



ПНГ ДЛЯ
ОХЛАЖДЕНИЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗА

● ГАЗЛИФТНЫЕ
СКВАЖИНЫ

● ИЗБЫТОЧНЫЕ
РЕСУРСЫ

10 лет **Neftegaz.RU** ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ISSN 2410-3837

[2] 2017

КУДА УХОДИТ
ГАЗ



Входит в перечень ВАК

БИЗНЕС. ЛУЧШИЙ. СПОРТ.

НОВЫЙ BMW 5 СЕРИИ В АЗИМУТ СП.



С удовольствием
за рулем



Азимут СП
Официальный дилер BMW
Москва
Варшавское шоссе, 138
Тел.: (495) 363 96 96
www.bmw-azimutsp.ru

Чему не помешает дополнительный объем



6

Куда уходит газ



16

СОДЕРЖАНИЕ

Газлифтные скважины



24

Скважины Бованенковского



36

Эпохи НГК 8

РОССИЯ *Главное*

Чему не помешает
дополнительный объем 6

В ЯНАО добыто 509 млрд м³ газа
и 26 млн т нефти 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Избыточные ресурсы 12

Куда уходит газ 16

ДОБЫЧА

Особенности разработки
Вуктыльского
нефтегазоконденсатного
месторождения 20

Газлифтные скважины 24

Оценка эффективности
распределительного устройства
с постоянными магнитами
в процессе адсорбции 28

Ингибиторы солеотложения 31

НЕФТЕСЕРВИС

Скважины Бованенковского 36

Обзор современных методов
обеспечения устойчивости
стенок скважины 42

Крепление скважин 46

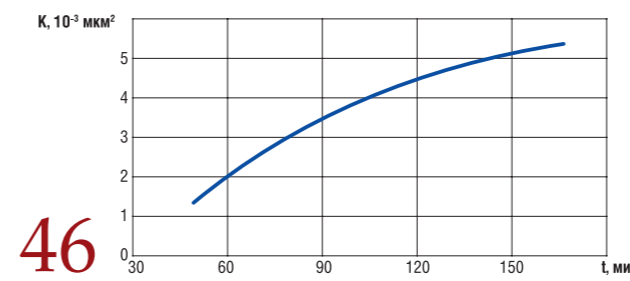
Исследование влияния
нитрата кальция на свойства
тампонажного цемента 50

Ингибиторы солеотложения



31

Крепление скважин



46

ПНГ для охлаждения природного газа



66

Г.И. Шмаль: «Нефтяникам не хватает поддержки государства»



74

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Электротомография в Российской
Арктике по данным полевых
исследований и трехмерного
численного моделирования 54

Календарь событий 65

ПЕРЕРАБОТКА

ПНГ для охлаждения
природного газа 66

ОБОРУДОВАНИЕ

Утилизация
сероводородсодержащего
факельного газа с использованием
жидкостного струйного
аппарата 70

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Г.И. Шмаль: «Нефтяникам не
хватает поддержки государства» 74

ЭКОЛОГИЯ

Совершенствование солнечной
генерации на уровне массового
использования 76

Моделирование теплофизических
процессов при утилизации
попутного нефтяного газа 80

Геоэкология метанола,
используемого в газовой
промышленности 84

Россия в заголовках 89

ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ-2017.
Вектор развития ТЭК 90

Нефтегаз. Life 92

Классификатор 94

Хронограф 99

Цитаты 100

2 тыс. лет назад

В I веке н.э. в Персии построили дворцовую кухню на месте, где природный газ выходил на поверхность. Огонь там горел день и ночь.

315 лет назад

В 1702 году в первом выпуске первой регулярной российской газеты «Ведомости» была опубликована статья об обнаружении нефти на реке Сок в Поволжье.

272 года назад

В 1745 году первый русский нефтедобытчик Федор Прядунов получил разрешение начать добычу нефти со дна реки Ухта. Он же построил один из первых в мире нефтеперегонных заводов.

254 года назад

В 1763 году российский ученый-энциклопедист Михаил Ломоносов опубликовал труд «О слоях земли», где он предположил, что и нефть и каменный уголь происходят разными путями из одного и того же органического вещества.

147 лет назад

В 1870 году была основана Standard Oil – американская монополия, осуществлявшая добычу, транспортировку, переработку нефти и маркетинг нефтепродуктов. Сегодня наследником Standard Oil считается крупнейшая нефтяная компания в мире ExxonMobil.

140 лет назад

В 1877 году Россия впервые в мире начала использовать танкеры для доставки нефти с бакинских месторождений в Астрахань. Примерно в том же году в США построена первая железнодорожная цистерна для перевозки нефти.

85 лет назад

В 1932 году были открыты нефтяные месторождения нефти в Бахрейне.

42 года назад

В 1975 году начата промышленная разработка месторождений нефти в Северном море.

39 лет назад

В 1978 году ВГПУ выполнил план 3 лет пятилетки, к 5 ноября 1978 г. Сверх годового плана добыто 606,1 млн м³ природного газа и 28,9 тыс. тонн газового конденсата.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова
Ольга Цыганова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербаклова
Ольга Ющенко
Елизавета Кобцева

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

Менеджер по работе с клиентами
Антон Бородин

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова
Иван Морозов

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

РЕКЛАМА



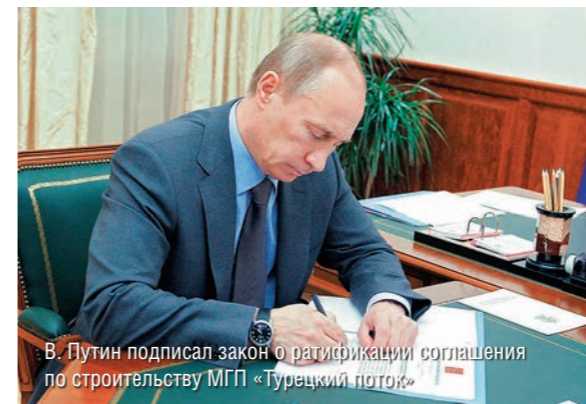
РОСНЕФТЬ
ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ



А. Новак заявил об увеличении инвестиций в НГК



В Ямало-Ненецком автономном округе завершается строительство завода СПГ



В. Путин подписал закон о ратификации соглашения по строительству МГП «Турецкий поток»



Одним из наиболее вероятных маршрутов остается «Северный поток-2»

ЧЕМУ НЕ ПОМЕШАЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ

Анна Павлихина

В 2016 г. российские компании добыли 640,007 млрд м³ газа, превысив объем предыдущего года на 0,7%. Учитывая заявление А. Новака об увеличении инвестиций в НГК, в 2017 г. эти показатели должны увеличиться еще больше. Бурятся новые скважины, строятся газопроводы, вводятся в строй отгрузочные терминалы. Но соответствует ли быстро растущая добыча динамике потребления, куда пойдет весь этот дополнительный объем?

Пару лет назад Газпром предлагал рассмотреть механизм увеличения переработки газа за счет создания нефтегазохимических кластеров на базе технологических мощностей основных добывающих регионов, таких как, например, ХМАО и ЯНАО, на месторождениях которых падает добыча и высвобождаются мощности.

