранения информации и результатов расчетов, графический интерфейс пользователя, разработать модуль сопряжения интерфейса и базы

данных, разработать конвертер с помощью которого интерфейс переводится на язык Python. Нейронную сеть можно обучать или тренировать. Т.е. в нейронном модуле определенной структуры с настроенными передаточными функциями, но с неизвестными коэффициентами в процессе обучения производится изменение коэффициентов таким образом, что бы ошибка была минимальной. Процесс повторяется несколько раз, для поиска коэффициентов используется метод градиентного спуска. Описанный выше алгоритм схематично отображен на рисунке 1.

Программный комплекс должен позволять: производить паспортизацию объекта, производить расчет и вывод результатов показателей надежности и безопасности, производить сравнительный анализ состояния объектов и их элементов, на основе сравнительного анализа расставлять приоритеты проведения ремонтов оборудования ГРС. На рисунке 2 изображен интерфейс пробной версии программного комплекса.

Таким образом, на сегодняшний день существует необходимость в разработке алгоритмов и положений методики оценки технического состояния с использованием нейронной сети с машинным обучением и использовании их на объектах газоснабжения в системе управления производственного объекта для оперативного контроля, предупреждения инцидентов и аварий. ●

Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 Стандарт организации газораспределительных станций. Правила эксплуатации.
2. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*», утверждён Приказом Госстроя от 25.12.2012 № 108/ГС.
3. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.
4. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Ростехнадзора от 11.04.2016, № 144.
5. Любимова Т.В., Горелова А.В. Решение задач прогнозирования с помощью нейронных сетей // Международный журнал инновационная наука № 4/2015.
6. Земенкова, М. Ю. Системный мониторинг показателей надежности объектов трубопроводного транспорта: дис канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 187 с.

KEYWORDS: gas distribution station, neural networks, diagnostics, accident, incident.

Нефтегазовый форум инноваций и инвестиций

12–13 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2020

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
- ✓ Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа.
- ✓ Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти.
- ✓ Насосы, компрессорное оборудование.
- ✓ Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности.
- ✓ Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера.
- ✓ Энергетическое оборудование.
- ✓ Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты.
- ✓ Средства связи, телекоммуникации и сигнализации.

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Телефон/факс:
+7 (383) 335-63-50



E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

СТОИМОСТЬ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИКЕ

АВТОРЫ СРАВНИВАЮТ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДКИ И ПРИХОДЯТ К ВЫВОДАМ, ЧТО ОСНОВНОЙ ПРОГРЕСС В ПОИСКЕ И РАЗВЕДКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ СВЯЗАН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ. ОНИ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СВОЙ ПОДХОД КОМПЬЮТЕРНОГО ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (КГДМ), КАК МЕТОД, НАИБОЛЕЕ ПОДХОДЯЩИЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СЛАБО ОСВОЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ И НЕ ТРЕБУЮЩИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ПОЛЕВЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ

THE AUTHORS COMPARE METHODS AND TECHNOLOGIES OF OIL AND GAS EXPLORATION AND COME TO THE CONCLUSION THAT THE MAIN PROGRESS IN THE SEARCH AND EXPLORATION OF HYDROCARBONS IS ASSOCIATED WITH THE USE OF MODERN COMPUTER TECHNOLOGIES AND MATHEMATICAL MODELS. THEY PRESENT THEIR APPROACH AS COMPUTER-BASED GEODYNAMIC MODELING (CGDM), AS A PROMISING METHOD, THE MOST APPROPRIATE FOR THE STUDY OF WEAKLY DEVELOPED TERRITORIES AND DOES NOT REQUIRE PRELIMINARY FIELD GEOLOGICAL WORKS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: экспертное сравнение, методы поиска и разведки, нефтегазоносные месторождения, Арктика, контактные методы, дистанционные методы, геодинамические модели.

УДК 563

Минаев Владимир Александрович

д.т.н., профессор, МГТУ им. Н.Э. Баумана

Фаддеев Александр Олегович

д.т.н., профессор, МГТУ им. Н.Э. Баумана

Степанов Родион Олегович

к.т.н., директор Дирекции Арктических программ, МГТУ им. Н.Э. Баумана

Введение

В последние годы происходит стремительное истощение легко извлекаемых запасов нефтяных и газовых месторождений, усложняются условия добычи углеводородов и одновременно из-за жесткой конкурентной борьбы нефтедобывающих государств учащаются периоды резкого падения цен на нефть и газ. Чтобы преодолевать достаточно динамичные условия безубыточности в сфере углеводородов, необходимо постоянно совершенствовать методы и технологии их поиска и разведки.

Основной прогресс в этом направлении, на наш взгляд, связан с использованием современных компьютерных технологий и математических моделей [1–5]. В совокупности этот инструментальный способ существенно повысить эффективность функционирования нефтегазового комплекса путем снижения расходов на этапах поиска и разведки углеводородов. Особо это касается Арктической зоны, где издержки по добыче нефти и газа особенно высоки.

Сравнение методов и технологий нефтегазоразведки

Спектр методов и технологий поиска залежей углеводородов, к настоящему времени отличаясь разнообразным набором научных подходов, продолжает расширяться. В таблице 1 представлены основные укрупненные направления методов и технологий разведки.

Сравнивая приведенные в таблице 1 методы и технологии, отметим, что традиционная схема поиска залежей углеводородного сырья обязательно связана с проведением комплексных полевых геологических и геофизических работ, завершающихся буровыми работами.

ТАБЛИЦА 1. Основные направления методов и технологий нефтегазоразведки

Контактные		Дистанционные		
Полевые (П)	Аналитические (А)	Геоморфологические (ГМ)	Структурометрические (СМ)	Компьютерного геодинамического моделирования (КГДМ)

К геологическим методам относятся традиционная геологическая съемка, составление геологических профилей, гидрогеологический метод.

Геофизические методы включают: сейсмический, гравиметрический, электрометрический, магнитометрический, термометрический, радиометрический, спектрометрический, электромагнитный и др. Традиционная схема самая дорогостоящая [6] – среднемировая стоимость ее реализации составляет 3–5 тыс. долл./км². Выбор же места под бурение сейсмическим 3D способом составляет не менее 10 тыс. долл./км². При этом выполнение этих работ растягивается на годы. Таким образом, традиционные методы выгодны только при условии разведки крупных и средних нефтегазоносных структур, залегающих на небольших глубинах.

Аналитические методы [7] в целом также традиционны, позволяя выявить углеводороды по прямым признакам их наличия в различных средах или по косвенным, отражающим влияние углеводородов на указанные среды. По стоимости, из-за дороговизны аппаратной реализации и исследований в целом ряде исследований глубинных проб грунтов – кернов, а также полевых подходов к своей реализации, эти методы в целом достаточно затратны, занимая по стоимости следующее после них место.

Условно будем называть первые два направления «контактными», учитывая необходимость при реализации присутствия им методов непосредственную работу (бурение, взятие проб и т.п.) на месте расположения потенциального месторождения.

Подчеркнем, что в Арктической зоне пока сохраняется возможность разведки достаточно крупных месторождений, включая шельфовую и океаническую часть.

Однако указанное сочетание экологических, климатических и геологических факторов, а также огромные территории, где необходимо производить поиск и разведку, не только затрудняют проведение здесь полевых и отчасти – аналитических исследований, но и существенно удорожает их.

Учитывая, что в последние годы наблюдается переход к поиску и освоению маломощных, а также залегающих на больших глубинах залежей углеводородов, традиционные подходы часто неэффективны и приводят к неоправданному затратам. Так, доля продуктивных от общего количества поисковых скважин в нашей стране и в континентальной Европе составляет около четверти, а в США – порядка пятой части [6]. По расчетам специалистов [6], к реальным затратам в 3–7 млн долл. на бурение одной продуктивной скважины добавляется в четыре раза больше – 10–28 млн долл., затрачиваемых на бурение «пустышек» – скважин, в которых не обнаруживается углеводородное сырье.

Поэтому и растет число инновационных научных методов, направленных на более дешевые, с одной стороны, и более точные, с другой, способы поиска и разведки углеводородов. Хотя универсальных и одновременно эффективных методов пока никто не предложил, скорее всего, потому, что истина всегда лежит посередине. А именно – решение связано с комплексным применением методов, представленных в таблице 1 (а также новых разработок) с расчетом оптимального участия каждого из них для достижения конечной цели – нахождения залежей с приемлемыми затратами, позволяющими говорить о безубыточности связанных процессов поиска, разведки, добычи и транспортировки нефти и газа потребителям.

Среди весьма перспективных научных методов поиска и разведки

углеводородов сегодня выделяется группа геоморфологических методов [8], направленных на выявление и визуализацию различных косвенных признаков (цвет, тон, различного рода структуры, тепловые потоки в разных спектрах диапазона, аномалии в структуре гидросети и т.д.), проявляющиеся на поверхности суши и воды на Земле. Эти методы основаны, как правило, на возможности прогнозирования залежей углеводородов по результатам компьютерного дешифрования аэрокосмических снимков в разных диапазонах спектра.

Геоморфологические методы

Если говорить просто, ГМ представляют собой следующую цепочку исследований: ландшафтный анализ – морфологический анализ – морфографический анализ. Т.е. алгоритм «разгадывания» аэрокосмических снимков таков:

- **первый этап** – результаты ландшафтного анализа (выявленные структуры – кольцевые, линейные и дугообразные элементы рельефа, связанные с глубинными разломами, перепады рельефа, аномалии в рисунке гидросети и т.д. систематизируются, классифицируются и готовятся к передаче на второй этап анализа;
- **второй этап** – производится гипсометрия рельефа местности, т.е. нивелировка высот признаков выявленных тектонических структур (линеаментов, колец, особенностей рельефа, рисунка гидросети и т.д.), возможно имеющих отношение к локализации залежей углеводородов;
- **третий этап** – морфографические показатели при структурометрическом представлении задаются в цифровом виде как карты изолиний, эквипотенциальные

кривые и т. п., по которым опытный специалист (в том числе используя наработанные алгоритмические процедуры) ищет похожесть, повторяемость картины, наблюдаемой на известных участках с залежами углеводородов.

Очевидно, что основным недостатком геоморфологических методов является нечеткость, расплывчатость их результатов, высокая зависимость от навыков, опыта, глубины специальных знаний и научной интуиции интерпретатора аэрокосмических снимков. Кроме того, присутствие в указанной цепочке метода ландшафтного анализа не позволяет качественно прогнозировать структуры глубокого залегания, поскольку он позволяет анализировать только приповерхностные залежи.

Таким образом, высокая стоимость получения качественных снимков поверхности Земли с помощью спутников, самолетов, дронов в сочетании с огромными территориями Арктической зоны, сложностями организации полетов в условиях существующей аэродромной инфраструктуры для самолетов и недостаточным покрытием космической зоны Арктики искусственными спутниками, а также критериальная расплывчатость процесса обработки снимков на предмет идентификации залежей углеводородов, делают геоморфологические методы дорогими и мало полезными для большей части российского Севера. Хотя при развитии инфраструктуры производства необходимых аэрокосмических снимков и кардинального улучшения алгоритмов анализа за счет привлечения моделей искусственного интеллекта названные методы могли бы оправдать приписываемую им перспективность.

Несмотря на то, что к настоящему времени геоморфологический метод имеет свои ограничения в применении, дистанционный подход к прогнозированию мест залегания полезных ископаемых продолжает развиваться.

Для расширения возможностей анализа данных дистанционного зондирования Земли, увеличения точности их компьютерной обработки все шире применяют косвенные признаки для дешифрования различных

изображений территорий потенциального залегания углеводородов. Для выявления связей между залежами углеводородов и изображением земной поверхности применяют фотограмметрическую и фотометрическую обработку оцифрованных изображений, их масштабирование, коррекцию, контрастирование и фильтрацию и т.д. Однако до сих пор не создано эффективных алгоритмов и программ обработки материалов аэрокосмической съемки для прогнозирования и оценки углеводородов, что, не в последнюю очередь, связано с отставанием компьютерных методов анализа изображений.

Такое положение привело к разработке алгоритмов *структурометрического анализа* [9, 10], как одной из разновидностей геоморфологических методов, многоспектральных космических данных высокого пространственного разрешения с целью решения задач поиска и оценки месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых.

В основе метода также лежит исследование следов воздействия слабых акустических волн от залегающих в литосфере полезных ископаемых на земную поверхность. За миллионы лет залежи углеводородов, непрерывно передавая энергию Земли с помощью маломощных акустических волн, привели к заметной перестройке земных ландшафтов, сформировав на поверхности многочисленные образования кольцевого типа. На основе таких физических предпосылок создана компьютеризированная методика анализа и прогнозирования различных характеристик и параметров нефтегазовых залежей, находящихся на достаточно больших глубинах – до 20–25 км.

Решение этой задачи, как и всех задач структурометрического анализа, вызывает множество трудностей, указанных применительно к Арктической зоне по отношению к геоморфологическим методам.

К ним добавляется трудоемкость дешифрирования кольцевых структур, требующего установления практически для каждого пикселя изображения принадлежности к той или иной кольцевой структуре,

отражающей трехмерную модель геологического строения территории, в которой имеются залегания пластов с особыми свойствами. Каждый из таких пластов подвергается процедуре распознавания образов, после выполнения которых делается вывод о том, что выявленная структура перспективна для поиска нефти и газа, содержит приемлемый объем углеводородов.

Используемые при структурометрическом анализе методы и приемы обработки аэрокосмических изображений, автоматизированного дешифрирования и картографического моделирования составляют суть комплексной компьютерной технологии, включающей оригинальные программные блоки распознавания образов, специализированные геоинформационные системы, модули графического представления данных и т.д. Если говорить упрощенно, то методы геоморфологического и структурометрического анализа представляют «взгляд сверху» при поиске углеводородов с присущими ему трудностями, о которых сказано выше, говоря об Арктической зоне.

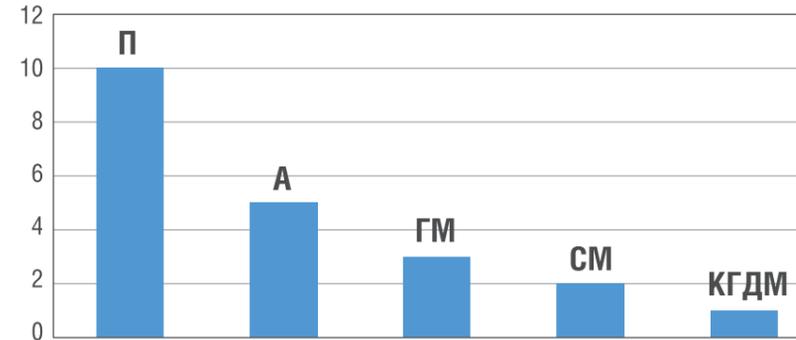
Взгляд изнутри

Для того, чтобы избежать указанных трудностей, авторы настоящей статьи в рамках дистанционного направления предложили подход – «взгляд изнутри», базирующийся на комплексе геодинамических моделей, позволяющих вычислять по всей глубине литосферы указанные в п. 4 показатели напряжений, деформаций и смещений, возникающих в результате миграции сейсмодинамической энергии в Земной тверди. Подход определен как *метод компьютерного геодинамического моделирования (КГДМ)* [11–16].

Интегрально он состоит из четырех этапов:

1. обеспечение компьютерной системы моделирования необходимой информацией о геодинамике исследуемой территории;
2. вычисление с помощью комплекса моделей показателей напряжений, деформаций и смещений по всей глубине литосферы, включая шельфовую

РИС. 1. Относительные затраты на поиск и разведку продуктивных скважин различными методами



П – Полевые; А – Аналитические; ГМ – Геоморфологические; СМ – Структурометрические; КГДМ – Компьютерного геодинамического моделирования

- и морскую части, в регионе прогнозирования залежей углеводородов;
3. расчет комплекса дифференциальных операторов, отражающих векторы изменений напряжений, деформаций и смещений в литосфере Земли на территории поиска залежей углеводородов;
4. выбор территориальных зон, где дифференциальные операторы приобретают особую векторную ориентацию, проверенную на репрезентативном количестве регионов и указывающую на наличие залежей углеводородов. По изменению ориентации векторов можно определить: границы и площадь залежи; глубину залегания продуктивных пластов; оценочные объемы запасов нефти, газа и газового конденсата в целом по залежи.

Нужно отметить, что КГДМ не требует проведения предварительных полевых работ, а его применение ориентировано как на слабо освоенные территории, каковой является Арктическая зона, так и на недоразведанные части Земли. По своим экономическим показателям метод на несколько порядков эффективнее всех контактных методов, использующих гравитационную, сейсмическую и магнитную разведку, поисковое бурение, а также аналитических методов.

Экспертная оценка метода с привлечением опытных специалистов показывает, что КГДМ по затратам меньше геоморфологических и структурометрических дорогостоящих аэрокосмических снимков. На рисунке 1 показаны

относительные затраты при поиске и разведке на одну продуктивную скважину, полученные экспертным путем.

В то же время первичным информационным обеспечением для КГДМ могут служить данные из уже существующих мировых баз данных в Интернет. Используя только данные из этих баз, на предварительной неизученной территории можно оперативно спрогнозировать наличие потенциальных ресурсов нефти и газа, затем, дополнительно привлекая детальную информацию, получить представление об основных характеристиках месторождений.

Выводы

Сравнение существующих методов и технологий нефтегазоразведки показывает, что основной прогресс в поиске и разведке углеводородов связан с использованием современных компьютерных технологий и математических моделей. Среди них выделяются контактные и дистанционные направления.

- Контактные – это полевые и аналитические;
- Дистанционные – геоморфологические, структурометрические, компьютерное геодинамическое моделирование.

Дистанционные методы показали себя в 3–10 раз дешевле полевых. При этом геоморфологические и структурометрические дистанционные методы базируются на дорогостоящих аэрокосмических снимках, то есть используют технологию «вид сверху».