Несмотря на то, что эта идея не была реализована, сегодня в Ямало-Ненецком автономном округе завершается строительство завода СПГ. До 2020 г. Газпром переработка планирует реализовать несколько инвестпроектов в области газопереработки, в Новом Уренгое работает завод по подготовке газового конденсата. Заглядывая в обозримое будущее, говорят о Новоуренгойском газохимическом комплексе. Газ с высоким содержанием тяжелых углеводородов перерабатывается на Пуровском ЗПК. В ближайшие годы добыча такого газа должна значительно увеличиться. Несмотря на то, что он является сырьем для перерабатывающей промышленности, большую его часть отправляют в трубу. Довольно давно строится газоперерабатывающий комплекс на Дальнем Востоке, который обещают закончить в 2025 г. Сегодня же большая часть газа идет в трубу, а учитывая возрастающие объемы добычи, главным становится вопрос: в какую именно трубу?

В феврале В. Путин подписал закон о ратификации соглашения между правительствами РФ и Турции по строительству МГП «Турецкий поток», чем поставил



окончательную точку в затянувшемся процессе утверждения этого межправительственного соглашения.

В последние дни говорили и о возможности возобновления «Южного потока». Это все оправдано, ведь газ должен найти своего потребителя, а возврата к украинской ГТС не будет. В частности, об этом говорил в ходе бизнес-форума в г. Варне атташе по торговле России в Болгарии И. Илингин. На форуме присутствовал и генконсул РФ в Варне С. Лукьянчук, что, возможно, указывает на заинтересованность российской стороны в возобновлении газового сотрудничества с Болгарией. В ходе визита в Венгрию В. Путин дал понять, что транзит по украинской ГТС будет прекращен в 2019 г., когда закончится контракт.

Одним из наиболее вероятных маршрутов остается «Северный поток-2». Спрос на российский газ по сниженным ценам на европейском рынке продолжает расти, мощности «Северного потока» работают на пределе. «Северный поток-2» избавит Россию от необходимости использовать ГТС Украины. Конечно, такое положение дел совсем не выгодно ЕС.

На днях М. Каньете заявил, что «Северный поток-2» не вписывается в европейскую картину диверсификации газового рынка. По его словам приоритет для ЕК – соревновательный и диверсифицированный газовый рынок. Газпром же со своим МГП не привнесет ничего нового – газ, равно как и поставщик, будет тот же.

«ЕК будет поддерживать такие проекты, как ЮГК, МГП ТАР, но не МГП «Северный поток-2», и мы будем продолжать поддерживать транзит российского газа через Украину, – сообщил еврокомиссар по энергетике, добавив, – европейский рынок газа достаточно крепок, чтобы обойтись без газа «Северного потока-2».

Но Европа вряд ли сможет обойтись без российского газа. По энергетическому прогнозу ВР к 2035 г. европейские страны могут увеличить экспорт газа на 75%, около 3/4 природного газа странам ЕС будет необходимо импортировать. Тот же МГП ТАР с пропускной мощностью в пять раз меньшей, чем у «Северного потока-2» (МГП ТАР – 10 млрд м³/год, МГП «Северный поток-2» – 55 млрд м³/год) не закроет растущие потребности европейцев. После 2019 года других дополнительных маршрутов, соответствующих этим потребностям, не будет.

Запущенный в начале года газопровод «Бованенково – Ухта-2» в значительной мере также нацелен на европейского потребителя, но вопрос, куда потекут дополнительные объемы, пока остается открытым. ●

В ЯНАО ДОБЫТО 509 млрд м³ ГАЗА И 26 млн т НЕФТИ

Елена Алифирова

В Ямало-Ненецком автономном округе в 2016 г было добыто 509,349 млрд м³ природного газа. Добыча нефти выросла на 29,9% и составила 26,874 млн т. Рост добычи нефти был обеспечен за счет освоения новых месторождений – Ярудейского НГКМ НОВАТЭКа и Новопортовского НГКМ Газпром нефти. Свою лепту внесло и Восточно-Мессояхское месторождение, разрабатываемое совместно Газпром нефтью и Роснефтью. Добычу углеводородного сырья вели 33 предприятия на 90 месторождениях.

В общем объеме добытого газа, наибольшая доля – 73,5% – пришла на дочки Газпрома, которые в 2016 г добыли 374,564 млрд м³ газа. Дочки НОВАТЭКа добыли 87,763 млрд м³.

Объем добычи остальных предприятий по ЯНАО составил 47,023 млрд м³ (9,2%).

Крупнейшим нефтедобывающим предприятием ЯНАО остается Газпром нефть, дочка которой в 2016 г. добыла 15,015 млн т нефти или 55,8% от общего объема добытой нефти в регионе. Близкий результат показали структуры Роснефти – 4,973 млн т нефти – 18,5% общей нефтедобычи в регионе. Остальные предприятия добыли 1,853 млн т, что составило 14,7%. В целом добыча нефти в ЯНАО в 2016 г осуществлялась 19 предприятиями на 62 месторождениях.

По добыче газового конденсата лидирует НОВАТЭК – 9,520 млн т газового конденсата, что составляет 49,4% добычи по ЯНАО. Предприятия Газпрома добыли 7,900 млн т газового конденсата (40,9% добычи по округу). На долю дочек Роснефти пришлось 1,492 млн т газового конденсата (7,7% общего объема добычи в ЯНАО). Добычу газового конденсата осуществляли 22 предприятия на 37 месторождениях.

На начало 2017 г. в ЯНАО действуют 255 лицензий на право пользования недрами для геологического изучения и добычи углеводородного сырья. Из них 234 – в пределах суши, 21 – в пределах шельфа Карского моря. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

На бизнес-форуме в г. Варна атташе по торговле России в Болгарии И.Илингин заявил, что МГП Южный поток по доставке российского газа в Центральную Европу через Болгарию, возможно, все-таки будет реализован. Есть ли для этого объективные причины?

Зачем возобновлять Южный поток?

10%

Европа отказывается покупать газ идущий по турецкому потоку может согласится на газ по Южному

8%

Газ с Бованенковского месторождения надо куда-то реализовывать

55%

Транзит по ГТС Украины не возобновится, нужна альтернатива

28%

Уже сварен первый стык трубопровода, не пропадать же добру

Первые солнечные батарейки появились в середине прошлого столетия – в 1954 г. А о теории ветроэнергетики заговорили еще до революции – в 1914 г. С тех пор эти изобретения претерпели качественные изменения и сформировали целую отрасль, которую активно развивают страны, не располагающие большими запасами углеводородов. Возможно, в России альтернативная энергетика развивается гораздо медленнее именно потому, что она не относится к таким странам?

Почему альтернативная энергетика в России развивается значительно медленнее, чем в Европе?

10%

Из-за несоответствующих климатических условий

30%

Потому что не развиваются технологии

45%

Пока не закончатся углеводородные запасы, альтернативную энергетику не пропустят на рынок

5%

Альтернативные источники энергии менее выгодны в сегодняшних условиях

10%

Почему не развивается? Очень даже развивается!