В то же время, метод КГДМ основан на технологии «вид изнутри» на базе системы геодинамических моделей. При КГДМ не проводят предварительных полевых работ, а ее применение ориентировано на слабо освоенные, сложные территории, такие, как Арктическая зона. ●

Литература

1. Еремин Н.А., Дмитриевский Н.А. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». 2015. № 12. – С. 44–48.
2. Березина А.А. Целесообразность перехода к концепции интеллектуального месторождения в условиях современных проблем нефтегазодобывающего комплекса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. № 2. – С. 42–44.
3. Гулупян А.Г. К оценке эффективности новых технологий «Интеллектуальные месторождения будущего» // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 11. – С. 22–27.
4. Records L.R., Shimbo D.T. Petroleum Enterprise Intelligence in the Digital Oil Field // Society of Petroleum Engineers. 2010. January 1. DOI:10.2118/127355-MS
5. Pickering J.G., Sengupta S. Achieving Digital Oilfield Competency // Society of Petroleum Engineers. 2013. October 28. DOI:10.2118/167432-MS.
6. Руднева Л.Н. Резервы снижения стоимости строительства нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 72 с.
7. Кислухин И.В., Кислухин В.И., Бородин В.Н. Методы поисков месторождений углеводородного сырья: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 52 с.
8. Симонов Ю.Г. Геоморфология. Методология фундаментальных исследований. СПб.: Питер, 2005. – 427 с.
9. Жукон В.Т., Лазарев Г.Е., Фивенский Ю.И. Комплексный анализ и прогноз месторождений углеводородного сырья и экологических характеристик по данным аэрокосмической съемки. – М., 1997. – 6 с.
10. Эколого-географические проблемы Арктики: Принципы, методы, рекомендации. Новые методы структурометрического зондирования // Экологический вестник. 1998. № 1. – 44 с.
11. Минаев В.А., Фаддеев А.О., Кузьменко Н.А. Моделирование и оценка геодинамических рисков: Монография. М.: Издательство: «РТСофт», «Космоскоп», 2017. – 356 с.
12. Минаев В.А., Топольский Н.Г., Фаддеев А.О. и др. Геодинамические риски и строительство. Математические модели: Монография. М.: Изд-во Академии ГПС МЧС России, 2017. – 208 с.
13. Минаев В.А., Фаддеев А.О., Ахметшин Т.Р. и др. Геодинамические индикаторы для поиска нефтегазоносных полей // Вестник Российского нового университета. Серия «Сложные системы: модели, анализ и управление». 2018. № 3. – С. 16–36.
14. Минаев В.А., Фаддеев А.О., Кантышева А.В. и др. Геодинамические риски и нефтегазоносные районы Кипра. Модели оценки // Моделирование, оптимизация и информационные технологии. 2018. № 4 (23). Том 6. – С. 313–321.
15. Минаев В.А., Дворянкин С.В., Фаддеев А.О. и др. Кибербезопасность и глобальные геодинамические риски // Вопросы кибербезопасности. 2019. № 3 (31). – С. 11–17.
16. Минаев В.А., Фаддеев А.О., Невдах Т.М., Ахметшин Т.Р. Дифференциальные операторы как индикаторы нефтегазоносных бассейнов // Труды Международной научной конференции – СРТ2019. 2019. – С. 114–118.

KEYWORDS: expert procedure, search and exploration methods, oil and gas fields, Arctic, contact methods, remote methods, geodynamic models.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ГАЗОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ арктического сектора Западной Сибири



Новиков Дмитрий Анатольевич
заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа Новосибирского национального исследовательского государственного университета, к. г.-м.н.



Борисов Евгений Владиславович
младший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН



Черных Анатолий Витальевич
научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН



Дульцев Федор Федорович
научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН



Бурштейн Лев Маркович
заведующий лабораторией теоретических основ прогноза нефтегазоносности Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа Новосибирского национального исследовательского государственного университета, д.г.-м.н.

ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ СОСТАВА ГАЗОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО СЕКТОРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ПОКАЗАНЫ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОВОГО СОСТАВА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ВЕРТИКАЛЬНОЙ И ЛАТЕРАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНСКОГО, НЕОКОМСКОГО И ЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ

RESULTS OF THE STUDY OF THE COMPOSITION OF GASES IN HYDROCARBON POOLS WITHIN JURASSIC-CRETACEOUS DEPOSITS IN THE WEST SIBERIAN SECTOR OF THE RUSSIAN ARCTIC POLAR REGION ARE PRESENTED. THE MAIN SITE-SPECIFIC GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF GAS COMPOSITION ARE SHOWN. MAJOR PATTERNS OF VERTICAL AND LATERAL ZONING OF GAS DISTRIBUTION IN APTIAN-ALBIAN-CENOMANIAN, NEOCOMIAN AND JURASSIC RESERVOIR ROCKS ARE REVEALED

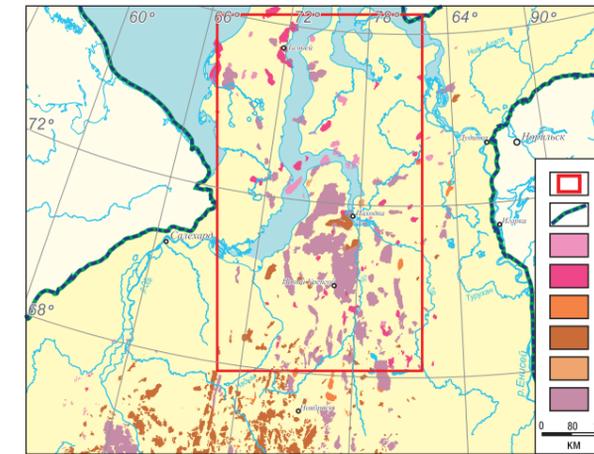
Ключевые слова: геохимия газов, фазовый состав, залежь углеводородов, Западная Сибирь, Арктика.

Очевидно, что будущие открытия крупных и уникальных залежей углеводородов (УВ) на территории Западной Сибири следует связывать с ее арктическим сектором, включая шельф Карского моря. Согласно выполненной в ИНГГ СО РАН количественной оценке, Карское море является одной из наиболее перспективных акваторий шельфа Российской Арктики и на его долю приходится порядка 25% всех ресурсов углеводородов Северных морей [1]. Нефтегазопроисковые работы в арктическом секторе Западной Сибири ведутся с 30-х годов прошлого века. В годы Великой Отечественной войны геологические изыскания в самом центре арктических районов Западной Сибири проводил В.Н. Сакс. В 1945 г. он рекомендовал низовья р. Надым в качестве одного из самых перспективных районов поисков месторождений углеводородов. С 60-х по 80-е годы XX столетия были открыты уникальные газовые месторождения: Заполярное (1965), Уренгойское (1966), Медвежье (1967), Ямбургское (1969) и другие. До Западной Сибири мир не знал подобных газовых гигантов [2].

Созданная за годы освоения Западной Сибири газовая промышленность является одним из ключевых секторов экономики современной России. Основная масса добываемого газа расходуется промышленностью и идет на экспорт [3]. В настоящее время ПАО «ГАЗПРОМ» успешно осуществляет реализацию амбициозной «Программы комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий» и создает Бованенковскую, Тамбейскую и Южную промышленные зоны.

УДК 553.98(985)

РИС. 1. Местоположение изученных месторождений



1 – область картопостроения рис. 5; 2 – граница распространения мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты; 3–8 – месторождения: 3 – газовые, 4 – газоконденсатные, 5 – газонефтяные, 6 – нефтяные, 7 – нефтегазовые, 8 – нефтегазоконденсатные

Активное освоение ресурсов УВ осуществляют также дочерние структуры ПАО «НОВАТЭК», «РОСНЕФТЬ», «ЛУКОЙЛ» и других.

Промышленная газоносность арктических районов Западной Сибири установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от газ-салинской пачки (турон-нижний коньяк) верхнего мела до верхней части палеозойского фундамента [4–5]. Уникальные запасы газа сосредоточены в отложениях апт-альб-сеноманского нефтегазоносного комплекса (НГК) (Бованенковское, Ямбургское, Уренгойское и другие), при этом львиная доля запасов связана с сеноманом. Основные запасы газа сконцентрированы на глубинах 1000–1500 м [6]. В настоящей работе впервые обобщены данные по составу газов более 5000 залежей УВ северных и арктических районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1).

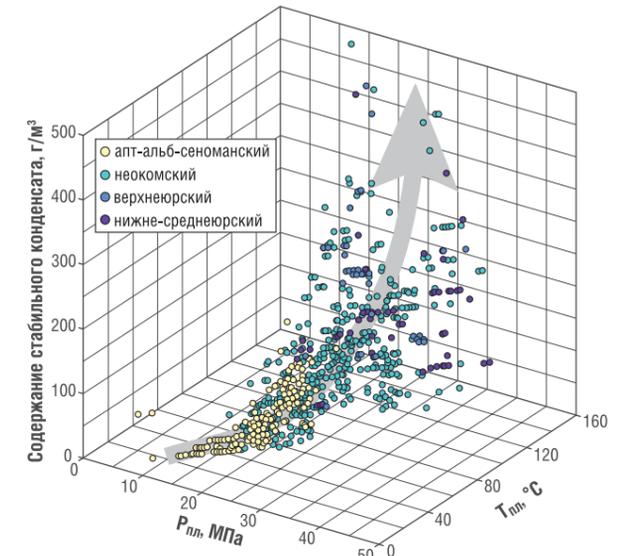
Фазовый состав залежей УВ

Термобарические условия залежей УВ исследуемого района характеризуются пластовыми температурами от 18 до 160 °С и давлениями от 5 до 37 МПа, общая тенденция которых хорошо видна на рисунке 2. Изучаемый регион характеризуется широким развитием аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в резервуарах неоккома и юры [7–9]. При статистической обработке данных использованы анализы газов по более 2200 залежам свободного газа, более 600 газовых шапок нефтяных залежей и более 2200 нефтяным залежам (попутным газам). Углеводородные газы и нефть генетически тесно связаны между собой. Гомологический ряд газообразных углеводородов: метан – этан – пропан – бутан – изобутан продолжается уже в нефти, содержащей пентан, гексан, гептан и другие нормальные УВ и их изомеры. При большом содержании УВ над нефтяной залежью образуется газовая шапка. Если содержание газообразных УВ невелико, то газовой шапки может и не быть. Весь этот газ в этом случае находится в нефти, составляя с ней единую смесь, начинающуюся

с метана и до высокомолекулярных жидких и твердых растворенных в нефти УВ. При очень большом давлении, повышенной температуре и достаточном количестве газа образуется газовый раствор, содержащий жидкие нефтяные УВ. В этом случае мы имеем дело с газоконденсатными месторождениями.

Выделяется следующий ряд значений содержания стабильного конденсата, характеризующих типы скоплений с газовой фазой УВ (г/м³): чисто газовые (< 1,0), низкоконденсатные (1–10), конденсатные с пониженным содержанием жидкой фазы (10–30), среднеконденсатные с пониженным (30–100) и повышенным (100–300) содержанием жидкой фазы, а также высококонденсатные (> 300) [10]. Так, среднее содержание стабильного конденсата в рассматриваемых месторождениях закономерно увеличивается с ростом пластовых температур и давлений от 45,9 г/м³ в залежах апт-альб-сеноманского комплекса до 209,7 г/м³ в залежах юрского возраста (рис. 2). Аномальными значениями (более 500 г/м³) характеризуются неоккомские залежи Надымского и Умсейского месторождений, верхнеюрские залежи Тэрельского и среднеюрские Ютырмальского месторождений.

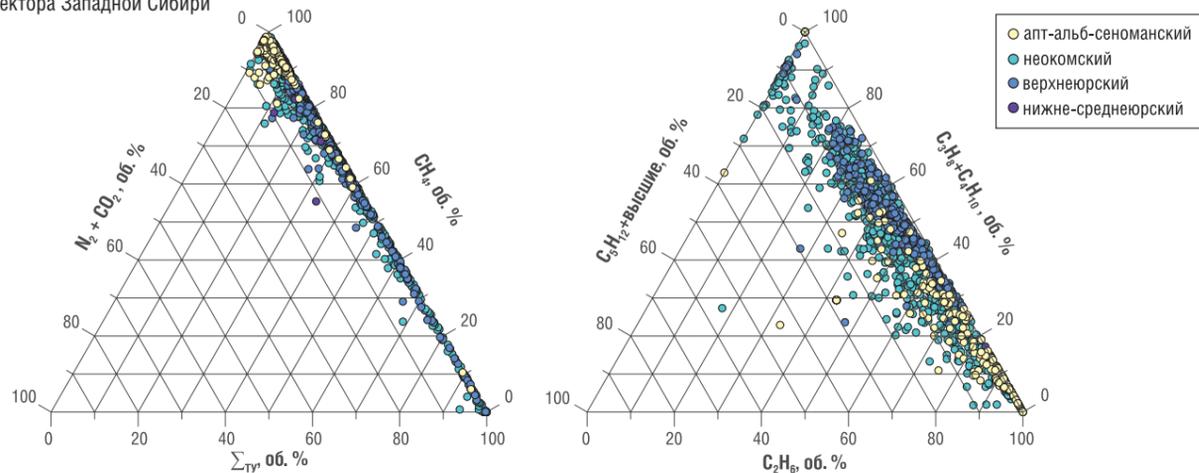
РИС. 2. Содержание стабильного конденсата в зависимости от термобарических условий УВ залежей



Особенности геохимии газов залежей УВ

К настоящему времени в научной литературе предложено более 30 классификаций природных газов по химическому составу (В.И. Вернадский, И.М. Губкин, В.А. Соколов, Н.А. Еременко, К.П. Кофанов, В.Ф. Никонов, И.С. Старобинец, В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин и другие). В анализе имеющихся данным мы использовали классификацию М.И. Субботы и А.Ф. Романюка [10]. Статистическая обработка имеющихся данных по составу углеводородных и неуглеводородных компонентов в свободных и растворенных газах позволило выявить характерные особенности их соотношения для газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей. Газы практически всех изученных

РИС. 3. Диаграммы общего состава газов и состава тяжелой углеводородной фракции свободных газов залежей арктического сектора Западной Сибири



залежей характеризуются преобладанием в составе (до 90–99 об. %) углеводородов метанового ряда (рис. 3). Основным компонентом, генетически наиболее близким к метану, является этан. Пропан, бутан и более тяжелые гомологи характерны для газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей. В газах отсутствует сероводород, в малых количествах содержатся азот (0,1–3,0 об. %), за исключением ряда залежей на Салмановском (Утреннем), Среднеямальском, Нейтинском, Хамбайтейском и ряде других месторождений, где его концентрации достигают 7–15 об. %. Содержания углекислого газа не превышают 13 об. %, составляя в среднем 0,6 об. %. Количество гелия и аргона, в среднем, составляют 0,01 и 0,026 об. % соответственно. Иногда встречается водород (от долей до 1,7 об. %). Газы продуктивных горизонтов отличаются друг от друга главным образом по содержанию тяжелых углеводородов (C₂H₆ + высшие) (табл. 1, рис. 4). Их повышенное содержание связано с газами газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей и находится в прямой зависимости от выхода стабильного конденсата [6]. Рассмотрим подробнее особенности геохимии газов залежей в зависимости от их фазового типа.

Газовые залежи имеют состав C₁ > N₂ > C₂ > CO₂ > C₃ > H₂ > i-C₄ > n-C₄ > Ar > i-C₅ > He > n-C₅ > i-C₆ > n-C₆ и характеризуются средними содержаниями углеводородных компонентов (об. %): метана 94,6–96,6; этана 0,46–2,02; пропана 0,02–0,33; изобутана от следовых до 0,14; бутана от следовых до 0,11; изопентана от следовых до 0,05; пентана от следовых до 0,03; изогексана от следовых до 0,03; гексана в следовых количествах. Неуглеводородные компоненты составляют (об. %): азот 1,79–2,35; углекислый газ 0,43–0,73; водород 0,03–0,18; гелий от следовых до 0,017 и аргон 0,025–0,034. Сумма гомологов метана (ΣТУ) варьирует от следовых до 5 об. %, отношение C₂/C₃ составляет от 2 до 160, коэффициент этанизации K_э = 100 · C₂/(C₃ + C₄) изменяется от 200 до 3000 и более, а коэффициент жирности K_ж = C₂ + высшие/C₁ от 0,1 до 5,5. Для примера, в газе залежи пласта БП₆¹ Западно-Таркосалинского месторождения ΣТУ = 4,99 об. %, C₂/C₃ = 3,75, K_э = 286,8 и K_ж = 5,5. Установлено, что в наибольшей степени обогащены гомологами метана газы неокосских залежей, и в меньшей степени – верхнеюрских.

Газоконденсатные залежи имеют состав C₁ > C₂ > C₃ > N₂ > CO₂ > n-C₄ > i-C₄ > i-C₅ > n-C₅ > H₂ > i-C₆ > Ar > n-C₆ > He и отличаются более высокими средними содержаниями углеводородных компонентов (об. %): метана 85,3–90,4; этана 5,20–6,89; пропана 1,12–3,13; изобутана 0,39–0,53; бутана 0,31–0,57; изопентана 0,15–0,19; пентана 0,09–0,13; изогексана 0,02–0,09; гексана 0,01–0,03. Неуглеводородные компоненты составляют (об. %): азот 1,28–2,81; углекислый газ 0,44–0,80; водород 0,02–0,19; гелий от следовых до 0,01 и аргон 0,014–0,053. ΣТУ изменяется от 5 до 15 об. %, отношение C₂/C₃ составляет от 1 до 15, K_э изменяется от 50 до 300, а K_ж от 5,4 до 18,2. Например, в газе залежи пласта БП₆ Северо-Губкинского месторождения ΣТУ = 8,04–13,55 об. %; C₂/C₃ = 6,8–8,0; K_э = 288,2–317,4 и K_ж = 9,0–15,9. В целом, средние характеристики состава газоконденсатных залежей слабо изменяются по юрско-меловому разрезу.