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

CASPIAN DIALOGUE

КАСПИЙСКИЙ ДИАЛОГ 2017



14 АПРЕЛЯ 2017 МОСКВА МГИМО

КАСПИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ CASPIAN ENERGY FORUM

Экология / Ecology

Туризм и отдых на Каспии / Tourism and recreation in the Caspian Sea

Молодежный Каспийский диалог / Youth Caspian dialogue

14 APRIL 2017 MOSCOW MGIMO UNIVERSITY



ДИРЕКЦИЯ:

МОСКВА, 127540, КЕРАМИЧЕСКИЙ ПРОЕЗД, 49/1.
ТЕЛ.: +7 (925) 507-36-70, +7 (916) 541-34-08

E-MAIL: ROS-CON@MAIL.RU

MOSCOW, 127540, KERAMICHESKIY PROEZZD, 49/1.
ТЕЛ.: +7 (925) 507-36-70, +7 (916) 541-34-08

WWW.CASPIANSOVIET.RU / WWW.ROS-CON.RU



Все маршруты ведут в Китай

На встрече А. Миллера с председателем совета директоров CNPC В. Илинем был рассмотрен ход реализации проекта поставок газа из России в Китай по восточному маршруту (МГП «Сила Сибири-1»), а также перспективы поставок по западному маршруту (МГП «Сила Сибири-2», бывший МГП «Алтай»). Бренд «Сила Сибири» включает 3 проекта: МГП «Сила Сибири-1» – восточный маршрут, МГП «Сила Сибири-2» – западный маршрут, МГП «Сила Сибири-3» – дальневосточный маршрут, наиболее интересный китайцам из-за более короткого плеча доставки газа.

МГП «Сила Сибири-1» строится, МГП «Сила Сибири-2» обсуждается, о МГП «Сила Сибири-3» пока молчат. На переговоры давит ситуация на рынке. Сибирские газопроводы проектировались при высоких рыночных ценах на газ, и на стоимости газопроводов не сэкономили. Стоимость 1 км заявлена существенно выше среднемировых. При высокой стоимости газа в контрактной цене можно было размыть высокую стоимость МГП. При падении цен на газ рентабельность МГП,

вероятно, сильно упала, и высокая стоимость МГП обнажилась. Самое простое в этой ситуации, обеспечить выполнение проекта МГП «Сила Сибири-3», стоимость доставки газа в котором будет существенно ниже.

Также главы компаний обсудили итоги совместной проработки проектов в области хранения газа и подписали соглашение о геолого-техническом изучении создания ПХГ.

В рамках документа будет проведена оценка геологических, технологических и экономических условий создания подземных хранилищ газа на базе месторождения Шэншэнь (провинция Хэйлунцзян), в соляных кавернах Чучжоу (провинция Цзянсу), в водоносных пластах Байцзю (провинция Цзянсу), а также на новых перспективных площадях.

Как отметил А. Миллер по итогам переговоров, стратегическое партнерство Газпрома с CNPC поступательно развивается.

Добыча из подгазовых залежей

Газпром нефть создала программу по развитию технологий разработки

подгазовых залежей. Это позволит вовлечь в разработку 215 млн т нефти.

Суммарные извлекаемые запасы нефти и газового конденсата в подгазовых залежах Газпром нефти превышают 500 млн т. Из них порядка 300 млн т можно добыть с применением текущих технологий. Остальные 200 млн т нефти позволят извлечь проекты новой технологической программы. В частности, работа с этими запасами требует эффективного управления притоком газа к нефтяным скважинам и повышения КИН при высоком содержании газа.

Новая программа разработана сотрудниками Газпромнефть НТЦ и включает в себя 13 технологических проектов.

Крупные запасы подгазовых залежей содержат Новопортовское НГКМ и Мессояхские НГМ, которые были выбраны в качестве пилотных для внедрения новых технологий.

Для интенсификации добычи нефти Газпром нефть также развивает и новые технологии ГРП, поскольку традиционные методы не могут применяться в этих залежах из-за возможного притока газа к нефтяным скважинам. ●



Новые технологии МНRP

Варьеганнефть начала применение технологии с использованием трассерных методов исследования для получения данных о свойствах и характеристиках целевых пластов, выбранных для проведения МНRP. Этот метод основан на введении в трещину индикатора на стадии закачки проппанта.

После проведения операции МНRP производится отбор проб поступающего из скважины сырья, в котором присутствует ранее закачанный реагент. Анализ образцов позволяет сделать вывод о работе каждого из портов ГРП, что помогает вносить коррективы при планировании дальнейших работ и формировать методологию применения технологии МНRP в целом. Трассерные методы исследования являются наиболее точными и полными. МНRP является одним из наиболее сложных и дорогостоящих видов интенсификации добычи в нефтегазовой отрасли, поэтому вопросам ее технологического и научного сопровождения уделяется особое внимание.

Двухствольные горизонтальные скважины Газпромнефть-Ямала

Газпром нефть применила на Новопортовском месторождении новую технологию строительства многоствольных скважин. Это позволило увеличить КИН и повысить эффективность разработки месторождения. Многоствольная скважина имеет вертикальный ствол, от которого забуривается несколько боковых. При этом пересечение основного ствола с ответвлением должно быть выше продуктивного слоя. Благодаря такой технологии можно открывать новые продуктивные горизонты, продолжая бурение



имеющихся скважин. Технология предусматривает закрепление в каждом горизонтальном стволе скважины металлической трубы, т.н. хвостовика, чтобы предотвратить осыпание породы и потерю пробуренного ствола в процессе его эксплуатации. Длина каждого ствола первой двухствольной скважины составила 1000 м. Начальный дебит был зафиксирован на уровне более 400 т/сутки нефти. Сегодня на Новопортовском месторождении функционирует уже 5 подобных скважин, при этом каждая новая бурится значительно быстрее предыдущей, что сокращает ее стоимость. В результате специалистам удалось достигнуть рекордной по компании скорости бурения многоствольных скважин – 5,87 суток/1000 м, что сопоставимо с лучшими результатами по бурению одноствольных горизонтальных скважин.

Колтюбинг от кубаньгеофизики

Кубаньгазгеофизика, производственный филиал Газпром георесурса, провела работы в

27 скважинах Уренгойского и Юбилейного НГКМ с использованием колтюбинговой установки. Геофизические исследования прошли на 8 скважинах, нормализация забоев проведена на 19 скважинах.

Для Газпром добыча Уренгой были выполнены работы по нормализации забоя после ГРП 6 вновь пробуренных скважин на 2-м опытном ачимовском участке Уренгойского НГКМ.

Все скважины имеют сложный S-образный профиль, среднюю глубину 4000 м, устьевое давление 450 атм и устьевую t 60°C.

Аналогичные работы с использованием технологий гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) были проведены в целях нормализации забоя 13 эксплуатационных скважин с аналогичными параметрами для Ачимгаза. На месторождениях компании добыча ведется на 62 скважинах, а к 2019 г., когда в эксплуатации будет находиться 113 скважин, планируется выйти на полку добычи с объемом 9,6 млрд м³/год газа и 2,9 млн т/год газового конденсата. ●

ИЗБЫТОЧНЫЕ РЕСУРСЫ

БАРЕНЦЕВО МОРЕ



Мурманск

Мария Кутузова

РЕСУРСНАЯ БАЗА ГАЗПРОМА ПЕРЕМЕЩАЕТСЯ НА КРАЙНИЙ СЕВЕР. РОССИЙСКАЯ КОМПАНИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО НАРАЩИВАЕТ ДОБЫЧУ НА БОВАНЕНКОВСКОМ – КРУПНЕЙШЕМ НА ЯМАЛЕ МЕСТОРОЖДЕНИИ С РАЗВЕДАННЫМИ ЗАПАСАМИ В 4,9 ТРЛН М³. В ПРОШЛОМ ГОДУ НА БОВАНЕНКОВО ИЗВЛЕЧЕНО 67,4 МЛРД М³ ГАЗА, БОЛЬШАЯ ЕГО ЧАСТЬ УШЛА ПО ГАЗОПРОВОДУ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК» В ЕВРОПУ

Ямальская перспектива

Газпром последовательно наращивает объемы производства на Бованенково в течение последних семи лет. В первую очередь здесь осваиваются сеноман и апт-альбские пласты. Уникальная инфраструктура добычи на месторождении позволила одновременно добывать газ из сеноманских (с глубиной залегания на 520–700 м) и апт-альбских (на глубине 1200–2000 м) залежей, что позволило Газпрому добиться значительного сокращения затрат на обустройство и повысило эффективность разработки Бованенково.

В 2012 году на месторождении был запущен в эксплуатацию первый газовый промысел мощностью в 60 млрд м³ газа в год, второй – на 30 млрд м³ – введен в строй в 2014 году. По словам представителей компании, добыча газа на Бованенково увеличивается постепенно и поэтапно, исходя из потребностей рынка.

Динамика газодобычи росла год от года: по данным Газпрома в 2012 году на Бованенково было извлечено 4,9 млрд м³ газа, в 2013 – 22,8 млрд м³, 2014 – 42,8 млрд м³, 2015 – 61,9 млрд м³, а в 2016 – 67,4 млрд м³. Сейчас на месторождении добывается порядка 264 млн м³ в сутки. На 2019 год запланирован запуск третьего газового промысла. К 2022 году российская компания надеется вывести Бованенковское месторождение на добычу в 115 млрд м³ газа. Затем наступит час неоком-юрских залежей, благодаря подключению которых уровень извлечения газа на Бованенково вырастет до 140 млрд м³. Поставки газа с месторождения стартовали в 2012 году. Запущены в строй газопроводы «Бованенково – Ухта», а в январе этого года – «Бованенково – Ухта-2». Они стали частью газотранспортного коридора, соединившего ямальский газ через Единую систему газоснабжения с европейскими потребителями.

Северный газотранспортный коридор, образованный благодаря запуску в начале этого года «Бованенково – Ухта-2» протяженностью в 1260 км и мощностью в 57,5 млрд м³, нацелен одновременно на поставки потребителям как европейской части России, так и на экспорт в ЕС. Суммарные мощности двух газопроводов транспортной системы Бованенково – Ухта достигли 115 млрд м³, но заполнить их полностью Газпром планирует лишь в 2022 году. Напомним, что суммарные инвестиции двух трубопроводных проектов оцениваются выше 1 трлн рублей (989,8 млрд рублей в ценах на начало 2008 года).

Ямальский центр газодобычи становится основным для России. По словам главы Газпрома Алексея Миллера, Бованенково будет разрабатываться в течение ближайших 70 лет. Разведанные и предварительно оцененные газовые запасы в регионе превышают 16,7 трлн м³. Газпром рассчитывает добывать в регионе до 310–360 млрд м³ газа. Однако первоначальные расчеты российской компании на рост потребления газа в Европе были неверными. Газопроводные мощности оказались избыточными, график ввода третьей очереди на месторождении сдвигается до 2019 года.

ФАКТЫ

70%

всех газовых запасов России сосредоточено на севере Западной Сибири

92%

всей российской газодобычи обеспечил Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) в 2016 г.

67,4

млрд м³ было добыто в 2016 г.

264 млн м³

в сутки составляет пиковая производительность

115 млрд м³

В год суммарная проектная производительность двух газопроводов – «Бованенково – Ухта» и «Бованенково – Ухта-2»

Железная дорога, ведущая к бованенковскому месторождению, включающая самый длинный за Полярным кругом мост в мире

Сроки запуска Харасавэйского месторождения – второй крупный проект Газпрома в регионе, также предназначенный для поставок по Северному газотранспортному коридору – перенесены на десятилетие (до 2024 года). Еще одно месторождение из Бованенковской промышленной группы – Крузенштернское – может быть введено в эксплуатацию лишь в 2025–2029 годах.

Непростая экономика поставок

Спрос на газ из России по сниженным ценам продолжает расти на европейских рынках. С начала года действующий газопровод «Северный поток» работает с максимальной загрузкой, превышающей его проектные объемы. По информации Газпрома, в январе 2017 года объем экспорта природного газа увеличился в Германию на 23,2%, а с 1 по 15 февраля – на 37% по сравнению с аналогичными периодами прошлого года. По итогам 2016 года Газпром поставил на немецкий рынок рекордный объем газа – 49,8 млрд м³.

Средняя цена продаж российского газа в Европе в прошлом году составила 167 долларов за 1 тыс. м³, упав со средней цены для этого региона в 238 долларов, зафиксированной в 2015 году. Очередной экспортный аукцион по продаже российского газа Газпром собираются провести в начале лета этого года. Сейчас в главной газовой компании надеются на спотовый рынок. Рост объемов торговли на котором, по мнению руководства Газпрома, позволит показать лучшие результаты по итогам 2017 года.

Если бы не низкие цены на поставляемый газ, 2016 год можно было назвать самым успешным для российского газа. По словам главы Газпрома Алексея Миллера, были побиты рекорды и постсоветской России, и Советского Союза: объемы экспорта в дальнее зарубежье составили 614,5 млн м³ в сутки, или около 180 млрд м³ в год. Что касается доходов от газового экспорта, самым успешным

для российской компании стал 2008 год, когда доходы Газпрома от экспортных поставок в дальнее зарубежье составили 69,1 млрд долларов США. Тогда как по итогам 2016 года, согласно оценкам экспертов, результат оказался вдвое ниже. Снижая цены, Газпром активно наращивал свою долю на европейском рынке, которая в прошлом году составляла 32-33%. По прогнозам, российская компания в перспективе сможет удержать за собой треть газового рынка в Европе.

По информации Газпрома, Германия – крупнейший зарубежный потребитель российского газа. Как отмечалось в феврале на рабочей встрече главы российской компании Алексея Миллера и министра экономики и энергетики ФРГ Бригитты Цюприс, бестранзитные поставки через Балтийское море востребованы европейскими потребителями. Основной поток экспортных поставок идет по экспортному газопроводу «Северный поток», проходящему по дну Балтийского моря, проектной мощностью 55 млрд м³ газа в год. Оператор – совместное предприятие Nord Stream AG (Газпром – 51%, Wintershall и Uniper – по 15,5%, Gasunie и ENGIE – по 9%).

Алексей Миллер и Бригитта Цюприс в ходе встречи обсуждали развитие газовых поставок, благодаря строительству газопровода «Северный поток-2» мощностью в 55 млрд м³ газа.

Новый транзитный экспортный маршрут увеличит экспортный поток российского газа на европейские рынки, а также позволит сократить до минимума или совсем прекратить транзитные поставки по территории соседней Украины, с которой контракт на поставки газа истекает в 2019 году. По словам заместителя председателя правления Газпрома Александра Медведева, речь идет не о полном прекращении поставок через эту страну: но их объемы будут зависеть от условий будущих контрактов, которые предполагается подписать с украинцами. Газпром утверждает, что для компании новый трубопровод – это, прежде всего, экономический проект. «Северный поток-2» удешевит поставки газа для европейских потребителей, что очень важно в условиях возможного расширения экспорта американского сжиженного газа в Европу.