Нефтегазоконденсатные залежи имеют состав C₁ > C₂ > C₃ > n-C₄ > i-C₄ > N₂ > CO₂ > i-C₅ > n-C₅ > i-C₆ > H₂ >

РИС. 4. Средний состав газов залежей УВ арктического сектора Западной Сибири

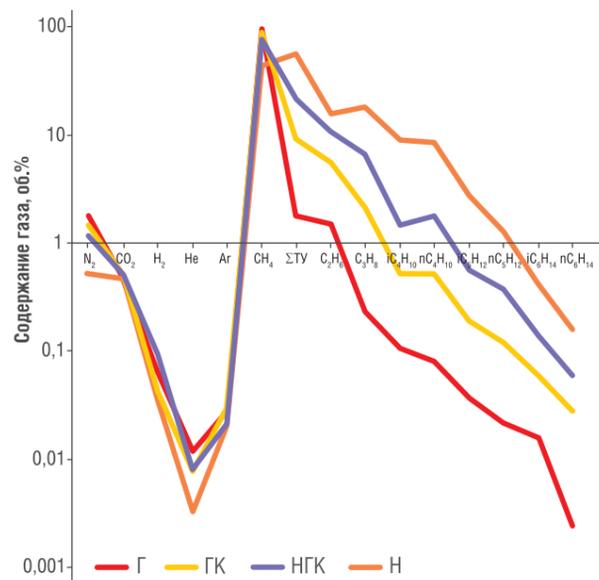


ТАБЛИЦА 1. Средний состав газов в зависимости от фазового типа УВ залежи и НГК

НГК	N ₂	CO ₂	H ₂	He	Ar	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	iC ₆ H ₁₄	nC ₆ H ₁₄	Σ (ТУ)	ρВ
Газовые залежи (Г)																
I	1,79	0,44	0,03	0,008	0,025	96,5	1,00	0,13	0,08	0,06	0,03	0,0189	0,007	0,002	1,12	0,56
II	1,82	0,52	0,11	0,016	0,032	94,6	2,02	0,33	0,14	0,11	0,05	0,0279	0,030	0,004	2,54	0,60
III	2,35	0,43	0,18	0,013	0,026	96,6	0,46	0,02	0,00	0,00	—	—	—	—	0,48	0,57
IV	2,24	0,73	0,13	0,017	0,034	95,5	1,33	0,19	0,04	0,01	0,00	0,0001	—	—	1,55	0,58
Газоконденсатные залежи (ГК)																
I	1,28	0,80	0,02	0,008	0,014	90,4	5,20	1,12	0,51	0,31	0,19	0,0951	0,090	0,017	7,48	0,63
II	1,38	0,48	0,04	0,007	0,029	89,0	5,53	2,17	0,53	0,54	0,19	0,1235	0,060	0,031	9,13	0,64
III	2,81	0,47	0,04	0,014	0,053	85,3	6,89	3,13	0,49	0,55	0,17	0,1302	0,036	0,008	11,41	0,67
IV	2,01	0,44	0,19	0,008	0,044	88,8	5,70	2,28	0,39	0,57	0,15	0,1041	0,017	0,010	8,78	0,66
Нефтегазоконденсатные залежи (НГК)																
I	0,31	1,03	0,00	0,006	0,004	75,9	13,53	4,54	2,13	1,10	0,85	0,4658	0,428	0,222	23,15	0,76
II	1,03	0,49	0,08	0,007	0,020	77,2	10,39	6,42	1,53	1,81	0,59	0,3964	0,153	0,063	21,33	0,78
III	1,39	0,59	0,11	0,011	0,025	75,4	11,11	7,67	1,27	1,67	0,44	0,3114	0,082	0,037	22,60	0,79
IV	2,73	0,42	0,18	0,007	0,023	72,8	13,00	7,11	1,05	1,78	0,45	0,3452	0,073	0,040	23,84	0,77
Нефтяные залежи (Н)																
I	3,49	0,62	—	—	—	39,3	25,77	8,24	16,70	3,93	2,13	0,5812	0,253	0,081	57,68	1,16
II	0,50	0,42	0,02	0,003	0,016	40,7	14,91	18,08	10,74	9,75	3,27	1,4730	0,500	0,187	58,89	1,25
III	0,37	0,60	0,02	0,003	0,027	50,4	16,86	18,93	4,20	6,01	1,39	0,9125	0,220	0,098	48,63	1,07
IV	5,40	0,22	0,54	0,008	0,046	60,1	14,84	12,07	1,87	3,46	0,70	0,7090	0,127	0,064	33,84	0,86

Примечание: НГК – нефтегазоносный комплекс: I – апт-альб-сеноманский; II – неокосский; III – верхнеюрский; IV – нижнеюрский; ρВ – плотность по воздуху г/см³; «—» – нет данных.

n-C₆ > Ar > He и характеризуются еще более высокими средними содержаниями углеводородных компонентов (об. %): метана 72,8–77,2; этана 10,39–13,53; пропана 4,54–7,67; изобутана 1,05–2,13; бутана 1,10–1,81; изопентана 0,44–0,85; пентана 0,31–0,47; изогексана 0,07–0,43; гексана 0,04–0,22. Неуглеводородные компоненты представлены (об. %): азотом 0,31–2,73; углекислым газом 0,42–1,03; водородом от следовых до 0,18; гелием от следовых до 0,01 и аргоном от следовых до 0,025. В нефтегазоконденсатных залежах и залежах газовых шапок ΣТУ составляет 10–30 об. %, отношение C₂/C₃ составляет от 0,6 до 7, K_э изменяется от 20 до 330, а K_ж от 15,0 до 45,9. К примеру, нефтегазоконденсатная залежь пласта БП₁₁ Таросовского месторождения характеризуется значениями ΣТУ = 20,78 об. %; C₂/C₃ = 1,18; K_э = 79,0 и K_ж = 26,6. На общем фоне залежи апт-альб-сеноманского нефтегазоносного комплекса имеют несколько более легкий состав гомологов метана.

Нефтяные залежи по составу растворенных газов представлены C₁ > C₂ > C₃ > i-C₄ > n-C₄ > N₂ > H₂ > i-C₅ > n-C₅ > CO₂ > i-C₆ > n-C₆ > Ar > He и отличаются наиболее высокими концентрациями гомологов метана и характеризуются средними содержаниями (об. %): метана 39,3–60,1; этана 14,84–25,77; пропана 8,24–18,93; изобутана 1,87–16,70; бутана 3,46–9,75; изопентана 0,70–3,27; пентана 0,58–1,47; изогексана 0,12–0,50; гексана 0,06–0,19. Неуглеводородные компоненты представлены (об. %): азотом 0,37–5,40; углекислым газом 0,22–0,62; водородом 0,02–0,54; гелием в следовых количествах и аргоном от 0,02 до 0,05. В нефтяных залежах ΣТУ составляет 30–95 об. %, отношение C₂/C₃ составляет от 0,1 до 5, K_э изменяется от 5 до 120, а K_ж от 43 до 600. Так, растворенные газы нефтяной залежи пласта БП₁₆ Восточно-

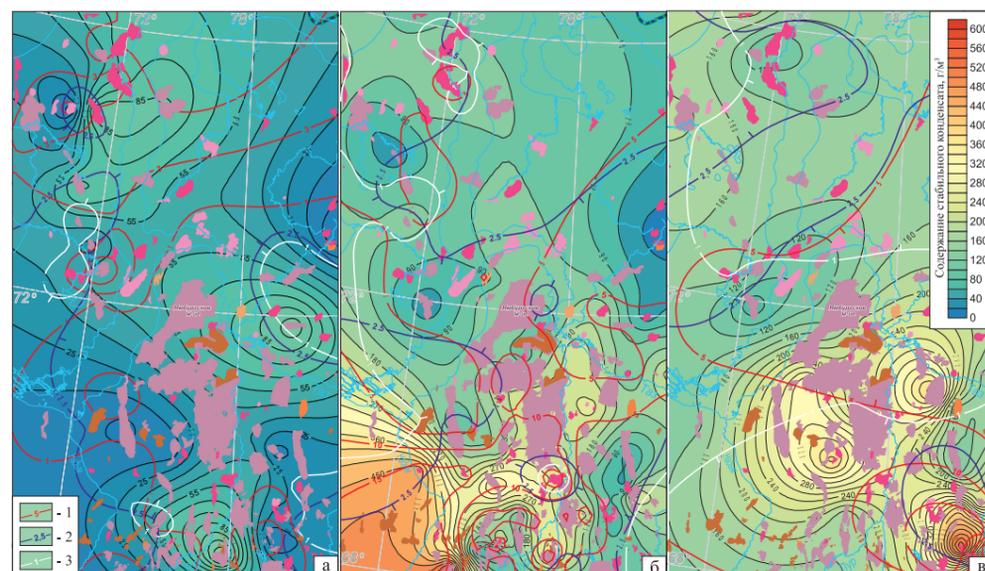
Таркосалинского месторождения характеризуются значениями ΣТУ = 31,97–42,84 об. %; C₂/C₃ = 1,01–2,25; K_э = 67–96 и K_ж = 47–75. Наиболее тяжелым составом растворенных газов характеризуют нефтяные залежи неокосского комплекса.

Зональность состава газовых залежей

Как видно из таблицы 1, при практически одинаковых концентрациях неуглеводородных компонентов и доминировании в составе газовых залежей основных НГК метана, наибольшие различия выявлены в распределении его гомологов. Максимальные их содержания установлены в газах неокосского, а наименьшие в залежах верхнеюрского НГК. Так, средние концентрации в газах апт-альб-сеноманского НГК ниже, чем в неокосском: по этану в 2,03 раза; пропану – 2,58; бутану (изомерной и нормальной форме) от 1,71 до 1,89, пентану (изомерной и нормальной форме) от 1,47 до 1,54 и гексану (изомерной и нормальной форме) от 2,09 до 4,34 раз. Газы апт-альб-сеноманских отложений отличаются также наиболее низкими концентрациями водорода, гелия и аргона по сравнению с ниже залегающими НГК.

Установленные выше особенности наиболее ярко проявляются на картах, отражающих особенности геохимии газовых залежей (рис. 5). Так, содержание стабильного конденсата достигает максимальных значений в газовых залежах юрских НГК, составляя до 400 г/м³ и более. Высококонденсатные газы распространены в южных районах изучаемого региона. При этом в апт-альб-сеноманском НГК газы с содержанием конденсата более 85 г/м³ ограничены группой Тамбейских месторождений на севере и Пякяхинским месторождением на юго-востоке

РИС. 5. Карты средних содержаний стабильного конденсата, тяжелых углеводородов, азота и углекислого газа в газовых залежах апт-альб-сеноманского (а), неокомского (б) и юрских комплексов (в)



Содержание газов:
1 – STU;
2 – азота;
3 – углекислого газа

(рис. 5а). Отмеченная ранее связь содержаний ТУ с конденсатностью газов хорошо видна на примере неокомских и юрских НГК (рис. 5б-в). Например, в неокомском НГК область с высоким (более 350 г/м³) содержанием стабильного конденсата трассируется изолинией STU = 15 об.%. Подобная аномалия выявлена и в пределах юрских НГК в юго-восточной области территории картопостроения. Закартированы области распространения газов с повышенным содержанием в составе доли неуглеводородных компонентов: азота свыше 2,5 об.% и углекислого газа более 1 об.%. Как правило, эти зоны взаимосвязаны.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

- 1) Промышленная газоносность арктического сектора Западной Сибири связана с широким стратиграфическим интервалом: от газ-салинской пачки (турон-нижний коньяк) верхней мела до верхней части палеозойского фундамента. Основные запасы газа сконцентрированы на глубинах 1000–1500 м.
- 2) Термобарические условия залежей УВ исследуемого района характеризуются пластовыми температурами от 18 до 160 °С и давлениями от 5 до 37 МПа. Среднее содержание стабильного конденсата в рассматриваемых месторождениях закономерно увеличивается с ростом пластовых температур и давлений от 45,9 г/м³ в залежах апт-альб-сеноманского комплекса до 209,7 г/м³ в залежах юрского возраста. Аномальными значениями (более 500 г/м³) характеризуются отдельные неокомские и юрские залежи.
- 3) Газы практически всех изученных залежей УВ характеризуются преобладанием в составе (до 90–99 об. %) углеводородов метанового ряда. Основным компонентом, генетически наиболее близким к метану, является этан. Пропан, бутан и более тяжелые гомологи характерны для газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей. Газовые залежи имеют состав $C_1 > N_2 > C_2 > CO_2 > C_3 > H_2 > i-C_4 > n-C_4 > Ar > i-C_5 > He > n-C_5 > i-C_6 > n-C_6$; газоконденсатные – $C_1 > C_2 > C_3 > N_2 > CO_2 > n-C_4 > i-C_4 > i-C_5 > n-C_5 > H_2 > i-C_6 > Ar > n-C_6 > He$; нефтегазоконденсатные – $C_1 > C_2 > C_3 > n-C_4 > i-C_4 > N_2 > CO_2 > n-C_5 > i-C_6 > H_2 > n-C_6 > Ar > He$ и нефтяные (растворенные газы) – $C_1 > C_2 > C_3 > i-C_4 > n-C_4 > N_2 > H_2 > i-C_5 > n-C_5 > CO_2 > i-C_6 > n-C_6 > Ar > He$.

$C_3 > N_2 > CO_2 > n-C_4 > i-C_4 > i-C_5 > n-C_5 > H_2 > i-C_6 > Ar > n-C_6 > He$; нефтегазоконденсатные – $C_1 > C_2 > C_3 > n-C_4 > i-C_4 > N_2 > CO_2 > n-C_5 > i-C_6 > H_2 > n-C_6 > Ar > He$ и нефтяные (растворенные газы) – $C_1 > C_2 > C_3 > i-C_4 > n-C_4 > N_2 > H_2 > i-C_5 > n-C_5 > CO_2 > i-C_6 > n-C_6 > Ar > He$.

Исследования проводились при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0017, 0331-2019-0025; РФФИ в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики»; РФФИ и Правительства Ямало-Ненецкого автономного округа в рамках научного проекта № 19-45-890005.

Литература

1. Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря // Доклады РАН. 2019. Т. 489. № 3. С. 272–276.
2. Конторович А.Э. Пути освоения ресурсов нефти и газа Российского сектора Арктики // Вестник РАН. 2015. Т. 85. № 5–6. С. 420–430.
3. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Комарова А.В., Немов В.Ю., Шумилова С.И. Экспорт газа из России: структура и динамика поставок // Газовая промышленность. 2019. № 1 (779). С. 86–92.
4. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Мальшев Н.А., Прищеп О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 1. С. 7–17.
5. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров (мл.) И.И. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1001–1012.
6. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Фурсенко Е.А. Особенности состава газовых залежей северных и арктических районов Западной Сибири [Электронный ресурс] // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: VIII Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием, посвященная 50-летию основания ИХН СО РАН (г. Томск, 1–3 октября 2019 г.). 2019. С. 717.
7. Новиков Д.А. Роль эллиптического водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии // Литология и полезные ископаемые. 2019. № 3. С. 248–261.
8. Шарцев С.Л., Новиков Д.А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 8. С. 1008–1020.
9. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. 2017. V. 44. № 5. p. 780–788.
10. Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. Геология и геохимия природных горючих газов. М.: Недра. 1990. 315 с.

KEYWORDS: gas geochemistry, phase composition, hydrocarbon pool, Western Siberia, Arctic.

ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МНОГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ СХОЖИ С ТЕРМОБАРИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОГО СКЛОНА АЛЯСКИ, ГДЕ ОПРЕДЕЛЕНА СТРУКТУРА ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. В РАБОТЕ ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИНЫ MOUNT ELBERT И СКВАЖИНЫ ЧАЯНДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАЛАХСКОГО ГОРИЗОНТА. ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПЛАНОВ ДОЛГОСРОЧНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА НЕОБХОДИМО УЖЕ СЕЙЧАС ПРОВОДИТЬ ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НАЛИЧИЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОГИДРАТОВ

THE THERMOBARIC CONDITIONS OF MANY FIELDS IN EASTERN SIBERIA ARE SIMILAR TO THE THERMOBARIC CONDITIONS OF THE FIELDS ON THE NORTHERN SLOPE OF ALASKA, WHERE THE STRUCTURE OF GAS HYDRATE DEPOSITS IS DETERMINED. A COMPARATIVE ANALYSIS OF THERMOHYDRODYNAMIC STUDIES OF THE MOUNT ELBERT WELL AND THE WELL OF THE CHAYANDINSKOYE FIELD OF THE TALAKH HORIZON WAS CARRIED OUT. TO IMPLEMENT PLANS FOR THE LONG-TERM DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IN EASTERN SIBERIA AND THE ARCTIC SHELF, IT IS NECESSARY TO CONDUCT TARGETED STUDIES FOR THE PRESENCE OF NATURAL GAS HYDRATES RIGHT NOW

Ключевые слова: газогидрат, термогидродинамические исследования, термобарические условия, отбор керна, зоны гидратообразования.

**Васильева
Зоя Алексеевна**

доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Родичкин
Александр Владимирович**

заместитель начальника Управления геологии, испытания и КРС ООО «Газпром Бурения»

Отличительной особенностью многих месторождений Восточной Сибири является наличие аномальных пластовых давлений и низкой температуры. Мощность криолитозоны Северо-Сибирской приморской низменности превышает 600 м. Усредненные мощности криолитозоны по перспективным на нефть и газ площадям составляют: Балахинской – 560 м, Средне-Пясинской – 500 м, Рассохинской – 460 м, Джанготской – 510 м, Озерной – 600 м, Суходудинской – 470 м.

В центральной Якутии наблюдается самое глубокое охлаждение разреза криолитозоны.

Максимальные мощности криолитозоны – 800–1500 м зафиксированы в Анабарской области. Мощность криолитозоны Ботуобинской области составляет 500–800 м. В Лено-Вилуйской области породы с отрицательными температурами залегают до глубины 399–500 м.

Пластовые условия восточносибирских месторождений показаны в таблице 1 [1]. Продуктивные пласты Верхневилучанского, Тас-Юряхского, Талаканского и Чаюдинского месторождений (выделено красным рис. 1) имеют низкие пластовые температуры и достаточно высокие пластовые давления, чтобы оказаться в области гидратообразования.