Инвестиционная программа Газпрома на 2017 год превышает 911 млрд рублей, из них примерно 15% будут направлены на перспективные экспортные проекты по транспортировке российского газа на европейские рынки. По данным Reuters, порядка 42 млрд рублей будет направлено на строительство «Турецкого потока», а 111 млрд рублей должны пойти на сооружение «Северного потока-2». Кроме того, российская компания надеется получить в 2017 году финансирование для этого проекта и со стороны европейских партнеров. Напомним, что в июле антимонопольные регулирующие органы Польши отказались согласовать создание совместного предприятия между Газпромом и его партнерами из Европы для строительства «Северного потока-2». Стороны сейчас находятся в поисках новой формы взаимодействия.



ФАКТЫ

2012 г.

начата эксплуатация месторождения Бованенково с введения первого газового промысла (60 млрд м³ газа в год)

1260 км

протяженность каждого из двух газопроводов («Бованенково — Ухта» и «Бованенково — Ухта — 2»), в которые поступает газ с Бованенковского месторождения

120 атм

самое высокое для сухопутных газопроводов рабочее давление, именно на столько рассчитан газопровод «Бованенково — Ухта» и «Бованенково — Ухта-2»

Противодействие второму транзитному проекту Газпрома очень сильно в Европе. Ряд стран Евросоюза обращались в прошлом году в регулирующие органы с просьбой запретить реализацию проекта «Северный поток-2», поскольку проект существенно усилит позиции Газпрома в Европе.

Кроме того, вот уже 5 лет Еврокомиссия ведет антимонопольное дело против Газпрома: российскую компанию обвиняют в завышении цен на поставляемый в Восточную и Центральную Европу газ, а также вытеснении конкурентов с европейских рынков. Еще одно судебное дело в декабре прошлого года было инициировано польской PGNiG: ответчиком выступает уже сама Еврокомиссия, предоставившая Газпрому расширенный доступ к газопроводу OPAL в Германии, что позволяет российской компании вдвое увеличить мощности «Северного потока-2», сократить или даже прекратить транзит российского газа через территорию Польши. Однако европейский суд отменил решение Еврокомиссии.

Один из возможных вариантов нивелирования рисков с вводом «Северного потока-2» – создание на Балтике крупномасштабного производства сжиженного природного газа «Балтик СПГ». Согласно прогнозу одного из партнеров Газпрома в этом проекте – международного концерна Shell – после 2020 года потребности в поставках сжиженного природного газа на европейском рынке значительно вырастут.



С Международным женским днем!

Удивительную красоту и очарование, любовь и счастье, доброту и заботу приносят в нашу жизнь женщины. Пусть у вас будет как можно больше ярких и радостных событий, а в душе всегда царит весна!

МОБОЙЛ

105064, г. Москва, ул. Старая Басманная, д. 7, с. 2
+ 7 (495) 664-77-77, + 7 (495) 269-79-97, info@moboil.ru

www.moboil.ru

КУДА УХОДИТ ГАЗ

Ирина Герасимова

СЕВЕР ЗАПАДНОЙ СИБИРИ – НАСТОЯЩАЯ СОКРОВИЩНИЦА ГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ, КОТОРАЯ МНОГО ЛЕТ ВЫСТУПАЕТ ГЛАВНЫМ РОССИЙСКИМ ИСТОЧНИКОМ «ГОЛУБОГО ТОПЛИВА» ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО И ВНЕШНЕГО РЫНКОВ. ЗДЕСЬ СОСРЕДОТОЧЕНО БОЛЕЕ 70% ОТ ВСЕХ ГАЗОВЫХ ЗАПАСОВ РОССИИ. ОСВОЕНИЕ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ВВОД В РАЗРАБОТКУ БОЛЕЕ ГЛУБОКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОЗВОЛЯТ ДОБЫВАТЬ ЗДЕСЬ ГАЗ В БОЛЬШИХ ОБЪЕМАХ ЕЩЕ ДОЛГИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ. НО ЕСЛИ РОССИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО СТРЕМИТСЯ УЙТИ ОТ СЫРЬЕВОЙ ЭКОНОМИКИ, ТО НЕОБХОДИМО ЕЩЕ И ЭФФЕКТИВНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ГАЗ СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПОЛИМЕРОВ, МИНЕРАЛЬНЫХ УДОБРЕНИЙ И ДРУГОЙ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕГАЗОХИМИИ

Газовый «кормилец» России

Согласно статистике, Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) в 2016 г. обеспечил почти 92% всей российской газодобычи. По информации пресслужбы губернатора ЯНАО, в прошлом году на территории автономного округа компании-недропользователи добыли 509,35 млрд м³ природного газа (показатель по РФ, по данным Росстата, составил 555 млрд м³) и 19,29 млн тонн конденсата (падение на 14%). При этом 73,5% добычи газа в регионе пришлось на дочерние предприятия Газпрома, 17,2% – на НОВАТЭК, прочее – на остальные компании.

Основное «предназначение» газовых богатств ЯНАО – обеспечивать бесперебойные поставки на экспорт, а также снабжать топливом российских потребителей. Несколько десятилетий основные объемы газа давали Медвежье, Уренгойское и Ямбургское месторождения Газпрома, добыча на которых ведется с 1970–1980-х гг. Старейшим в этом списке является Медвежье, которое разрабатывает дочернее общество газового монополиста Газпром добыча Надым. Именно здесь в 1972 г. заработала первая в регионе установка комплексной подготовки газа – УКПГ-2 с рекордным на тот момент пропускной способностью в 24 млн м³ газа в сутки. Впоследствии было построено еще девять УКПГ.

Сегодня месторождение значительно истощено: добыто уже более 80% от его утвержденных запасов (накопленная добыча – примерно 2 трлн м³ газа). Продлевать «жизнь» Медвежьему помогает реконструкция промыслов. Кроме того, в 2011 г. начата добыча газа из апт-альбских отложений на Ныдинской площади месторождения (проектный уровень добычи – 2,3 млрд м³ газа и более 5 тыс. тонн газового конденсата в год). Для освоения этих запасов была построена УКПГ-Н производительностью до 2,7 млрд м³ в год по сырому газу и до 60 тыс. тонн – по газовому конденсату. Подготовка газа и конденсата ведется методом низкотемпературной сепарации, и это единственная подобная установка на Медвежьем.

Добыча «традиционного» сеноманского газа, состоящего в основном из метана, на Уренгойском (Газпром добыча Уренгой) и Ямбургском (Газпром добыча Ямбург) также находится на стадии естественного падения. Чтобы продолжать снабжать своих потребителей «голубым топливом» во все возрастающих объемах, Газпром осваивает новые месторождения, расположенные далее на север. Самое крупное из запущенных в последние годы – Бованенковское с запасами 4,9 трлн м³ газа (разрабатывает Газпром добыча Надым).

В ближайшей перспективе ЯНАО начнет давать не только трубопроводный, но и сжиженный газ: завершается строительство завода СПГ мощностью в 16,5 млн тонн в год в рамках проекта «Ямал СПГ» (участники – НОВАТЭК, Total, CNPC и китайский Фонд Шелкового пути). Предприятие будет сжижать газ ямальского Южно-Тамбейского месторождения (926 млрд куб. м доказанных и вероятных запасов по стандартам PRMS). СПГ пойдет на экспорт, главным образом, в страны Азии.

ФАКТЫ

19,29

млн тонн конденсата добыто на территории ЯНАО в 2016 г.

В 2015 г.

Пуровский ЗПК выпустил 9,66 млн тонн СНГ, 2,23 млн тонн ШФЛУ и СУГ и 11 тыс. тонн регенерированного метанола

До 2020 г.

ООО «Газпром переработка» планирует реализовать несколько инвестпроектов в объеме 150 млрд руб., направленных на развитие перерабатывающего комплекса Западной Сибири

73,5%

добычи газа в регионе пришлось на дочерние предприятия «Газпрома», 17,2% – на «НОВАТЭК», прочее – на остальные компании

Не до жиру?

Одновременно с освоением новых участков, газовики ведут в ЯНАО добычу газа из более глубоких валанжинских и ачимовских пластов старых месторождений. «Голубое топливо» из этих слоев содержит в значительных долях примеси этана, пропана, бутана и других тяжелых гомологов метана, а иногда гелия и др. Это так называемый «жирный» газ, требующий очистки от примесей перед подачей в трубопроводы. Вместе с тем отделяемые от него тяжелые фракции являются ценнейшим сырьем для газохимической отрасли, используемым для выработки этилена, пропилена и другой продукции.

Газпром еще с советских времен добывал «голубое топливо» из валанжинских залежей Уренгойского и Ямбургского месторождений, а позднее запустил аналогичные проекты на Заполярном и ряде других. Также валанжинский газ в ЯНАО добывают НОВАТЭК и РОСПАН Интернешнл (ранее «дочка» ТНК ВР, а теперь Роснефти).

Ачимовские залежи севера Западной Сибири лучше всего изучены в пределах Уренгойского ГКМ, добычу на котором, помимо структур Газпрома, ведут РОСПАН Интернешнл и Арктикгаз (СП Газпром нефти и НОВАТЭКа). Ачимовских отложения месторождения превышают 1 трлн куб. м газа (С1) и 400 млн тонн конденсата.

Точных данных об объемах добываемого в России «жирного» газа нет. По опубликованной ранее оценке ОАО «СибНАЦ» (Тюмень), в Надым-Пур-Тазовском регионе ЯНАО объем добычи такого газа в 2011 г. составил 98 млрд м³. К 2020 г. добыча вырастет до 221 млрд м³, прогнозировали тюменские ученые.

Эксперты указывают, что в России потенциал «жирного» газа как ценного ресурса для газохимии не используется в полной мере. Большая часть этого сырья после отделения конденсата смешивается с метаном и идет в трубу для поставок потребителям. Между тем выделение и переработка этана и других тяжелых

компонентов природного газа могут послужить основой для развития в России производства полимеров и другой нефтегазохимической продукции с высокой добавленной стоимостью, которую в значительных долях пока приходится импортировать.

Где перерабатывается газ

О намерении создавать на севере Тюменской области ресурсную базу для газохимии не раз заявлял Газпром. Базовая перерабатывающая инфраструктура компании в регионе создавалась еще с 1980-гг. и нуждается в расширении. По данным с сайта ООО «Газпром переработка», до 2020 г. компания планирует реализовать несколько инвестпроектов в объеме 150 млрд руб., направленных, в первую очередь, на развитие перерабатывающего комплекса Западной Сибири.

В Новом Уренгое работает завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) Газпрома, принимающий нестабильный газовый конденсат (НГК) различных месторождений. В прошлом году на предприятие поступило около 11 млн тонн углеводородного сырья (4 млн тонн – ачимовского конденсата), из которого было выработано 9,4 млн тонн деэтанализованного конденсата.

Деэтанализованный конденсат с ЗПКТ по конденсатопроводу «Уренгой – Сургут» поступает в ХМАО на Завод по стабилизации конденсата им. В. С. Черномырдина (Сургутский ЗСК, объем переработки в 2016 г. – 9,6 млн тонн). Предприятие перерабатывает сырье в дизтопливо, бензин, авиакеросин, автомобильный пропан и др. Кроме того, Сургутский ЗСК производит широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), которая поставляется потребителям, в том числе на Тобольский нефтехимический комбинат СИБУРА.

Очевидно, что этого для всех предприятий недостаточно переработки газовых богатств Газпрома в ЯНАО. Проблему отчасти должен разрешить запуск Новоуренгойского газохимического комплекса (НГХК), который будет перерабатывать газ Уренгойского месторождения. Основной продукцией предприятия должен стать полиэтилен низкой плотности различных марок, который планируется выпускать до 400 тыс. тонн в год. Также планируется, что комплекс будет выпускать ШФЛУ и метановую фракцию.

Но реализация проекта, начатая еще в 1990-е гг., идет очень медленно. Сейчас планируется, что комплекс начнет работать в 2018 г.

Пришедший в ЯНАО в 1990-е гг. НОВАТЭК также начал создавать свою инфраструктуру для переработки «жирного» газа и конденсата. НГК перерабатывается на Пуровском ЗПК (12 млн тонн в год). Здесь вырабатывается стабильный газовый конденсат (СГК) и ШФЛУ. Большая часть СГК по железной дороге



ФАКТЫ

500 млрд

рублей – стоимость проекта «Ямал-Поволожье»

24 млн м³

газа в сутки пропускная способность первой в регионе установки комплексной подготовки газа – УКПГ-2

80 %

от утвержденных запасов газа Медвежьего месторождения уже добыто

транспортируется в Усть-Лугу, где с 2013 г. работает принадлежащий НОВАТЭКу комплекс по фракционированию и перевалке СГК мощностью переработки в 7 млн тонн в год. Комплекс производит легкую и тяжелую нефть, керосин, дизельную фракцию и судовую мазут. Часть СГК из Усть-Луги поставляется на экспорт (в 2015 г. – 1,2 млн тонн). ШФЛУ, вырабатываемый на Пуровском ЗПК, по трубе поставляется на Тобольский нефтехимический комбинат. В 2015 г. Пуровский ЗПК выпустил 9,66 млн тонн СГК, 2,23 млн тонн ШФЛУ и СУГ, а также 11 тыс. тонн регенерированного метанола.

Западная Сибирь рассматривается как перспективный регион для развития газопереработки и Роснефтью. «Дочка» компании РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ разрабатывает меловые и юрские отложения Уренгойского, Ево-Яхинского, Восточно-Уренгойского и Северо-Есетинского месторождений. В прошлом году была запущена установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГК) на Ново-Уренгойском участке, благодаря которой производительность объекта увеличилась до 11 млн куб. м в сутки по объему подготовки газа и 1700 тонн по конденсату. Ведется строительство УКПГК на Восточно-Уренгойском участке.

Газохимия в долгом ящике

Однако, как отмечают эксперты, существующие схемы переработки нацелены, в первую очередь,

на «осушение» газа для его сдачи в ЕСГ, а выделение ценных компонентов из «жирного» газа является задачей второстепенной. Для максимально эффективного использования такого сырья необходимо создавать новые мощности по глубокой переработке. Это требует огромных инвестиций и активной поддержки со стороны государства.

Необходимость развивать в России собственную высокотехнологичную газопереработку в правительстве, конечно, понимают. В 2012 г. был утвержден «План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года». В конце прошлого – начале этого десятилетия был предложен ряд проектов по переработке газа с месторождений ЯНАО. Но кризис и снижение цен на нефть и газ застопорили их реализацию: и компаниям, и государству стало не до перспективных проектов. Кроме того, как сетуют некоторые участники рынка, государство не идет на создание более благоприятного налогового режима.