Аномальные термобарические условия и наличие значительного количества неуглеводородных газов являются причинами для образования техногенного газогидрата и существования природного газового гидрата. Газовые гидраты рассматриваются во многих странах как потенциальный



РИС. 1. Месторождения углеводородов в Якутии

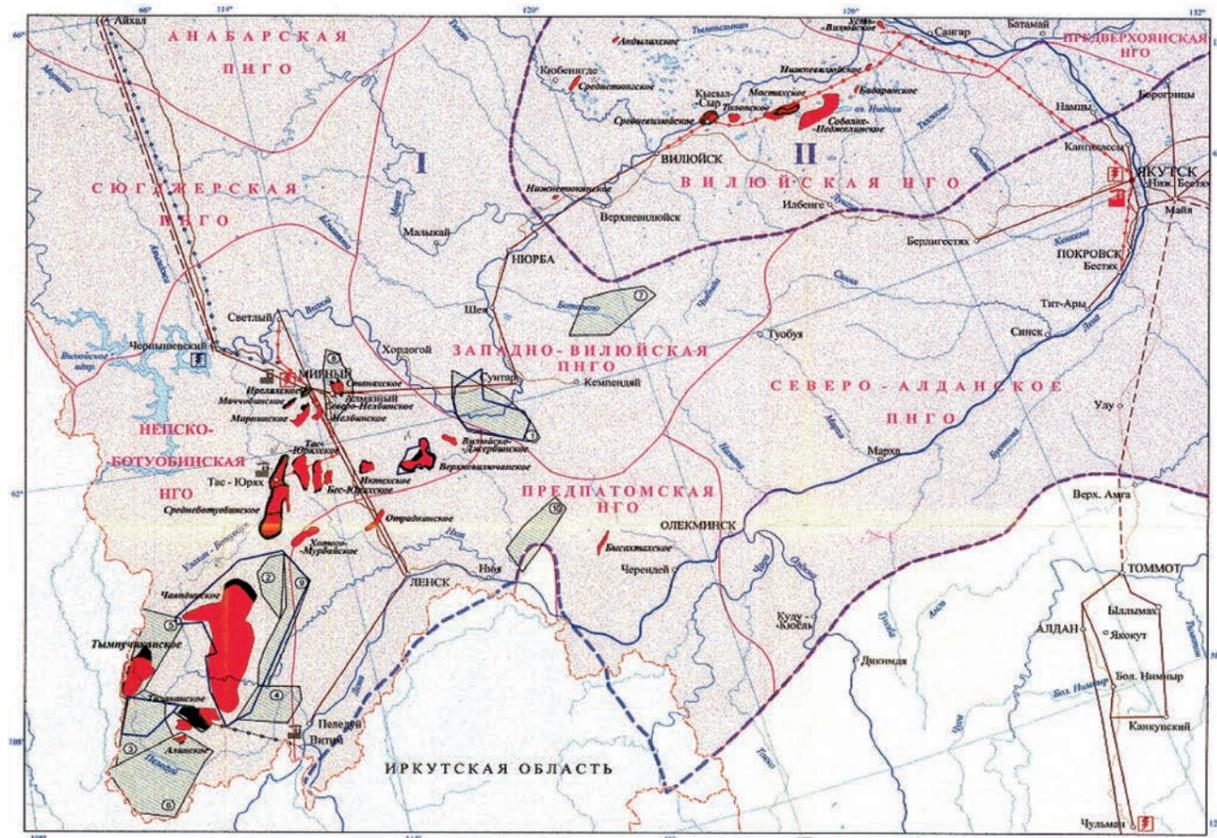
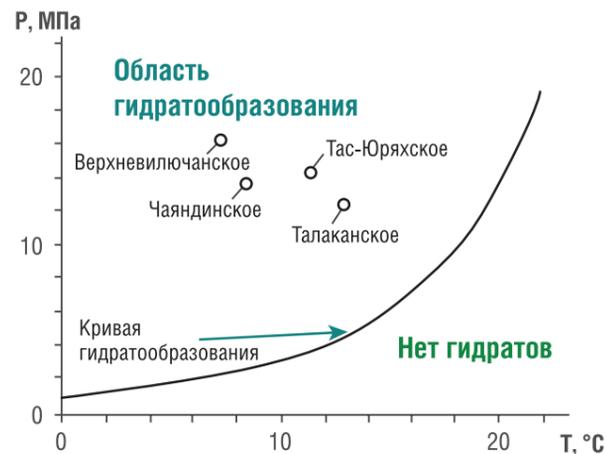


ТАБЛИЦА 1. Р/Т условия продуктивных пластов восточно-сибирских нефтегазоконденсатных месторождений

Название месторождения	Р _{пл} , МПа	t _{пл} , °С
Соболю-Неджелинское	15–21	37–45
Среднетюнское	27,6	58
Верхневилучанское	16,2	8
Тас-Юряхское	14,6	11,6
Талаканское	12,5	13,5
Чаяндинское	13,5	9–11
Ковыктинское	25,7	53

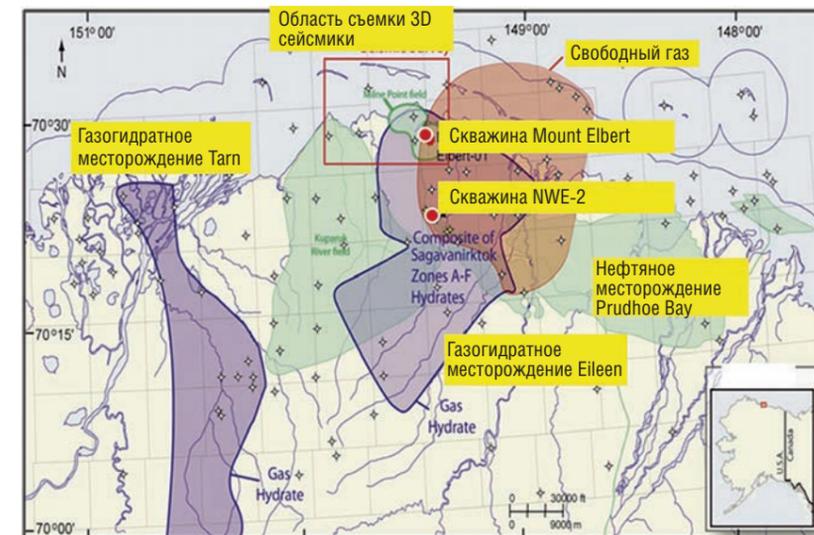
РИС. 2. Пластовые условия восточно-сибирских месторождений в сравнении с равновесными условиями гидратообразования газовой смеси плотностью 0,6



ресурс углеводородов, но даже небольшая их концентрация в породе может являться причиной серии осложнений, аварий на протяжении всего жизненного цикла скважины [2].

На рисунке 2 пластовые условия верхних горизонтов указанных месторождений показаны в сравнении с равновесной кривой гидратообразования природного газа с относительной плотностью 0,6 по воздуху. Равновесная кривая гидратообразования углеводородного газа с термодинамическим «запасом», исходя из имеющихся данных по плотности газа пластовых смесей этих месторождений (0,63–0,68) [1]. Т.е. на самом деле, указанные месторождения могут с еще с большей вероятностью находиться в области гидратообразования. Помимо термобарических условий на этих месторождениях наблюдается ряд осложнений в процессе бурения и освоения скважин, которые можно рассматривать как косвенные признаки наличия газогидратных залежей [2].

РИС. 3. Расположение перспективных газогидратных залежей Северного склона Аляски



По термобарическим условиям многие месторождения Восточной Сибири схожи с термобарическими условиями месторождений, расположенных на северном склоне Аляски [3] (рис. 3), где проводятся целенаправленные исследования по определению газогидратных залежей. В 1972 году существование газогидратов природного газа в породах на небольшой глубине было подтверждено каротажными данными, отбором керна, а так же исследованиями испытателем пласта на скважине Northwest Eileen State-02 (NWE-2) (рис. 3).

В последние годы было проведено много буровых работ в газогидратных залежах как в районах вечной мерзлоты (Малик, Канада, Игник Сикуми, Эльберт, Аляска), так и в морских отложениях.

Сравнительный анализ термогидродинамических исследований скважины Mount Elbert и скважины Чаяндинского месторождения Талахского горизонта

В районе Северного Склона Аляски [3] в феврале 2007 года была пробурена структурно-поисковая скважина Mount Elbert с отбором керна в перспективную газогидратную толщу пород до глубины 700 м (рис. 3).

Скважина Mount Elbert была пробурена вертикально до глубины 914 м, обсадная колонна была

спущена выше уровня залегания газовых гидратов, но ниже поверхности многолетнемерзлых пород для предотвращения протаивания. После установки кондуктора, скважина была пробурена с отбором керна с глубины 606,5 м до 760,1 м. В общей сложности было отобрано 131 м керна из отложений газовых гидратов, процент извлечения керна составил 85%. При этом в процессе бурения и отбора керна газогидрат был сохранен в стабильном состоянии (рис. 4).

Кроме керновых и каротажных исследований были проведены термогидродинамические исследования в открытом стволе

РИС. 4. Вид керна со скважины Mount Elbert с газогидратными включениями

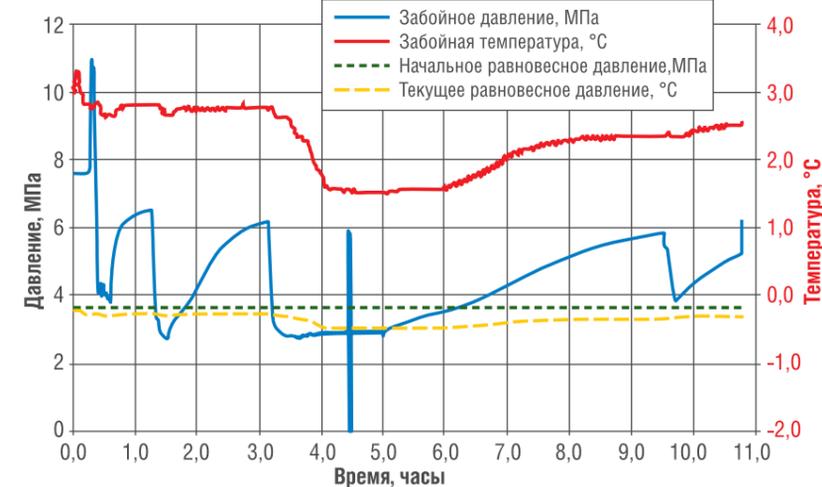


с использованием модульного динамического пластоиспытателя компании Шлюмберге (MDT).

На основе интерпретации каротажа плотности ядерно-магнитного резонанса была получена насыщенность газогидрата в диапазоне от 50 до 75% в зависимости от физических свойств пласта и остаточной водонасыщенности [3].

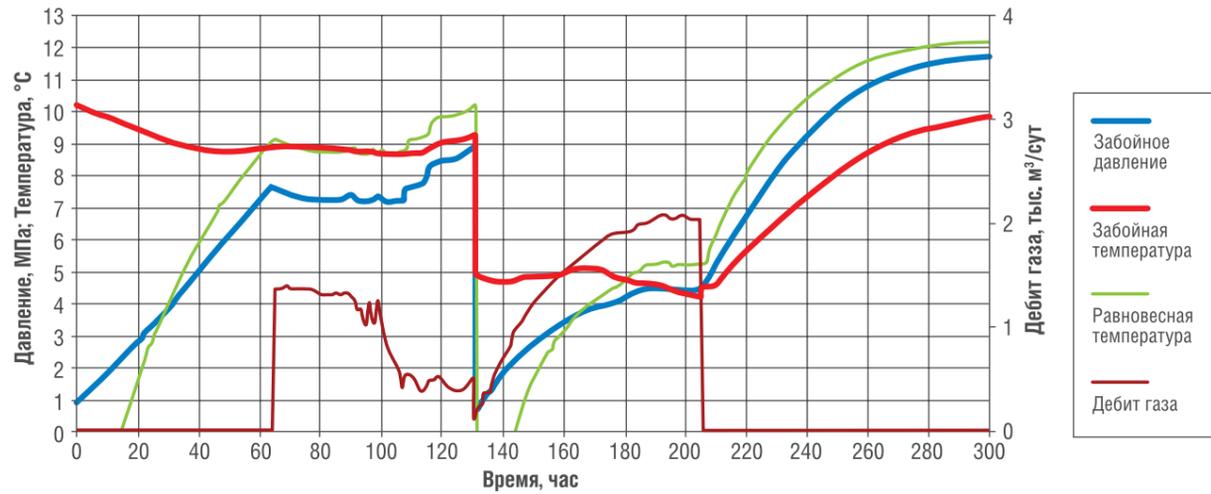
При выборе места перфорации главным критерием являлась возможность изолировать пласт в пределах относительно однородной области по свойствам и насыщенности газогидратов. Всего было проведено на различных глубинах в двух пластах четыре MDT теста (рис. 5), состоящие из чередующихся периодов притока (стабилизация давления) и остановки (восстановления давления) различной продолжительности.

РИС. 5. Динамика забойного давления и температуры эксперимента С2 на скважине Mount Elbert



Желтая пунктирная линия – рассчитанное давление стабильности газогидрата по измеренным показаниям датчика температуры

РИС. 6. Динамики забойного давления, забойной температуры, дебита газа, равновесной температуры в разведочной скважине Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения (Талахский горизонт)



Все тесты сопровождались непрерывной телеметрией давления и температуры. Также были отобраны образцы добываемых флюидов. Состав добываемого флюида непрерывно измерялся при помощи оптического жидкостного анализатора.

Во время первого периода притока забойное давление было выше равновесного давления диссоциации гидрата (рис. 5). Вид кривой восстановления давления (КВД) после первого периода притока имеет стандартный вид, поэтому применялись стандартные методы интерпретации КВД для оценки эффективной проницаемости пласта в присутствии гидрата.

Во время второго периода притока давление было снижено ниже равновесного, что привело к разложению гидратов и выделению газа. Во время третьего периода притока (самого длинного) давление вновь было снижено ниже равновесного.

Третий период притока и восстановления были самыми длительными из всей серии экспериментов (продолжительность притока — 2 часа, остановка — 4,5 часа).

В пределах Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) промышленные скопления углеводородов выявлены в трех горизонтах: ботубинском, хамакинском и талахском, приуроченных к отложениям венда [4]. Для всех продуктивных горизонтов Чаюдинского НГКМ

характерны anomalно низкие пластовые температуры.

На рис. 6 приводится пример реальных данных результатов интерпретации термогидродинамических исследований в интервале 1769–1784 м (талахский горизонт) в разведочной скважине Чаюдинского НГКМ.

Согласно предлагаемой методике: строится график динамики забойного давления, забойной температуры, дебита газа, равновесной температуры за весь период испытания скважины (рис. 6).

Как видно из рисунков 5,6 динамика забойного давления и забойной температуры эксперимента на скважине Mount Elbert газогидратного месторождения и на скважине Чаюдинского НГКМ талахского горизонта имеют аналогичный вид. Оба процесса исследования скважин носят неизотермический характер, а при снижении давления ниже равновесного давления гидратообразования наблюдается и снижение температуры.

Снижение температуры с 11 °C до 4 °C (рис. 6) и с 3 до 1.5 °C (рис. 5) невозможно объяснить эффектом Джоуля–Томсона, для этого слишком низкий дебит. Его можно объяснить только наличием природных газогидратов, который разлагается при снижении давления с большим поглощением тепла, $q_n = 4,5 \cdot 10^5$ Дж/кг. При снятии КВД наблюдается значительное повышение температуры с 4 °C до 9 °C (рис. 6) на скважине Чаюдинского месторождения

и с 1.5 °C до 2.5 °C (рис. 5) на скважине Mount Elbert.

Исследования на обеих скважинах также показали, что присутствие воды в качестве подвижной фазы является необходимым условием для начала снижения давления в гидратосодержащем пласте, которые не находятся в контакте с подстилающей свободной водой или газом.

Однако из рисунков 5, 6 видно, что зависимости давления и температуры от времени носят сложный характер и их трудно прогнозировать.

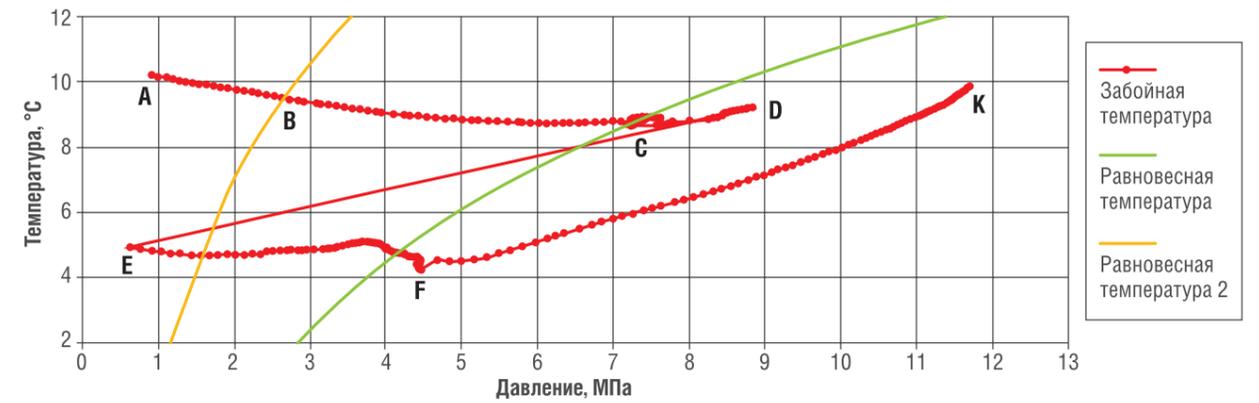
Интерпретация результатов термогидродинамических исследований скважин

При отсутствии разложения гидрата, кривая восстановления давления может быть проанализирована с использованием стандартных методов интерпретации однофазных потоков (1 период).

Применение стандартных методов интерпретации для второго и третьего периодов остановки скважины, как отмечено авторами [3], осложнено влиянием подвижной границы диссоциации и неизотермичностью процесса, а так же нелинейностью восстановления и падения давления и температуры, выражающееся в гистерезисе процессов образования и разложения гидрата.

Теоретические разработки интерпретации ГДИ в газогидратных залежах являлись объектом повышенного внимания последние несколько лет.

РИС. 7. Фазовая диаграмма равновесных условий гидратообразования в пласте и в скважине в разведочной скважине № 321-86Г Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения



Особенностью исследования скважин газогидратного месторождения является то, что тепломассоперенос в пласте определяется движением фронта диссоциации газогидрата и условием термодинамического равновесия на нем. Поэтому для газогидратного месторождения необходимо определить положение границы диссоциации газогидратов, а также давление и температуру на ней помимо стандартных параметров, которые определяются при исследовании газовых скважин (продуктивность, скин-фактор, проницаемость) [5].

При проведении исследований скважин газогидратных месторождений предлагается наряду с замера давления на забое проводить замеры температуры, а интерпретацию результатов гидродинамических исследований скважин проводить одновременно на кривых стабилизации и восстановления давления и температуры.

Решение автомодельной задачи в талой зоне (для любого режима диссоциации газогидратов) имеет один и тот же вид [6]. Однако, невозможно написать формулу притока для всей газогидратной залежи, т.к. на подвижной границе фазового перехода градиент давления терпит разрыв.

Исключая из формул притока [6] логарифм времени, получим зависимость температуры на стенке скважины T_c от давления P_c для талой зоны:

$$T_c - T_* = \frac{WK_{eff} T_{cm}}{2\lambda Q_{am} \mu_g z P_{am} T_{nz}} (P_c^2 - P_*^2),$$

где T_* , P_* — температура и давление на границе фазового перехода;

T_{cm} — стандартная температура; T_{nz} — начальная пластовая температура; P_{am} — атмосферное давление; W — тепловой поток на скважине; Q_{cm} — дебит скважины при стандартных условиях; K_{eff} — эффективная проницаемость; λ — теплопроводность породы; μ_g — вязкость газа; z — коэффициент сжимаемости газа.

На фазовой $P-T$ диаграмме изображаем равновесную температуру в зависимости от забойного давления с учетом влияния пористой среды и концентрации солей в пластовой воде, равновесной температуры (2) в зависимости от забойного давления, зависимость забойной температуры от забойного давления за весь период испытания скважины (рис. 7).

На фазовой диаграмме (рис. 7) кривые стабилизации AC и EF носят почти линейный характер и направлены под одним углом, что подтверждает нашу теорию. Также можно отметить и о кривых восстановления температуры от давления CD и FK. Добыча газа происходит при равновесных условиях гидратообразования. Отсюда следует, что на фазовой диаграмме легко прогнозировать процессы стабилизации и восстановления температуры.

Многие месторождения Восточной Сибири схожи по термобарическим условиям месторождениям, расположенных на северном склоне Аляски, где проведены целенаправленные исследования по определению газогидратных залежей.

Сравнительный анализ термогидродинамических исследований скважины Mount

Elbert и скважины Чаюдинского месторождения талахского горизонта показал общий характер динамики температуры.

Однако, для принятия окончательного решения о наличии природного газогидрата и о структуре его залегания необходимо провести специальные каротажные исследования, а для завершающего этапа исследований необходимо извлечение керна с природным газогидратом. ●

Литература

1. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии (под ред. Р.И.Вяхирева). М., Изд-во Академии горных наук, 1998, 576 с.
2. Васильева З.А., Джафаров Д.С., Аметова Т.А. Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне // Криосфера Земли, 2011. Т. XV. № 1. — С. 61–67.
3. Boswell, R., Hunter, R., Collett, T., Digert, S., Hancock, M., Weeks, M. 2008. Investigation of Gas Hydrate Bearing Sandstone Reservoir at the "Mount Elbert" Stratigraphic Test Well, Milne Point, Alaska. Presented at the International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver. British Columbia, Canada, 6–10 July.
4. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение геологической модели Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки, № 1 (6) / 2011. С. 132–145.
5. Васильева З.А., Джафаров Д.С. Особенности исследования скважин месторождений с anomalно низкой пластовой температурой // Материалы Четвертой конференции геокриологов России. МГУ им. М.В. Ломоносова. — М.: Университетская книга, 2011. Т.1. — С. 334–340.
6. Васильева З.А., Джафаров Д.С. Объемная модель диссоциации газовых гидратов в природных пластах // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 2015. № 7. — С. 36–41.

KEYWORDS: the hydrate, temperature and pressure transient tests, temperature and pressure conditions, the selection of the core zones of hydrate formation.

ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

на основе отработанного абсорбента диоксида углерода

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН АНАЛИЗ ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ С УЧЕТОМ ИХ ДОСТОИНСТВ И НЕДОСТАТКОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ, ОСЛОЖНЕННЫХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИЛАСЬ НА ОСНОВАНИИ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ПОДОБНЫМ СОСТАВАМ, И ОСНОВЫВАЛАСЬ НА ОПРЕДЕЛЕНИИ ТАКИХ ПАРАМЕТРОВ, КАК ТЕРМОСТАБИЛЬНОСТЬ, КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ, ВЛИЯНИЕ НА ФИЛЬТРУЮЩИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕНАСЫЩЕННОЙ ПОРОДЫ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ИСПОЛЪЗОВАНИЮ КРУПНОТОННАЖНОГО ОТХОДА С УЗЛА ОЧИСТКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА АГРЕГАТОВ АММИАКА «КЕМИКО» В ЖИДКОСТЬ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН. ПОКАЗАНО, ЧТО ВНЕДРЕНИЕ СОЗДАННОЙ КОМПОЗИЦИИ С УЧЕТОМ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПОЗВОЛИТ РЕШИТЬ РЯД ЗАДАЧ

THE ARTICLE DEALS WITH THE ANALYSIS OF THE USED WELL-KILLING FLUIDS CONSIDERING THEIR ADVANTAGES AND DISADVANTAGES FOR THE CONDITIONS OF THE OIL RESERVOIRS COMPLICATED WITH LOW PERMEABILITY. THE ASSESSMENT OF EFFICIENCY WAS PERFORMED ON THE BASIS OF REQUIREMENTS IMPOSED TO SUCH SOLUTIONS AND WAS BASED ON THE DETERMINATION OF THE FOLLOWING PARAMETERS: THERMAL STABILITY, CORROSIVE TENDENCY AND INFLUENCE ON THE FILTERING PROPERTIES OF THE OIL-SATURATED GROUND. THE INNOVATIVE SOLUTIONS REGARDING USING THE LARGE CAPACITY WASTE FROM THE UNIT OF CLEANING CARBON DIOXIDE OF THE AMMONIA UNIT OF CHEMICO FOR THE WELL-KILLING FLUID ARE SUGGESTED. IT IS SHOWN THAT THE IMPLEMENTATION OF THE CREATED COMBINATION CONSIDERING THE CHARACTERISTICS OF THE BOTTOM HOLE ZONE IS GOING TO SOLVE A RANGE OF PROBLEMS

Ключевые слова: абсорбент диоксида углерода, жидкость глушения, глинонабухание, гидрофобизатор, проницаемость пластов, ингибирование коррозии.



**Афанасьев
Сергей Васильевич**

начальник БРиЗОИС
ПАО «Тольяттиазот»,
доцент по экологии,
академик РАЕН,
к.х.н., д.т.н.

Призабойная зона скважин (ПЗС) является важнейшей областью пласта, от состояния которой во многом зависят условия фильтрации и притока пластовой жидкости к забю, потенциал отдельно взятой скважины и, в конечном счете коэффициент извлечения нефти из месторождения. Основное негативное влияние на ПЗС оказывают технологические операции, проводимые в скважинах, и свойства жидкостей, которые при этом применяются.

Глушение является наиболее массовым видом воздействия на скважины и представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в пласт специальных жидкостей глушения (ЖГ), обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение профилактических работ. В ходе геолого-промысловых работ каждая скважина подвергается глушению не реже одного раза в год из-за необходимости проведения подземных ремонтов,

смены насосного оборудования, промывки забоя от загрязнений и т.д. [1, 2].

Основной задачей операции глушения продуктивных пластов является обеспечение безопасных условий работы буровых и ремонтных бригад в стволе скважины путем предотвращения выброса нефти или газа из пласта. Решение данной задачи возможно при условии применения специальных механических отсекаелей, противовыбросового оборудования либо с помощью различных составов глушения пластов, создающих на забю скважин давление выше пластового.

Все известные жидкости глушения условно делят на 2 группы:

- на водной основе, в том числе пены, пресные и пластовые воды; растворы минеральных солей; глинистые растворы; гидрогели; прямые эмульсии;
- на углеводородной основе, в виде товарной или загущенной

нефти или обратных эмульсий с содержанием водной фазы до 70% [3–5].

В группе ЖГ на водной основе ведущая роль принадлежит растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы.

Годовая потребность отрасли в технологических жидкостях глушения в широком диапазоне плотностей исчисляется сотнями тысяч тонн. Использование таких составов ограничено узким ассортиментом применяемых солей.

Особое место среди ЖГ занимают тяжелые рассолы, широкое применение которых обусловлено стремлением обеспечить максимальную степень сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, характеризующихся повышенными давлениями.

Жидкости глушения на водной основе являются наиболее технологичными, наименее токсичными и экологически безопасными. К числу основных компонентов для приготовления рассолов плотностью 1350–1800 кг/м³ относятся хлорид кальция, бромиды калия, натрия, кальция, карбонат и формиат калия, нитрат кальция, хлорид цинка.

Большой практический интерес представляют сегодня рассолы на основе водных растворов смеси CaCl₂ и Ca(NO₃)₂ ввиду их аномальной плотности. При этом плотности насыщенных растворов отдельно взятых хлорида кальция и нитрата кальция не превышают 1420 кг/м³ и 1560 кг/м³ соответственно, тогда как для композиции на их основе она равна 1780 кг/м³ [6].

Осложняющие факторы при глушении скважин минеральными солями:

- кольматация в результате взаимодействия воды и растворов солей с глинистыми минералами;
- образование малорастворимых солей;
- формирование водонефтяных эмульсий;
- возникновение водной блокады.

Жидкость глушения должна отвечать следующим требованиям:

- оказывать минимальное воздействие на загрязнение окружающей среды [7];

- плотность ее должна быть достаточной для обеспечения необходимого противодействия на пласт;
- максимально сохранять коллекторские свойства продуктивного пласта;
- быть технологичной в приготовлении и использовании;
- не оказывать коррозионно-агрессивного воздействия на обсадные трубы и технологическое оборудование;
- быть совместимой с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважин, в том числе с пластовой водой;
- сохранять термостабильность в конкретных условиях ее применения;
- технологические свойства должны быть регулируемыми в широких пределах горно-геологических условий эксплуатации скважин [8];
- соответствовать современным требованиям к охране труда рабочего персонала, а также взрыво- и пожаробезопасности [9].

Достаточно полно большинству из перечисленных требований отвечает жидкость глушения, содержащая хлориды калия и кальция, а также продукт НГ-1, разработанная Санкт-Петербургским государственным горным университетом [10].

Включенный в ее состав гидрофобизатор НГ-1 предназначен для обработки призабойной зоны пластов с целью ограничения водопитока и увеличения нефтеотдачи пластов.

Он представляет собой смесь продуктов реакции триэтанолamina с жирными кислотами таллового масла либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот с растворителями и добавками, в качестве которых используются ароматические углеводороды – сольвенты, эфиры- и спиртосодержащие смеси, продукты окислительного и алкилирования технических спиртов, парафинов и др., растворители и добавки, которые обеспечивают технологичность применения реагента, усиливают его диспергируемость в водной среде.

В большинстве случаев плотность закачиваемой композиции является главным фактором, который учитывает величину давления на забю скважин.



ТАБЛИЦА 1. Характеристика отработанных поташных растворов с агрегатов аммиака

Показатели	Значение
Плотность, не менее г/см ³	1,210
pH, не более	10,5
Хлориды, не менее, мг/л	100,0
K ₂ CO ₃ , % масс.	14–17
KNCO ₃ , % масс.	13 – 1 5
Пятиокись ванадия, не более % масс.	0,5
Активатор АСТ или дизтанолламин, менее, % масс.	1,0
Механические примеси, не более, г/л	0,100
Вода	остальное

В общем случае забойное давление рассчитывается по формуле

$$P_{заб.} = H_c * \rho_{жс} * g * \cos \alpha,$$

где H_c – длина ствола скважины, м;

$\rho_{жс}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

α – угол отклонения ствола скважины от вертикали, град.

В процессах добычи нефти и газа в качестве жидкости глушения рекомендованы солевые составы без твердой фазы (не содержащие частицы размером более 2 мкм) на основе поташа, KCl, так как они не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость кернового материала.

По нашему мнению, в качестве ЖГ могут быть также использованы некоторые поташсодержащие крупнотоннажные отходы химических производств. Одним из них является отработанный раствор «Бенфилд» (или Карсол), используемый на узле очистки диоксида углерода на агрегатах аммиака типа «Кемико».

Необходимостью его переработки возникает при накоплении хлоридов и вспенивании, что негативно отражается на производительности узла абсорбции диоксида углерода.

Он содержит в своем составе карбонат и гидрокарбонат калия и характеризуется следующими параметрами (таблица 1).

Такой выбор вовсе не случаен, так как водный раствор на основе чистого карбоната калия

способствует повышению естественной проницаемости пород. Проведенные в «ВНИИКРнефть» исследования на искусственных кернах (спрессованная смесь песка, 0,5% глины, 3% мела) показали, что значения коэффициента восстановления проницаемости для нефти у растворов KCl, Na₂SO₄, Na₂CO₃, NaHCO₃ составляют 95 ÷ 100%, для CaBr₂ – 85%, в то время как для K₂CO₃ – 115 ÷ 120%.

Этот результат объясняется высокой активностью ионов калия и относительно небольшим (например, по сравнению с ионом хлора у KCl) гидратным числом у анионов CO₃²⁻. Поэтому при ионообмене с глинистыми минералами K₂CO₃ образует более тонкие, чем хлорид калия, гидратные оболочки на глинистых частицах. В результате этого обеспечивается повышение пористости и, соответственно, проницаемости заглинизированных песчанников.

ТАБЛИЦА 2. Характеристика жидкости глушения марки ЖГ «Дельта»

Наименование показателей	Результаты анализа
Плотность * раствора («Бенфилд» или «Карсол»), кг/м ³	1,210 ÷ 1,290
pH	8,5 ÷ 10,5
Многофункциональный реагент «МЛ-Супер», % масс.	0,5 ÷ 1
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа · с	6 ÷ 8
* При необходимости может быть увеличена добавлением поташа	

В силу изложенного была апробирована композиция, включающая отработанный раствор «Бенфилд» с агрегатов аммиака типа «Кемико» следующего состава (таблица 2).

Присутствующий в ней ПАВ «МЛ-СУПЕР» по ТУ 2383-002-51881692-2000, разработанный ООО «Дельта-пром инновации», выполняет не только функции гидрофобизатора, но и позволяет снижать межфазное натяжение на границе раздела фаз и предотвращать образование высоковязких водонефтяных эмульсий.

Предложенный состав не содержит частиц твердой фазы размером более 2 мкм и не оказывает отрицательного влияния на фильтрацию терригенных коллекторов. Напротив, он способствует увеличению естественной проницаемости кернового материала. Общее содержание механических примесей не превышает в нем 100 мг/л. Жидкость глушения проявляет одновременно и свойства ингибитора коррозии, способна связывать H₂S благодаря присутствию в ее составе K₂CO₃. Этот эффект усиливается вследствие наличия в ней дизтанолламина и пятиокиси ванадия. Оксидное соединение пассивирует металлическую поверхность скважин благодаря образованию стойкой к коррозии пленки.

Приготовление жидкости глушения осуществляется путем интенсивного перемешивания используемых компонентов. Высокие качественные показатели достигаются с применением стационарных установок, работающих на принципах вибрационно-магнитной активации.

ТАБЛИЦА 3. Влияние ЖГ и пластовых вод на образование и свойства водо-нефтяных систем

Месторождение	Характеристика нефти		Характеристика водо-нефтяных образований				
	ρ^* , г/см ³	вязкость, мПа · с	с пластовой водой		с ЖГ		
			ρ , г/см ³	межфазное натяжение, мН/м	характер эмульсии	вязкость, мПа · с	межфазное натяжение, мН/м
Первомайское	0,905	48,37	1,05	35	плотная и вязкая	365	0,516
			1,19	30		296	0,870
Опалихинское	0,906	39,51	1,05	20	вязкая и устойчивая	153	0,293
			1,19	22		132	0,578

* плотность

С целью определения влияния на проницаемость ПЗС выполнен обширный комплекс лабораторных и опытно-промышленных исследований. Оптимизация указанного в таблице 2 состава жидкости глушения произведена с учетом требуемых технологических параметров, учитывающих температуру окружающей среды и геолого-технические характеристики ремонтируемых скважин.

В частности, испытание на совместимость с пластовыми водами осуществлялось с применением минерализованных водных растворов (имитатов), приготовленных растворением в литре воды 11,36 мг сернокислого кальция, 78,12 мг гидрокарбоната натрия, 138 600 мг хлористого натрия, 41 600 мг хлористого кальция, 40 700 мг двухводного хлористого магния и 560 мг двухводного хлористого бария. Температура имитата доводилась до 90 °С (температура внутри пласта) и в него добавлялись различные количества жидкости глушения для оценки совместимости.

В ходе эксперимента не выявлено выпадения осадка и образования коллоидных солевых систем. На примере нефтей Первомайского и Опалихинского месторождений также не подтверждено формирование стойких водонефтяных эмульсий при подаче в пласт ЖГ, содержащей 1,0% масс. реагента «МЛ-СУПЕР» (таблица 3).

Достаточно высоким (свыше 100%) оказался и коэффициент

проницаемости пластов после их обработки указанной жидкостью глушения, что свидетельствует о подавлении всех нежелательных процессов.

Таким образом, в результате исследований ЖГ «Дельта» на основе отработанного раствора «Бенфилд» подтверждено, что широкое внедрение созданной композиции позволит решить такие важные задачи, как:

- снижение межфазного натяжения на границе углеводород – вода;
- подавление процессов глинонабухания;
- сохранение первоначальных коллекторских характеристик пласта;
- уменьшение затрат, связанных с освоением и выходом на режим скважин в послеремонтный период;
- повышение дебита по нефти и коэффициента продуктивности скважин за счет разрушения водонефтяных эмульсий и улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта;

На основе проведенных исследований составлены и введены в действие технические условия (ТУ 2458-011-67048683-2015) на концентрат ЖГ «Дельта» с целью его применения в процессах нефтегазодобычи [11].

Данная разработка важна для многих предприятий газохимии, использующих в технологических процессах получения аммиака поташные растворы «Бенфилд» и «Карсол». ●

Литература

1. Афанасьев С.В., Волков В.А. Жидкость глушения нефтяных скважин на основе отходов агрегатов аммиака // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2016. № 9. С. 43–44.
2. Патент на изобретение RU № 2279462. Жидкость глушения нефтегазовой скважины / Оpubл. 2006 г.
3. Паршукова А.Р., Овчинников В.П., Леонтьев Д.С. Жидкости и технологии глушения скважин. Учебное пособие. – Тюмень. Тюм. ГНУ. 2013. – 96 с.
4. Патент на изобретение RU № 2203919. Жидкость для глушения скважин / Оpubл. 2002 г.
5. Пономарёва И.Н., Илюшин П.Ю., Мартюшев Д.А., Рахимзянов Р.М. Результаты исследований в области повышения эффективности глушения скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 1. С. 62–65.
6. Шишкин А.В. Отечественные решения для глушения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями // Территория нефтегаз. 2015. № 11. С. 68–71.
7. Трифионов К.И., Афанасьев С.В., Катышев С.В. Естественные и техногенные источники загрязнения биосферы. Учебник. – Самара. Сам. науч. центр. РАН. 2014. – 148 с.
8. Атиновская Т.В. Роль жидкостей глушения в процессе ремонта скважин // Вестник ГТТУ им. П.О. Сухого. 2018. № 2. С. 34–41.
9. Афанасьев С.В. Пожарная безопасность технологических процессов. Учебное пособие. – Самара. Сам. науч. центр РАН. 2015. – 521 с.
10. Гладков П.Д., Рогачев М.К. Выбор технологической жидкости для глушения скважин перед подземным ремонтом на Приобском нефтяном месторождении // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 2; <http://www.ogbus.ru>.
11. Афанасьев С.В., Волков В.А., Долгополов М.В., Филатов В.А. Жидкость глушения нефтяных скважин на основе поташных растворов «Бенфилд» // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2016. № 8. С. 52–54.