Один из отложенных проектов – это «ТрансВалГаз», который в 2010 г. договорились реализовать Газпром, СИБУР и американская Dow Chemical Company. Планировалось, что под весь добываемый на севере Тюменской области этаносодержащий газ будет выделена нитка существующего газопровода «Уренгой – Надым – Ухта – Грязовец». Сырье будет поставляться на новый газоперерабатывающий комплекс в Череповце. Выделенный метан (примерно 26 млрд м³ в год) намечалось поставлять в Европу, а этан-пропан-бутановую фракцию и конденсат – транспортировать по продуктопроводу в Усть-Лугу. Там планировалось построить oleфиновый комплекс, способный выпускать до 2,2 млн тонн этилена в год. По расчетам на 2011 г., реализация проекта требовала около 4,8 млрд долларов США.

Проект содержится в обновленном в 2016 г. плане развития нефтегазохимии до 2030 г. Тем не менее некоторые эксперты сомневаются, что «ТрансВалГаз» будет реализован – по крайней мере, это дело не ближайших лет.

Несколько вариантов использования «жирного» газа севера Тюменской области предложили российские регионы. Наиболее активен в этом отношении Татарстан, нефтегазохимические предприятия которого нуждаются в сырье для переработки. В частности, главы Татарстана, Башкортостана и ЯНАО в 2012 г. подписали соглашение по проекту «Ямал-Поволжье», которым предусмотрено строительство продуктопровода протяженностью почти 3 тыс. км от ЯНАО до нефтегазохимических предприятий Волжского нефтегазохимического кластера (его создание предусмотрено Планом-2030). Но проект не был поддержан Минэнерго: чиновники заявили, что газодобывающие компании не подтвердили наличие ресурсов для «Ямала-Поволжье». В обновленный План-2030 проект внесен не был. Тем не менее регионы от идеи не отказываются. В начале прошлого года министр энергетики РФ Александр Новак говорил, что стоимость проекта

ФАКТЫ

2011 г.

начата добыча газа из апт-альбских отложений на Мыдинской площади месторождения

2,7 млрд м³

газа в год и до 60 тыс. тонн – по газовому конденсату производительность УКПГ-Н, построенной для освоения запасов Медвежьего месторождения

926 млрд м³

доказанные и вероятные запасы газа ямальского Южно-Тамбейского месторождения

1 трлн м³

газа (С1) и 400 млн тонн конденсата составляют ачимовские отложения Уренгойского ГКМ

16,5 млн

газа (С1) и 400 млн тонн конденсата составляют ачимовские отложения Уренгойского ГКМ

«Ямал-Поволожье» составляет 500 млрд руб.

Похоже, Татарстану, так или иначе, удастся привлечь газодобывателей на свою сторону. Заместитель председателя правления Газпрома Валерий Голубев в ноябре прошлого года на конференции «Газохимия-2016» говорил, что Газпром собирается детально изучить вопрос о перспективности и экономической целесообразности строительства в Татарстане крупного ГПЗ. Предприятие может быть построено в районе компрессорной станции (КС) «Арская». По словам топ-менеджера, на заводе сможет перерабатываться газ валанжинских и ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского района.

А в декабре правительство Татарстана заключило соглашение о сотрудничестве в рамках реализации новых проектов по глубокой переработке газового сырья и развитию нефтегазохимии в республике с Газпромом, Газпром нефтью, НОВАТЭКом, СИБУРОм. Еще одной стороной, подписавшей документ, стал татарстанский холдинг ТАИФ, контролирующий нефтехимию и нефтегазопереработку региона.

По словам генерального директора ОАО «ТАИФ» Альберта Шигабутдинова (его слова в феврале цитировало казанское издание «Реальное время»), по территории Татарстана проходят газопроводы, по которым ежегодно транспортируется около 300 млрд м³ природного газа, в основном – уренгойского и ямальского. Содержание в нем этана, пропана и других соединений с каждым годом растет. Выделив отдельную трубу, Татарстан сможет получать для переработки более 5 млн тонн сырья.

Часть от этого объема планируется перерабатываться на ГПЗ мощностью 30 млн м³ в год, который должен быть построен на базе Казаньоргсинтез (входит в ТАИФ). Завод сможет обеспечить сырьем новое производство этилена мощностью 1 млн тонн в год. Затем этилен будет перерабатываться в полиэтилен высокого и низкого давления на действующих и новых производствах. Строительство ГПЗ оценивается в 1,2 млрд долларов. ●

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ВУКТЫЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КОМПЛЕКСНУЮ ПРОБЛЕМУ, ДЛЯ УСПЕШНОГО РЕШЕНИЯ КОТОРОЙ ТРЕБУЕТСЯ ПРИВЛЕЧЕНИЕ НАКОПЛЕННОГО ОПЫТА И ЗНАНИЙ В РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЯХ. ОДНИМ ИЗ СЛОЖНЫХ МЕХАНИЗМОВ ФИЛЬТРАЦИИ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ОДНОГО ИЗ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. НА ОСНОВЕ ИНТЕРПРЕТИРОВАННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОКАЗАНО, ЧТО ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА МАССОПЕРЕТОКА ТРЕБУЕТ БОЛЕЕ ДЕТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS IS A COMPLEX PROBLEM THE SUCCESSFUL SOLUTION OF WHICH REQUIRES THE INVOLVEMENT OF EXPERIENCE AND KNOWLEDGE IN VARIOUS FIELDS. THE CARBONATE RESERVOIRS ARE CHARACTERIZED BY ONE OF COMPLEX FILTERING MECHANISMS. THE ARTICLE DESCRIBES THE EXPERIENCE OF THE DEVELOPMENT OF ONE OF THE MAJOR OIL AND GAS FIELDS. ON THE BASIS OF THE INTERPRETED RESULTS OF THE GAS-DYNAMICS RESEARCH OF WELLS OF THESE FIELDS IT IS SHOWN THAT THE EXAMINATION OF THE MECHANISM OF THE MASS BACKFLOW REQUIRES MORE DETAILED STUDIES

Ключевые слова: месторождение, Вуктыл, газоконденсатная залежь, трещиноватость, модель.

Дуркин Сергей Михайлович,
доцент кафедры РЭНГМиПГ
ФГБОУ ВО УГТУ

Морозюк Олег Александрович,
доцент кафедры РЭНГМиПГ
ФГБОУ ВО УГТУ

Тер-Саркисов Рудольф Михайлович,
заведующий кафедрой
РЭНГМиПГ
ФГБОУ ВО УГТУ

Территориально Вуктыльское НГКМ расположено в Вуктыльском районе Республики Коми. В Северной части месторождения находится районный центр г. Вуктыл (рис. 1).

В пределах Вуктыльского НГКМ числится десять залежей углеводородов, пять из них в автохтонной и пять в аллохтонной частях разреза.

Наиболее крупным объектом разработки является нижепермско-каменноугольная газоконденсатная залежь (P1-C), которая находится в аллохтонной части разреза. Вуктыльское месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в октябре 1968 года.

Так как разработка месторождения велась на режиме истощения, это привело к значительным потерям высококипящих углеводородов в виде ретроградно выпавшего в пласте конденсата более 100 млн т. Сложность разработки месторождения обусловлена также трещиноватым типом коллектора. Благодаря теоретическим и экспериментальным исследованиям, выполненным во ВНИИГАЗе, была обоснована технология извлечения выпавшего в пласте

конденсата за счет закачки «сухого» неравновесного газа [1].