KEYWORDS: *absorbent of carbon dioxide, the liquid damping, genealogy, hydrophobizator, permeability of layers, corrosion inhibition.*

СМП КАК ВАЖНЕЙШАЯ ЧАСТЬ ЛЕДОВОГО ШЕЛКОВОГО ПУТИ:

оценка современного состояния и перспектив развития



УДК 553.04

ЛЕДОВЫЙ ШЕЛКОВЫЙ ПУТЬ АКТИВНО РАЗРАБАТЫВАЕТСЯ РОССИЕЙ И КИТАЕМ. ВАЖНЕЙШЕЙ ЧАСТЬЮ ЛЕДОВОГО ШЕЛКОВОГО ПУТИ ЯВЛЯЕТСЯ СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ИНТЕРЕСЫ РОССИИ И КИТАЯ И ПОКАЗАНО, ЧТО В СОЗДАНИИ ЛЕДОВОГО ШЕЛКОВОГО ПУТИ ИНТЕРЕСЫ ДВУХ СТРАН МАКСИМАЛЬНО СОВПАДАЮТ. СОЗДАНИЕ ЛЕДОВОГО ШЕЛКОВОГО ПУТИ – ЭТО ВОЗМОЖНОСТЬ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА, ПРЕЖДЕ ВСЕГО, В СФЕРЕ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИКИ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ СОВМЕСТНЫЕ ПРОЕКТЫ НА ТРАССЕ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДАННОГО МАРШРУТА

THE ICE SILK ROAD IS BEING ACTIVELY DEVELOPED BY RUSSIA AND CHINA. THE MOST IMPORTANT PART OF THE ICE SILK ROAD IS THE NORTHERN SEA ROUTE. THE ARTICLE EXAMINES THE INTERESTS OF RUSSIA AND CHINA AND SHOWS THAT IN THE CREATION OF THE ICE SILK ROAD, THE INTERESTS OF RUSSIA AND CHINA COINCIDE AS MUCH AS POSSIBLE. CREATION OF THE ICE SILK ROAD FOR ECONOMIC COOPERATION BETWEEN THE COUNTRIES OF THE PACIFIC COAST, AND ABOVE ALL IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESOURCES IN THE ARCTIC. THE JOINT PROJECTS ALONG THE NORTHERN SEA ROUTE AND THE PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THIS ROUTE HAVE BEEN ANALYZED

Ключевые слова: Арктика, Ледовый шелковый путь, Северный морской путь, Россия, Китай, нефтегазовые ресурсы, сотрудничество.

**Ларченко
Любовь Васильевна**

Российский государственный педагогический университет им. А.И. Герцена, Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», Санкт-Петербург, доктор экономических наук, профессор

В последние годы во всем мире большой интерес к проекту Новый шелковый путь, который состоит из двух проектов – Экономический пояс Шелкового пути и Морской Шелковый путь XXI века. Китай ставит задачу связать между собой экономически развитые страны Восточной Азии и Европы по двум древним маршрутам Шелкового пути. Предполагается создание обширной инфраструктуры на маршруте Шелкового пути от западных границ Китая через страны Центральной Азии и Иран в Европу. В настоящее время Россия и Китай активно разрабатывают еще и третий маршрут – Ледовый шелковый путь (ЛШП), важнейшей частью которого должен стать Северный морской путь (СМП).

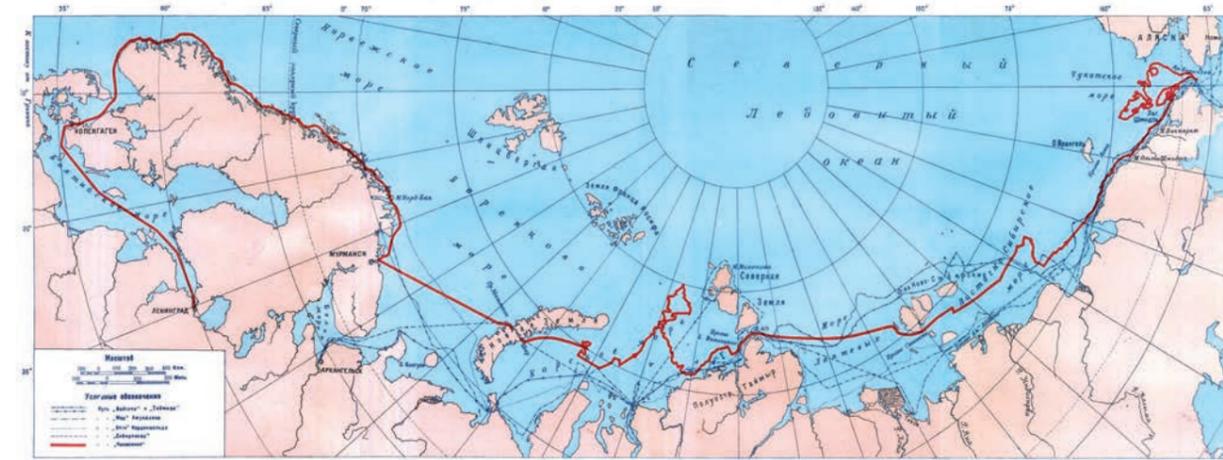
Во многом идея создания Ледового Шелкового Пути объясняется тем, что в последние годы во всем мире

резко вырос интерес к развитию Арктики. Каковы же причины?

- Во-первых, это связано с ресурсным потенциалом и транспортным значением Арктики;
- Во-вторых, это отсутствие признанной и нормативно оформленной демаркации международных северных морских границ и арктического шельфа;
- В-третьих, лед в Арктике тает, а это значит, что становится более доступным транспортное и ресурсное использование Арктики.

Очередной взрыв интереса появился после того, как Геологическая служба США опубликовала карту потенциальных запасов углеводородов Арктики. По расчетам ученых в арктической зоне залегают более четверти всех

Карта сквозных плаваний Северным морским путем



мировых запасов углеводородов. Причем, предположительно, в российском секторе Арктики залегают наибольшие запасы нефти и газа.

В последнее время осуществляется не только политическая, информационная и организационная подготовка проекта, но уже вкладываются значительные средства в развитие СМП, как части ЛШП. Вместе с тем остается много проблем в создании ЛШП. Это касается и инвестиций, и технического оснащения трассы, и геополитической обстановки. Только путем решения возникающих проблем и нахождения баланса интересов возможно успешное решение поставленной задачи.

Согласование интересов России и Китая

В создании ЛШП интересы России и Китая совпадают максимально. Все остальные направления, в том числе среднеазиатский или морской маршруты Шелкового пути, менее интересны для РФ.

Интересы Россия в реализации проекта Ледовый шелковый путь:

- Для России важно развивать СМП, однако в современных условиях создание инфраструктуры и судов ледового класса, требуют больших инвестиций, которые имеет Китай и который заинтересован в развитии ЛШП;
- В условиях санкций Россия нуждается в новых технологиях

и оборудовании для освоения Арктики и развития СМП;

- Строительство ЛШП даст возможность более активно осваивать месторождения полезных ископаемых и, главным образом, нефтегазовые ресурсы в Арктике;
- На фоне сложных отношений с Западом в настоящее время Россия заинтересована в усилении и расширении сотрудничества с Китаем. Совместные крупные проекты являются наиболее надежным способом выстраивания долгосрочного партнерства.

В освоении Арктики Китай может оказать России техническую поддержку по самым разным направлениям. Например, поставки буровых машины, произведенные китайской компанией «Хунхуа» для строительства терминала СПГ на Ямале. Техника и оборудование надежно работают при 45-градусном морозе и шквалистом ветре выше 12 баллов. Китайские предприятия в настоящее время строят 6 транспортных судов и отвечают за операционную деятельность 14 из 15 танкеров-газовозов [7].

Основные интересы Китая в создании ЛШП:

- Это самый короткий и безопасный морской маршрут из Китая в Европу;
- Освоение трассы дает возможность смягчения проблемы недостаточного газоснабжения Китая;

- В строительстве будут участвовать многие китайские предприятия, работающих в сферах энергетики, судостроения, финансов, транспорта, и т.д.;
- Для Китая интересны проекты по освоению энергетических ресурсов Арктики, находящиеся в зоне ЛШП.

Северный морской путь как важнейшая часть Ледового шелкового пути

Северный морской путь является кратчайшим морским путем между европейской и азиатской частью России, между Азией и Европой. Это важнейшая часть ЛШП. Он обеспечивает нормальные условия проживания населения на всей территории северных регионов. СМП проходит по территории, которая является стратегической ресурсной базой, производит транспортировку и экспорт добываемых здесь природных ресурсов и тем самым обеспечивает решение важнейших задач социально-экономического развития России.

Чаще всего СМП сравнивают с традиционным морским путем через Суэцкий канал, или, как его еще называют, Южным морским путем (ЮМП). Примером, который приводится во многих источниках для сравнения длительности данного маршрута по СМП и ЮМП, является путь Роттердам (Норвегия) – Йокогама (Япония), где расстояние при использовании Южного морского пути составит

ТАБЛИЦА 1. Преимущества и недостатки Южного и Северного морского пути

	ПРЕИМУЩЕСТВА МАРШРУТА	НЕДОСТАТКИ МАРШРУТА
ЮЖНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ (через Суэцкий канал)	<ul style="list-style-type: none"> Устойчивые торговые связи, наличие крупных портов на пути маршрута, развитая инфраструктура и т.д. Египет проводит активную политику инвестирования в развитие Суэцкого канала: в 2015 году была открыта вторая нитка Суэцкого канала, построенного всего за год (это позволило снизить время ожидания прохода с 10–12 до 3–4 часов). Предпочтительный маршрут для перевозок опасных грузов, таких как нефтепродукты, газовый конденсат, сжиженный природный газ и т.д. 	<ul style="list-style-type: none"> Из-за увеличения платы за проход через Суэцкий канал и резкого падения стоимости топлива кораблям дешевле идти вокруг Африки. Только в период с октября по конец 2015 года более 100 судов предпочли маршрут в обход Африки. Дополнительные затраты из-за пиратства составляют 100–200 долларов без учета страховых выплат и 220–250 тысяч вместе с ней. Крайне нестабильная обстановка в Египте, которую многие компании приравнивают к среднесрочным рискам.
СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ	<ul style="list-style-type: none"> СМП определяют, как новый «Ледовый шелковый путь». Экономическая поддержка Китая может стать одним из ключевых факторов для будущего успешного развития СМП. Для РФ Арктика является приоритетным направлением для реализации государственных программ развития стратегических территорий. Общий объем финансирования составляет более 220 млрд.руб. за 2010–2020 гг. Один из приоритетов финансирования – восстановление транспортной инфраструктуры и строительство нового ледокольного флота для расширения возможностей использования СМП. Таяние льда в Арктике будет способствовать удлинению времени навигации, а, значит, и круглогодичного привлечения иностранных судов. При использовании СМП из-за выигрыша во времени и расстояния снижаются расходы на нефтепродукты и стоимость фрахта, уменьшается размер страховой премии. В структуре перевозимых грузов сейчас преобладают наливные грузы. Однако в будущем стоит ожидать преобладание таких грузов, как рыба, уголь, СПГ в направлении восток–запад, а в направлении запад–восток – преобладание сырой нефти, СПГ, железорудного концентрата. 	<ul style="list-style-type: none"> Современное состояние инфраструктуры СМП способствует высокому уровню рисков и, соответственно, высоким уровнем страховых ставок. Контейнерные перевозки рассматривается как неперспективные, так как требуют точного расписания, что в арктических погодных условиях не всегда выполнимо с чисто технической точки зрения. Необходимы значительные объемы инвестиций в инфраструктуру, развитие качества сервиса, изменения в политике тарифообразования, увеличение количества кораблей ледокольного флота. Неразвитость информационной инфраструктуры СМП, в которую включаются мониторинг, координация движения судов, своевременное информационное обеспечение экипажей, что является одним из главных факторов, учитываемых иностранными компаниями Неразвитость мультимодальных комплексов инфраструктуры в местах стыка логистических путей различных видов транспорта. Необходимы большие средства на дополнительные работы по разведке дна, разработке вариантов маршрута, обновление существующих карт.

11205 морских миль, а при использовании Северного морского пути – 7345 морских миль [6, 10, 11]. На первый взгляд, складывается довольно привлекательное направление для инвестиций и развития СМП. Но действительно ли выгоден транзит по Северному морскому пути, и что он может дать

стране? Чтобы попытаться дать ответ на данный вопрос проведем анализ преимуществ и недостатков каждого из маршрутов (таблица 1). Из таблицы видно, что не так все однозначно. Много за и много против при сравнении двух торговых морских трасс. В настоящее время СМП –

это преимущественно внутренняя российская магистраль, по которой идет вывоз сырья и снабжение северных территорий разнообразными грузами. На международные перевозки приходится всего лишь 2%. Превращение ЛШП в маршрут мирового масштаба зависит от ряда

причин. Многое будет зависеть от глобального потепления, которое позволит осуществлять навигацию в арктических водах более длительный период времени. Но особенно большая зависимость от стоимости энергоносителей, в первую очередь – нефти. При сохранении низкой цены ЛШП с его конкурентным преимуществом в виде более коротких расстояний будет гораздо труднее конкурировать с таким гигантом, как Южный морской путь через Суэцкий канал [9]. Впрочем, ЛШП обладает достаточным потенциалом. При условии успешного развития его конкурентных преимуществ сможет, если не обогнать Южный морской путь через Суэцкий канал, то, как минимум, потеснить его, чтобы ряд грузов, идущих через Индийский океан из Юго-Восточной Азии в Европу и обратно, перетянуть на северное направление [1].

Однако все положительные аспекты могут нивелироваться из-за негативных факторов: слишком велики риски из-за большого износа основных фондов портового хозяйства, усиливающейся вероятности отказа в предоставлении ледокольного сопровождения, бюрократизацией процедуры получения разрешения и т.д. Следует также отметить, что СМП является предпочтительным вариантом для судов с определенными техническими параметрами, например, усиленными мерами защиты ото льдов и торосов, в результате чего требуются корабли более дорогие в плане снаряжения и делает СМП непривлекательным в глазах потенциальных желающих.

Однако нужно понимать, что ЛШП не попытка заменить ЮМП, это возможность экономического сотрудничества стран тихоокеанского побережья, и прежде всего в сфере освоения нефтегазовых ресурсов Арктики. В настоящее время СМП работает для обеспечения транзита с конца июля по ноябрь. Для круглогодичного использования СМП необходим мощный ледокольный флот СССР был не просто самым мощным, но и не имел себе равных в мире. В настоящее время атомный ледокольный флот насчитывает четыре ледокола. Однако, практически все эти ледоколы даже с учетом продления

их ресурса через 4–5 лет будут выведены из эксплуатации, поэтому, идет замена атомного ледокольного флота. Уже спущены на воду 3 атомных ледокола: «Арктика», «Сибирь» и «Урал». Причем у «Сибири» двухосадочная конструкция. Это значит, что при глубокой осадке корабль сможет проламывать толстые океанские льды, а при мелкой – работать в устьях рек. Таким образом, «Сибирь» – это судно-универсал. Оно сможет замещать собой ледоколы сразу нескольких классов. Намечено строительство нового сверхмощного атомохода «Лидер» на суперсудоверфи Дальнего Востока «Звезда», который должен стать единственным ледоколом в мире для круглогодичной проводки судов по СМП при толщине льда свыше 4 метров [8]. Перед СМП поставлены серьезные задачи – увеличение грузопотока к 2024 году до 80 млн тонн. Если учесть, что в 2017 году он составлял 9, 7 млн т, то становится ясно, что задача весьма сложная. Происходить это будет за счет создания производств по сжижению природного газа (СПГ) в Арктике и загрузке углеводородами ледокольного флота [4, 5].

Перспективы развития арктических проектов на трассе Ледового шелкового пути

Морские перевозки на сегодняшний день являются самыми экономически выгодными и данный бизнес только растет и развивается. Однако Северный

морской путь необходим России не для обслуживания транзитных грузов, а для обеспечения собственных транспортных потребностей. Главной и единственной на сегодняшний день причиной оживления на трассе СМП являются реализуемые проекты по разработке сырьевых ресурсов Арктики. При этом около 18 млн тонн составят грузы с ямальских проектов, 8,5 млн тонн – с Новопортовского месторождения нефти, 1,5 млн тонн – грузы «Норникеля».

Намеченные к реализации и строящиеся Проекты на трассе ЛШП впечатляют. Проект «Ямал СПГ» на полуострове Ямал – первый крупнейший проект Китая и России в рамках проекта ЛШП. Полуостров Ямал имеет богатейшие в мире запасы природного газа. Однако его газовые месторождения являются одними из наиболее трудных для освоения. Совместное строительство Китаем и Россией Ледяного Шелкового пути делает возможной добычу энергоресурсов во льдах Ямала. Китайские предприятия стали важной силой в строительстве и эксплуатации этого трудного проекта [2]. Первая очередь проекта пущена в эксплуатацию в январе 2017 г. Впервые в истории в июле 2018 года СПГ был доставлен на двух танкерах из порта Саббета в Китай без ледокольного сопровождения за 19 дней, что на 16 дней быстрее, чем это было бы по традиционному пути через Суэцкий канал.

Планируется проект с иностранным участием «Арктик СПГ-2» на полуострове Ямал – мощности



РИС. 1. СПГ-терминал «НОВАТЭК» (бухта Бечевинка)



Источник: Зубарь Ю.Н. «Возможности Камчатского края в развитии грузоперевозок по Северному морскому пути». Презентация к докладу, IX Международный форум «Арктика: настоящее и будущее», 5–7 декабря 2018 года, Санкт-Петербург

СПГ-ТЕРМИНАЛ НОВАТЭК (бухта Бечевинка)

по добыче, сжижению и поставкам сжиженного природного газа. Ресурсной базой проекта «Арктик СПГ-2» является месторождение Утреннее, расположенное на полуострове Гыдан в ЯНАО, примерно в 70 км от проекта «Ямал СПГ».

В связи с грандиозными планами по освоению газовых месторождений ПАО «НОВАТЭК» намерено построить на полуострове Камчатка морской терминал по перегрузке сжиженного природного газа. И что очень важно – строительство и круглогодичная эксплуатация этого хаба позволит создать на базе перевалочного терминала новый независимый центр формирования цены на сжиженный природный газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе (рис. 1) [3].

На Дальнем Востоке создается судостроительный комплекс Звезда, который станет самой крупной верфью в России. Здесь Китай и Россия совместно финансируют в строительство грузовых судов ледового класса для развития проекта Ледовый Шелковый путь. На верфи намечено строительство нового сверхмощного ледокола «Лидер», который должен стать единственным ледоколом в мире для круглогодичной проводки судов по СМП при толщине льда свыше 4 метров.