Вуктыльское НГКМ приурочено к верхнему надвинутому блоку одноименной структуры, представляющей собой фронтальную складку (рис. 2).

В процессе разведки, освоения и ввода месторождения в разработку были выявлены такие особенности как:

- сложная конфигурация структуры;
- высокий этаж газоносности, более 1400 м;
- высокая разница температур по разрезу, более 25°C;
- высокая разница давлений по разрезу, более 4 Мпа;
- высокое содержание конденсата (360 г/м³ на отметке средневзвешенной плоскости);
- приуроченности залежи к карбонатному массиву с различными типами коллекторов;
- сильно развитая трещиноватость.

Резкая фильтрационная неоднородность продуктивного массива, видимо, связана с широко развитыми зонами трещиноватости, особенно вдоль длинной оси складки. Массивно-

РИС. 1. Обзорная карта



УДК 622.279.23/4

пластовая газоконденсатная залежь приурочена к толще, сложенной преимущественно карбонатными породами. Коллекторы продуктивной толщи относятся к сложным. В общем массиве и по отдельным литолого-стратиграфическим пачкам по типу пустотного пространства выделяются коллекторы с гранулярной (поровые), смешанной (каверно-поровые) и порово-трещинной емкостью. По всей толще карбонатов нижней перми-карбона наблюдается широко развитая

Вуктыльское газоконденсатное месторождение, Российская Федерация, Республика Коми (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция). Было открыто в 1964 году. Залежи находятся на глубине 2,2–3,5 км. Начальные запасы газа Вуктыльского газоконденсатного месторождения составляют 388,1 млрд м³. Содержание метана до 85%, конденсата 352 г/м³. Центр добычи – г. Вуктыл

макро- и микротрещиноватость, определяющая фильтрационную анизотропию. В случае перевода месторождения в режим «хранилища-регулятора»

изучение фильтрационных характеристик продуктивных отложений весьма актуально для понимания и изучения процессов фильтрации. Анизотропные

РИС. 2. Структурная карта (I – УППГ, II – УКПГ-1, III – УКПГ-2, IV – УКПГ-3, V – УКПГ-4, VI – УКПГ-5, VII – УКПГ-8)

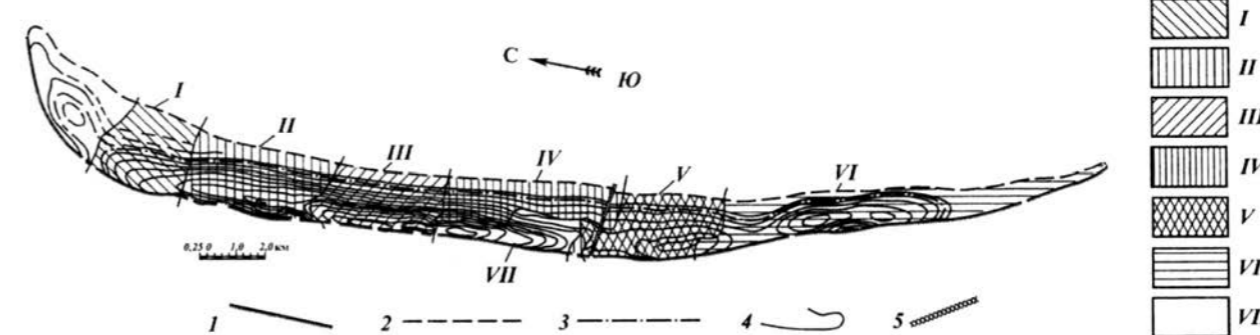


РИС. 3. Изменение доли трещинно-кавернозной емкости

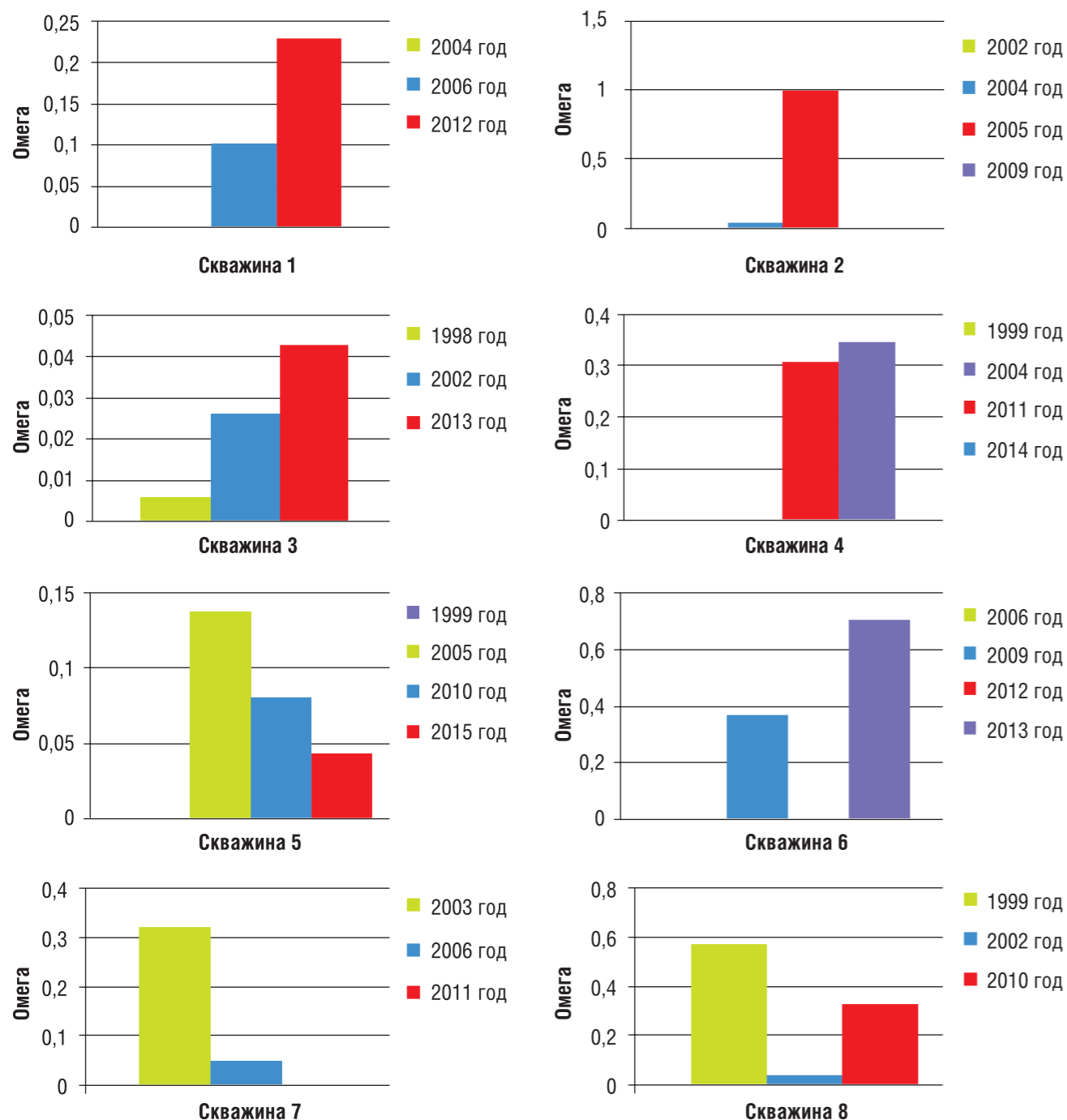