Подводя итог вышесказанному, можно констатировать, что, несмотря на явные сложности, в мире значительный интерес к проекту ЛШП, который активно разрабатывается совместными усилиями Китая и России. Сложная политическая обстановка в мире на сегодняшний день способствует созданию такой глобальной конкурентоспособной транспортной артерии, которая будет служить как политическим, так и экономическим интересам обеих стран. У России и Китая есть не только желание, но и уже многое делается для развития ЛШП до уровня конкурентной международной магистрали. Однако, чтобы быть конкурентоспособными, необходимы значительные инвестиции, и главным образом, в развитие портов и ледокольного флота, чтобы они соответствовали современным мировым стандартам. Россия развивает инфраструктуру Севера, создает атомные ледоколы на основе новейших технологий, Китай инвестирует в проекты на трассе ЛШП, в строительство грузовых кораблей повышенного ледового класса.

Геополитическая борьба за Арктику постоянно обостряется, особенно между странами, входящими в Арктический регион.

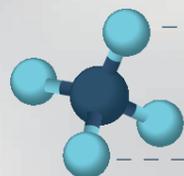
Вполне вероятно, что будет наращиваться санкционное давление на Россию и это может оказать негативное влияние на совместное строительство «Ледового шелкового пути». Вместе с тем, Россия хочет оставить за собой право на СМП, как части ЛШП. Россия ограничила для иностранных военных судов возможность прохождения по Северному морскому пути, пролегающему вдоль всей северной и восточной морских границ РФ. Иностранные военные корабли смогут ходить по Северному морскому пути только после уведомления российских властей. Российская Федерация должна обеспечить нормальную эксплуатацию СМП в национальных интересах и в интересах национальной безопасности.

Литература

1. Арктический потенциал. Северный морской путь как драйвер экономического роста. Петербургский международный экономический форум – 2018. <http://roscongress.rbc.ru/arctic>. (Дата обращения: 5 августа 2020)
2. Ерохин В.Л., Тяньмин Г. Инвестиционное сотрудничество России и Китая в регионе Арктики: «ЯМАЛ СПГ» и другие перспективные проекты. Сборник статей Международной научно-практической конференции «Сотрудничество Китая и России в рамках инициативы «Один пояс, один путь»». 2017. С. 6–16.
3. Зубарь Ю. Н. «Возможности Камчатского края в развитии грузоперевозок по Северному морскому пути». Презентация к докладу, IX Международный форум «Арктика: настоящее и будущее», 5–7 декабря 2018 года, Санкт-Петербург.
4. Ларченко Л.В. Государство и ресурсодобывающие регионы Севера. СПб, 2008. 208 с.
5. Ларченко Л.В., Колесников Р.А. Инновационное развитие нефтегазовой отрасли России в условиях санкций и падения цены на углеводороды // Инновации. 2016. № 7. С. 72–77.
6. Самойлова В. Зачем России нужен Северный морской путь? <https://regnum.ru/news/economy/2292409.html>.
7. http://russian.china.org.cn/exclusive/txt/2018-06/25/content_53369435.htm
8. ЦКБ «Айсберг» не исключает строительства в России еще четырех атомных ледоколов. <http://tass.ru/ekonomika/5410638>.
9. Чернышенко И.К. Совершенствование транспортной инфраструктуры и законодательных аспектов развития транспортных маршрутов в Арктике. Сборник докладов форума «Арктика: настоящее и будущее», 4–6 декабря 2017, СПб, с. 29–30.
10. Farré A. Buixadé. Commercial Arctic shipping through the Northeast Passage: routes, resources, governance, technology, and infrastructure. Polar Geography, 2014, № 4, pp. 298–324.
11. Taranukha N.A. Organization and evaluation of effectiveness of container traffic on Northern Sea Route, International Offshore and Polar Engineering, 2014, № 1, pp. 1074–1077.

KEYWORDS: Arctic, Ice Silk Road, Northern Sea Route, Russia, China, oil and gas resources, cooperation.

Сжиженный природный газ



Природный газ, искусственно переведенный в жидкое состояние для удобства хранения и транспортировки. Преобразование СПГ обратно в газообразную фазу для потребительских нужд осуществляется на регазификационных терминалах



Основные импортеры



Химический состав



СПГ не содержит нежелательных примесей и воды, так как производится из уже подготовленного сырья

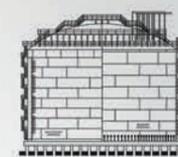
Физические свойства СПГ

Бесцветная, прозрачная, криогенная жидкость, не имеет запаха. На открытом пространстве при нормальном давлении и температуре быстро переходит в газообразное состояние

Плотность	0,41...0,50 кг/л
Вязкость	1·10 ⁻⁴ ...2·10 ⁻⁴ Па·с
Температура кипения	-158...-163 °С

Хранение

НАДЗЕМНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ



цилиндрические



шарообразные более распространенные

ПОДЗЕМНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ



Подземные резервуары имеют цилиндрическую форму и выпуклую крышу. Более дорогие, но более безопасные

История



СПОСОБ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЬЮ

РЕШАЕТСЯ ПРОБЛЕМА ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЬЮ, МИГРИРУЮЩЕЙ ПО ПОЧВЕННОМУ ПРОФИЛЮ. ПРИВОДЯТСЯ ПРИМЕРЫ АВАРИЙНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВЫ НЕФТЬЮ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ СТРАНЫ. РАССМАТРИВАЮТСЯ НЕКОТОРЫЕ СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЬЮ. ПРЕДСТАВЛЕН СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ МИГРАЦИИ НЕФТИ В ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ ИЗ ЗАГРЯЗНЕННЫХ ТУНДРОВЫХ ПОЧВ, ЗАЩИЩЕННЫЙ ПАТЕНТОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ № 2692616. ПОКАЗАН ПРИМЕР РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО СПОСОБА В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ

THE PROBLEM OF PROTECTION OF UNDERGROUND WATERS FROM OIL CONTAMINATION MIGRATING AT SOIL PROFILE IS SOLVED. EXAMPLES OF EMERGENCY OIL CONTAMINATION OF SOIL IN DIFFERENT REGIONS OF THE COUNTRY ARE GIVEN. SOME METHODS OF PROTECTION OF UNDERGROUND WATERS FROM OIL POLLUTION ARE CONSIDERED. THE METHOD OF PREVENTION OF OIL MIGRATION INTO UNDERGROUND WATERS FROM CONTAMINATED TUNDRA SOILS, PROTECTED BY THE PATENT OF THE RUSSIAN FEDERATION FOR INVENTION NO. 2692616 IS PRESENTED. AN EXAMPLE OF THE REALIZATION OF PRESENT METHOD IN THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT IS SHOWN

Ключевые слова: нефть, почва, загрязнение, подземные воды, способы защиты.

УДК 551.493



Башкин Владимир Николаевич

доктор биологических наук, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и Института физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Галиулин Рауф Валиевич

доктор географических наук, ведущий научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Галиулина Роза Адхамовна

научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Арабский Анатолий Кузьмич

доктор технических наук, заместитель главного инженера ООО «Газпром добыча Ямбург»

Нефть как смесь углеводородов разных классов (алканы, цикланы и арены) может поступать в почву вследствие аварийных ситуаций, возникающих при ее добыче и транспортировке. Как показывают наблюдения, количество подобных ситуаций нельзя планировать, а избежать их на 100% практически невозможно [1]. При этом нефть из загрязненной почвы мигрирует в подземные воды по порам горизонтов (пустотам, трещинам и полостям), слагающих почвенный профиль. Далее нефть осажается в зонах капиллярной каймы и сезонного подъема подземных вод и растекается по их поверхности [2]. При поступлении нефти в подземные воды портятся вкусовые качества питьевой воды уже при содержании выше 0,1 мг/л. Именно эта величина представляет собой предельно допустимую концентрацию (ПДК) нефти в воде, установленную по так называемому органолептическому лимитирующему показателю вредности, характеризующему изменение запаха и вкуса воды в присутствии данного вещества. Однако вода загрязняется не только нефтью, но и содержащимся в последней канцерогенным соединением – бенз(а)пиреном (C₂₀H₁₂), количество которого в зависимости от нефтяного месторождения может колебаться в пределах 240–8050 мкг/кг, что чревато тяжелыми последствиями для здоровья человека [3]. Так, исследованиями [4] была установлена прямая корреляционная связь между загрязнением питьевой воды бенз(а)пиреном нефтяного происхождения и заболеваемостью местного населения раком пищевода в бассейне р. Урал. Поэтому в настоящее время большое значение придается защите подземных вод от загрязнения нефтью, так как доля использования этих вод в водоснабжении населения страны достаточно велика и составляет 46% [5].

Основная цель настоящей работы состояла в решении проблемы защиты подземных вод от загрязнения нефтью, мигрирующей из почвы. Актуальность рассматриваемой проблемы показана рядом примеров аварийного загрязнения почвы нефтью в различных регионах страны. Рассмотрены представленные в литературе некоторые способы защиты подземных вод от загрязнения нефтью, а также разработанный авторами способ предотвращения миграции нефти в подземные воды из загрязненных тундровых почв и пример его реализации в Ямало-Ненецком автономном округе.

Примеры аварийного загрязнения почвы нефтью в различных регионах страны

Насколько актуально решение проблемы защиты подземных вод от загрязнения нефтью, мигрирующей из почвы, свидетельствует ряд примеров аварийных ситуаций, возникающих вследствие транспортировки вещества по трубопроводам и имевших место за последнее время в различных регионах страны. Так, в Саратовской области вследствие разгерметизации нефтепровода произошел разлив нефти на почву с общей площадью загрязнения 600 м² [6]. В Свердловской области из-за несанкционированной врезки в нефтепровод разлилось более 10 т нефти с площадью загрязнения почвы 2755 м² [7]. В Удмуртской Республике в результате порыва внутрипромышленного напорного нефтепровода случился разлив нефти на почву с площадью загрязнения 826 м² [8]. В Оренбургской области вследствие также несанкционированной врезки в магистральный нефтепровод произошла утечка нефти на почву с площадью загрязнения 445 м² [9]. Позднее, также в Оренбургской области, из-за порыва нефтепровода произошел разлив нефти с площадью загрязнения почвы 0,8 га [10].

При данных ситуациях неизбежен риск миграции нефти из загрязненной почвы в подземные воды по порам горизонтов, слагающих почвенный профиль. Однако какие же известны на сегодняшний день способы защиты подземных вод от загрязнения нефтью?

Некоторые способы защиты подземных вод от загрязнения нефтью

Так, при строительстве нефтепроводов в одном из способов предлагается создать противодиффузионный барьер, предотвращающий нисходящую миграцию нефти в почву [11]. С этой целью в верхний слой почвы вносят минеральные и/или органические сорбенты, обладающие высокими водоудерживающими свойствами (цеолиты, глины или доломиты, торф, целлюлоза, лигнин, древесные опилки, измельченная кора, солома, растительная биомасса или резиновая крошка) с последующим увлажнением вносимой среды до состояния полевой влагоемкости. При этом минеральные сорбенты вносят в количестве до 33% от массы сухой почвы в виде смеси с почвой слоем 20–25 см, а органические сорбенты вносят отдельным слоем толщиной 5–20 см, располагающимся под слоем почвы или ее смеси с минеральным сорбентом

толщиной 5–20 см. В другом способе [12], при добыче нефти и с целью ограничения ее миграции, по контуру очага возможного загрязнения строят сетку скважин с управляемым межтрубным и затрубным пространством (компаунд-скважины), расстояние между которыми и количество ступеней выбирают в зависимости от пористости и проницаемости горных пород. Ступени компаунд-скважин располагают перпендикулярно направлению движения естественного потока подземных питьевых вод. Далее осуществляют закачку растворов нейтрализующих реагентов через межтрубное и затрубное пространство компаунд-скважин одновременно с добычей нефти и газа из продуктивного пласта. И, наконец, в третьем способе [13], в условиях скважинной разработки нефти и газа, после определения области загрязнения в водоносном пласте с питьевой водой, осуществляют закачку очищающей воды через нагнетательные скважины, а также отбор проб воды для контроля ее качества. При сооружении скважины для отбора загрязненной воды бурением дополнительно вскрывают глубокий нижележащий утилизационный слой, в который направляют загрязненную воду. Одновременно создают депрессию на загрязненном пласте и репрессию на утилизационном пласте. При этом нагнетательные скважины сооружают за контуром загрязнения пласта.

Существенными недостатками представленных здесь способов являются технологическая сложность выполнения, а также высокая стоимость их реализации и эксплуатации. Предлагаемый нами способ предотвращения миграции нефти в подземные воды из загрязненных тундровых почв имеет целый ряд принципиальных отличий, что позволило его защитить патентом Российской Федерации на изобретение № 2692616 [14].



РИС. 1. Патент Российской Федерации на изобретение № 2692616. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Соловищук Л.А., Линник А.И.



Способ предотвращения миграции нефти в подземные воды из загрязненных тундровых почв

В описываемом способе для предотвращения миграции нефти в подземные воды из загрязненной почвы используется торф, что не случайно, так как это природное образование вследствие развитой поверхности и наличия углеводородоокисляющих микроорганизмов может служить как сорбентом нефти, так и ее деструктором [15]. Так, сорбционная емкость торфа по отношению к нефти составляет 6–10 г нефти на 1 г сухого вещества торфа, а численность углеводородоокисляющих микроорганизмов в нем в 4–5 раз превышает аналогичный показатель для почв.

Данный способ предотвращения миграции нефти в подземные воды из загрязненной почвы с помощью торфа можно реализовать по следующим последовательно выполняемым этапам технической задачи, это:

1. Выделение и оконтуривание загрязненного нефтью участка, а в нем отдельной контрольной площадки, составляющей 1/10 размера участка; отбор с этих двух объектов с помощью почвенного бура с учетом глубины миграции нефти в почву ее проб методом «конверта», то есть из 5 условных точек, расположенных по углам и в середине участка для составления одного усредненного образца почвы

путем перемешивания; места отбора проб почвы отмечают вешками во избежание повторного ее отбора с одной и той же условной точки.

- Аналогичный отбор на близлежащем незагрязненном участке проб почвы из верхнего гумусово-аккумулятивного горизонта для анализа ее гранулометрического состава пиррофосфатным методом [16]; идентификация по специальной таблице [17] соотношения торф: почва в зависимости от гранулометрического состава почвы; расчет необходимого для внесения количества торфа на загрязненный участок, исходя из общей площади загрязнения и глубины миграции нефти в почву; на этом этапе в почву контрольной площадки торф не вносят; далее оперативная поставка торфа для ремедиации загрязненного участка; внесение торфа путем равномерного его распределения по всей поверхности участка и перемешивания с загрязненным слоем почвы.
- Определение в образцах почвы из загрязненного участка и контрольной площадки исходной концентрации нефти y_0 (г/кг) методом инфракрасной спектроскопии, путем извлечения из почвы нефти четыреххлористым углеродом (CCl_4) в экстракторе (Экрос-8000); далее полученный экстракт отстаивают и пропускают через хроматографическую колонку с оксидом алюминия (Al_2O_3) и на концентратометре определяют содержание углеводородов нефти в почве [18].
- Параллельный отбор на загрязненном участке и контрольной площадке через каждые 10 суток образцов почвы для сравнительного определения в них остаточной концентрации нефти y (г/кг), вплоть до выявления статистически доказанной тенденции по снижению ее концентрации в почве на момент времени t .
- Определение методом математического прогнозирования времени $t_{одк}$ достижения ориентировочно допустимой концентрации нефти $y_{одк}$ для почвы по формуле экспоненциальной зависимости

$$y = y_0 \cdot e^{-kt},$$

где y – остаточная концентрация нефти в почве на момент времени t ; y_0 – исходная концентрация нефти; e – основание натурального логарифма \ln ; k – константа скорости разложения нефти в почве, которую вычисляют по формуле:

$$k = \ln(y_0/y) / t. \quad (1)$$

Вычисление $t_{одк}$ нефти в почве производят по формуле:

$$t_{одк} = \ln(y_0/y_{одк}) / k = t \cdot [\ln(y_0/y_{одк}) / \ln(y_0/y)]. \quad (2)$$

После завершения процедуры математического прогнозирования в почву контрольной площадки также вносят торф и в том же соотношении, что и на загрязненный участок с последующей заделкой и перемешиванием с загрязненным слоем почвы для предотвращения миграции нефти в подземные воды, что позволяет считать поставленную техническую задачу полностью выполненной.

Пример реализации способа предотвращения миграции нефти в подземные воды из загрязненной тундровой почвы

Нами оценивалось загрязнение тундровой почвы из Ямало-Ненецкого автономного округа (67°15' с.ш., 74°40' в.д.), произошедшее в результате аварийной ситуации и определялось количество торфа для внесения в почву по результатам предварительного анализа гранулометрического состава незагрязненной почвы, которая оказалась тяжелым суглинком. После определения исходной концентрации нефти ($y_0 \sim 50$ г/кг почвы) спектрометрическим методом и внесения расчетного количества торфа в почву (торф: почва, 1:7) осуществляли мониторинг остаточной концентрации у нефти в почве загрязненного участка, а также контрольной площадки (без внесения торфа), путем отбора образцов почвы и анализа содержания в них углеводородов нефти через каждые 10 суток. На 40 сутки от начала наблюдения была установлена статистически доказанная тенденция снижения концентрации нефти в почве загрязненного участка после внесения торфа. Далее, используя исходную концентрацию нефти y_0 и остаточную концентрацию нефти y в почве на момент времени t , была вычислена константа скорости разложения нефти в почве k по формуле (1) и рассчитано время $t_{одк}$ достижения ориентировочно допустимой концентрации нефти $y_{одк}$ по формуле (2). Ориентировочно допустимая концентрация нефти в тундровых почвах, согласно [1], составляет 0,7 г/кг [1]. Между тем прогнозирование показало, что внесение торфа в загрязненную почву позволяет снизить $t_{одк}$ нефти в 1,8 раза по сравнению с вариантом без торфа, т.е. под действием торфа разложение нефти ускоряется в 1,8 раза (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. Прогнозирование времени $t_{одк}$ достижения ориентировочно допустимой концентрации нефти $y_{одк} = 0,7$ г/кг при внесении торфа на загрязненный участок в соотношении торф: почва – 1:7 в зависимости от гранулометрического состава почвы

Вариант	$k, \text{сут}^{-1}$	$t_{одк}, \text{сут}$
Контрольная площадка, нефть (почва)	0,014	305
Участок, нефть (торф:почва, 1:7)	0,025	171

После завершения процедуры математического прогнозирования в почву контрольной площадки также вносили торф и в том же соотношении, что и на загрязненный участок, и это позволило считать поставленную техническую задачу полностью выполненной.

Заключение

Таким образом, проблема защиты подземных вод от загрязнения нефтью, поступающей из почвы, может достаточно успешно решаться представленным здесь способом, защищенным патентом Российской

Федерации на изобретение № 2692616. Суть данного способа заключается в использовании торфа путем его внесения в загрязненную почву в количестве с учетом ее гранулометрического состава, далее установления по результатам спектрометрического анализа статистически доказанной тенденции снижения концентрации нефти в почве после внесения торфа и последующего математического прогнозирования срока предотвращения миграции нефти в подземные воды. ●

Литература

- Пиковский Ю.И., Геннадиев А.Н., Чернянский С.С., Сахаров Г.Н. Проблема диагностики и нормирования загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами // Почвоведение. 2003. № 9. С. 1132–1140.
- Жолдакова З.И., Беляева Н.И. Опасность загрязнения водных объектов при нефтедобыче // Гигиена и санитария. 2015. Т. 94. № 1. С. 28–31.
- Серковская Г.С. Содержание бенз- α -пирена в образцах товарных нефтей // Химия и технология топлив и масел. 2011. № 3. С. 56.
- Белякова Т.М., Дианова Т.М., Трефилова Н.Я. Геоэкологическое изучение ландшафтов бассейна реки Урал в связи с заболеваемостью населения раком // Проблемы биогеохимии и геохимической экологии. 2006. № 1 (1). С. 183–191.
- Эльпинер Л.И. Современные медико-экологические аспекты учения о подземных водах // Гигиена и санитария. 2015. Т. 94. № 6. С. 39–46.
- Дмитревская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в апреле 2018 г. // Метеорология и гидрология. 2018. № 7. С. 120–127.
- Дмитревская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в мае 2018 г. // Метеорология и гидрология. 2018. № 8. С. 116–122.
- Дмитревская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в феврале 2019 г. // Метеорология и гидрология. 2019. № 5. С. 107–111.
- Дмитревская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в апреле 2019 г. // Метеорология и гидрология. 2019. № 7. С. 124–130.
- Дмитревская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в мае 2019 г. // Метеорология и гидрология. 2019. № 8. С. 122–127.
- Бреус И.П., Бреус В.А., Неклюдов С.А. Способ защиты почв и грунтовых вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. Патент Российской Федерации на изобретение № 2361041. Опубликовано 10.07.2009. Бюллетень № 19.
- Калмыков Г.И., Галимов Т.Х., Нугаев Р.Я. и др. Способ очистки подземных питьевых вод при добыче нефти. Патент Российской Федерации на изобретение № 2247195. Опубликовано 27.02.2005. Бюллетень № 6.
- Бикбулатов И.Х., Айдашев Н.Ф., Шаяхметов Ш.К., Бикбулатов И.И. Способ ликвидации загрязнения подземных вод. Патент Российской Федерации на изобретение № 2107129. Опубликовано 20.03.1998.
- Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Соловищук Л.А., Линник А.И. Способ предотвращения миграции нефти в подземные воды из загрязненных тундровых почв. Патент Российской Федерации на изобретение № 2692616. Опубликовано 25.06.2019. Бюллетень № 18.
- Алексеева Т.П., Бурмистрова Т.И., Терещенко Н.Н., Стахина Л.Д., Панова И.И. Перспективы использования торфа для очистки нефтезагрязненных почв // Биотехнология. 2000. № 1. С. 58–64.
- Концентратометр нефтепродуктов ИКН-025. Руководство по эксплуатации. Санкт-Петербург, 2005. 13 с.
- Кауричев И.С., Панов Н.П., Стратонович М.В., Гречин И.П., Савич В.И., Ганжара Н.Ф., Мершин А.П. Практикум по почвоведению. М.: Колос, 1980. 272 с.
- Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Маклюк О.В., Припутина И.В. Способ контроля эффективности рекультивации нарушенных тундровых почв различного гранулометрического состава посредством анализа активности дегидрогеназы. Патент Российской Федерации на изобретение № 2491137. Опубликовано 27.08.2013. Бюллетень № 24.

KEYWORDS: oil, soil, contamination, underground waters, methods of protection.

АНОМАЛЬНЫЕ ЗОНЫ: ЛИКВИДАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ

Вскрытие и бурение зон с высоким и низким пластовым давлением

ОПИСАНЫ СПЕЦИФИКА И СЛОЖНОСТИ ВСКРЫТИЯ И БУРЕНИЯ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ И НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ДАННЫХ УСЛОВИЯХ. ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПОЗВОЛЯЮЩИЕ СНИЗИТЬ РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВНЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ В ЗОНАХ С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ И НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

THE SPECIFICS AND DIFFICULTIES OF OPENING AND DRILLING ZONES WITH ABNORMALLY HIGH AND LOW RESERVOIR PRESSURE ARE DESCRIBED. THE ANALYSIS OF POSSIBLE COMPLICATIONS DURING THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF WELLS UNDER THESE CONDITIONS IS CARRIED OUT. RECOMMENDATIONS ARE GIVEN TO REDUCE THE RISKS OF EMERGENCIES DURING DRILLING AND PRODUCTION OPERATIONS IN AREAS WITH ABNORMALLY HIGH AND LOW RESERVOIR PRESSURE

Ключевые слова: аномально высокое и низкое пластовое давление, проходка скважины, глубина залегания пород, эксплуатационная колонна.

Новиков Александр Сергеевич
технический директор
ООО «МИП Георазведка плюс»,
к.т.н.

Сериков Дмитрий Юрьевич
Российский Государственный
Университет нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина,
д.т.н., доцент

Как известно, при нормальных условиях пластовое давление в каждой точке залежи нефти и газа равно гидростатическому давлению, замеренному на уровне ВНК, плюс избыточное давление. В природных условиях существует много залежей, особенно на больших глубинах, имеющих пластовое давление, значительно превосходящее расчетное гидростатическое [1]. Возникновение аномально высокого пластового давления объясняется следующими причинами:

1. Передачей части горного давления на залежь. Если скелет породы слабый, то часть горного давления передается на жидкость или газ, находящиеся в ее порах.

К таким породам со слабым скелетом, в частности, относятся глины. Поэтому в изолированных линзовидных, карманообразных резервуарах, находящихся внутри глинистых толщ, возникают аномальные давления, превышающие нормальное гидростатическое давление.

2. Кратковременное повышение пластового давления возникает при землетрясениях или сдвигах земной коры. Многочисленные наблюдения показывают, что в сейсмически активных областях перед землетрясением повышаются дебиты нефти в скважинах.

3. Тектонические движения по разломам. В приподнятом блоке залежи, разорванной разломами, в течении длительного времени, будет сохраняться прежнее высокое пластовое давление, характерное до ее вздымания.

4. Вторичное увеличение объема залежи в зонах высоких температур. В зонах больших глубин и высоких температур сложные углеводородные соединения с длинными цепями разрушаются с образованием большого количества простых молекул. Увеличение числа молекул приводит к увеличению объема. Увеличение объема залежи приводит к возрастанию давления внутри замкнутого резервуара. По этой причине в

не сразу, и в течении длительного геологического времени в залежи будет сохраняться низкое пластовое давление, существовавшее до ее опускания. Теоретическим обоснованием смены с глубиной нефтяных залежей газоконденсатными и газовыми явились по критериям определения границ существования жидких углеводородов. Согласно мнению отдельных исследователей, зона исчезновения нефтяных залежей

Наряду с аномально высокими пластовыми давлениями встречаются, так называемые сверхдавления. Это давления равные горному и выше. В Пакистане на месторождении Кхаур на глубине 1800 м коэффициент аномальности составляет 2,3 и более. В США (район Миссисипи) на глубине 6096 м встречен пласт с давлением 1928 кг/см², т.е. коэффициент аномальности равен 3,1. При бурении самой глубокой скважины в США «Берта Роджерс» на глубине 9583 м вскрыт пласт «арбакал» с давлением 1690 кг/см². Произошел выброс расплавленной серы, скважина была ликвидирована [2].

Прогнозирование и количественное определение зон аномально высокого пластового давления в процессе бурения необходимо для безаварийной проводки скважин в глубоководных мощных глинистых толщах [3]. Решение этой задачи входит в обязательный комплекс геолого-технологических исследований. Для выделения зон с аномально высоким пластовым давлением используются как технологические параметры, так и данные геолого-геофизических исследований разрезов скважин.

Существуют три группы метода прогноза аномально высокого пластового давления:

- *методы прогноза давлений до начала бурения скважин* – осуществляется по данным плевой разведочной

Главная причина возникновения высокого пластового давления – замкнутая линзовидная форма резервуара и ее запечатанность со всех сторон непроницаемыми породами

газоконденсатных залежах, образующихся за счет разрушения газонефтяной залежи, часто наблюдается аномально высокое пластовое давление.

5. Вторичное сокращение объема пор в коллекторах при кристаллизации цемента в законтурных частях резервуара. Залежь при этом приобретает замкнутый или полузамкнутый характер.

Таким образом, аномально высокое пластовое давление может возникать под действием разных причин, но главными из них являются замкнутая линзовидная форма резервуара и ее запечатанность со всех сторон непроницаемыми породами [2].

Все аномально высокие пластовые давления фиксируются только в непрочных коллекторах (глины, соль), в то время как в крепких телах, обладающих более жестким и прочным скелетом, аномально высокое пластовое давление практически нигде не зафиксированы [3].

В недрах Земли существуют также залежи, имеющие аномально низкое пластовое давление. Его появление может быть обусловлено вторичным увеличением объема резервуара ввиду возникновения вторичной трещиноватости. Пониженные давления возникают и при повторном опускании залежей. При этом восстановление нового пластового давления происходит

располагается под изотермической поверхностью 200 °С, залегающей в зависимости от градиентов на глубинах от 2,8 до 9,5 км.

Вскрытие и бурение

На природу возникновения аномально высокого пластового давления существует две гипотезы: экзогенная и эндогенная. Экзогенная включает в себя явления уплотнения, катагенетических преобразований, пород, осмоса, теплового воздействия на залежь и др. Эндогенная гипотеза объединяет явления тектогенеза, внедрения флюидов из подкорковых глубин.

Прогнозирование и количественное определение зон аномально высокого пластового давления в процессе бурения необходимо для безаварийной проводки скважин в глубоководных мощных глинистых толщах

Эндогенная гипотеза наиболее предпочтительна, так как рассматривает больше аспектов, которые могут являться причиной аномально высокого пластового давления.

Месторождения с аномально высокими пластовыми давлениями широко распространены во всем мире: Новая Гвинея, Ява, Бирма, Пакистан, Афганистан, Иран, Румыния, Алжир, Колумбия, Перу, США, Россия, Туркменистан, Украина, Казахстан, Азербайджан.

геофизики (сейсморазведки, гравиметрической, электроразведки, магниторазведки), по геологической аналогии [4].

- *методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин* – осуществляется как при остановках углубления, так и без остановок углубления (по данным геофизических исследований в скважинах, по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промысловой жидкостью,

УДК 622.24



по технологическим данным бурения [5, 6], по петрофизическим данным).

- *методы оценки пластовых давлений после завершения процесса бурения* – до спуска эксплуатационной колонны (по данным испытания объектов испытателями пластов). После спуска эксплуатационной колонны (по результатам освоения скважин).

Оперативными методами прогноза пластовых давлений без остановки бурения, основанным на математической зависимости геометрии долота, показателей работы долота и режима бурения, является метод d-экспоненты и метод σ-каротажа

Оперативным методом прогноза пластовых давлений без остановки бурения является метод d-экспоненты и метод σ-каротажа [4]. Эти методы основаны на математической зависимости геометрии долота [7], показателей работы долота и режима бурения [8].

Обязательные требования

Обеспечить исправное состояние бурильных труб, противовыбросового и бурового оборудования. При возникновении проявления, принять меры к герметизации устья. После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить контролируемый долив и контролировать объем вытесненного бурового раствора. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается проектом

с учетом допусков установленных правилами. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб

бурильной колонны. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м³ подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные документацией по действию вахты при прямых и косвенных признаках начала и развития газонефтеводопроявлений.

Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким давлением, при возобновлении промывки скважины после спускоподъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора [4].

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает

фоновое на 5%, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.

Таким образом, вскрытие и бурение зон с аномально высоким и низким пластовым давлением обладают своей спецификой и связано с определенными сложностями. Однако, соблюдение описанных выше рекомендаций позволит существенно снизить риски возникновения внештатных ситуаций при проведении буровых и эксплуатационных работ в зонах с аномально высоким и низким пластовым давлением [9], и как следствие повысить безопасность персонала, а также снизить сроки и стоимость строительства скважин. ●

Литература

1. Мицевич В.И., Сидоров Н.А. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Изд.: Недр. 1973.
2. Новиков А.С., Сериков Д.Ю., Гафранов Р.Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Нефть и газ, 2017. – 307 с.
3. Сериков Д.Ю., Гинзбург Э.С. Повышение эффективности разрушения средних и твердых пород за счет использования косозубого вооружения шарошек // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 4. – С. 18–22.
4. Новиков В.С., Новиков А.С. Укрощение огня. – М.: Полиграф-защита, 2010. – 216 с.
5. Сериков Д.Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
6. Богомолов Р.М., Сериков Д.Ю. Виброгаситель-калибратор // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – № 3. – С. 39–43.
7. Спиридонов С.В., Сериков Д.Ю. Методика определения геометрических параметров вооружения бурового инструмента на основе математического моделирования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 6. – С. 29–33.
8. Васильев А.А., Сериков Д.Ю., Близиных В.Ю. Совершенствование буровых долот различных типов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – № 6. – С. 28–31.
9. Егоров Н.Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях. – Тула: ИПП «Гриф и К», 2006. – 301 с.

KEYWORDS: *abnormally high and low formation pressure, excavation of wells, the depth of rocks, the column is operational.*



ГЕРМАНИЯ ПОВТОРЯЕТ СВОЮ ОШИБКУ В НОВОМ РУССКОМ ГАЗОВОМ ПРОЕКТЕ

Handelsblatt

Матиас Брюггманн

После попытки отравления критика Кремля А. Навального А. Меркель не исключает остановки строительства газопровода «Северный поток-2».

Но в то же время федеральное правительство даже не подумало отменить рассмотрение вопроса о предоставлении государственных гарантий германской компании Euler Hermes, намеревающейся вложить в новый германо-русский проект 300 млн долл.



Этой мерой государство намерено поддержать немецкого экспортера оборудования для одного сомнительного российского начинания с сжиженным газом. Речь идет о проекте «Арктик СПГ-2» стоимостью в 21 млрд долл. За ним стоят два российских бизнесмена, которые

В 2019 г. Финляндия получала из России 67% энергоносителей. Доля российских поставок сырой нефти в Финляндию в начале 2018 г. составляла 80%. С другой стороны, сама Россия зависима от экспорта энергоносителей.

Остановка строительства газопровода вызовет в ЕС проблемы. Прекращение покупки газа у России отразится на ценах. В Финляндии крах проекта «Северный поток-2» выразится в первую очередь в потерях энергетической компании Fortum.

«ЛУЧШЕ РОССИЙСКИЙ ГАЗ, ЧЕМ АМЕРИКАНСКАЯ ДРЯНЬ»

sverigesradic

Каролине Зальцингер

Немецкий Засниц оказался в тисках конкурирующих интересов сверхдержав. Американцы угрожают ему санкциями. Русские втихомолку ведут строительные работы.



вот уже несколько лет числятся в американских санкционных списках.

Если США так же непримиримо будут действовать против «Арктик СПГ-2», как против «Северного потока-2», то государственные гарантии правительства ФРГ могут дорого обойтись немецким налогоплательщикам. Однако еще более абсурдным кажется поддержка данного СПГ-проекта с точки зрения энергетической политики. Германия и Европа хотят стать менее зависимыми от поставок российского газа. Но пятая часть сжиженного газа из Арктики должна будет поставляться в Европу.

ЧТО, ЕСЛИ СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2 НЕ БУДЕТ ДОСТРОЕН?

Lapin Kansa

Вильма Ромси

6 сентября министр иностранных дел Германии Х. Маас сообщил, что если Россия не объяснит произошедшее с Навальным, то Германии вместе с союзниками придется задуматься о введении санкций. Евросоюз зависит от поставок энергоносителей из России. В 2018 г. 47% импортного природного газа, 30% сырой нефти и каменного угля поступало из России. В Евросоюзе 70% энергии получают из ископаемого топлива. В 2018 г. доля иностранных поставок энергоносителей в ЕС составляла 58%.

Но при этом российский газ обогревает немецкие дома еще с 1973 года, а вот на США полагаться нельзя, считают местные. Трое республиканских сенаторов, приближенных к Д. Трампу угрожают губернатору города жесткими санкциями, если он срочно не перестанет помогать строить «Северный поток-2», его жителей ждут запрет на въезд в США, заморозка потенциальных средств, а также проблемы с использованием кредитных карт.

«Лучше уж российский газ, чем американская дрянь» – убеждены жители города, а губернатор Засница Франк Крахт убежден: «В нашем регионе Россию всегда считали надежным деловым партнером, который держит слово». ●



В. Путин

«Если в 2011 г. доходы от углеводородов составляли 50 % всех доходов бюджета, то в 2021 г. их доля снизится до одной трети»



Р. Дадли

«Мир находится в процессе энергоперехода, так как к 2040 году население планеты, вероятно, увеличится еще на 2 млрд человек»



Д. Медведев

«Независимо от того, о чем кричат наши американские друзья, проект «Северный поток-2» обязательно будет завершен»



И. Сечин

«Нынешние цены на нефть я бы не назвал стресс-сценарием»



А. Чембулаев

«Отечественный рынок нуждается в том, чтобы появлялись российские производители»



Б. Борисов

«Не в национальных интересах Болгарии оставаться зависимой от российской энергии»



П. Сорокин

«Мы не поддерживаем движение по направлению поставок в Китай, пока не будет решен вопрос газификации Дальнего Востока и балансов по внутреннему рынку»



А. Грушко

«Успех проекта «Северный поток-2» будет зависеть в первую очередь не от экономических показателей, а от политической воли европейцев и их способности справиться с давлением США»



А. Силуанов

«Минфин работает над тем, чтобы все льготы были обусловлены инвестиционными обязательствами. Получил 100 руб. в виде преференций – направь их, пожалуйста, не на дивиденды, а на инвестиции»

РЕКЛАМА



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

VITZRO CELL

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ

Скважинные телеметрические системы (MWD / LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- анализ проблем полевых работ и отчетов
- инженерная поддержка



ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001 / RoHS / UL / Trans. Certi.



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



VITZROCELL является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известен в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

770
МИЛЛИОНОВ

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

33
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

2
МИЛЛИОНА

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей



www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL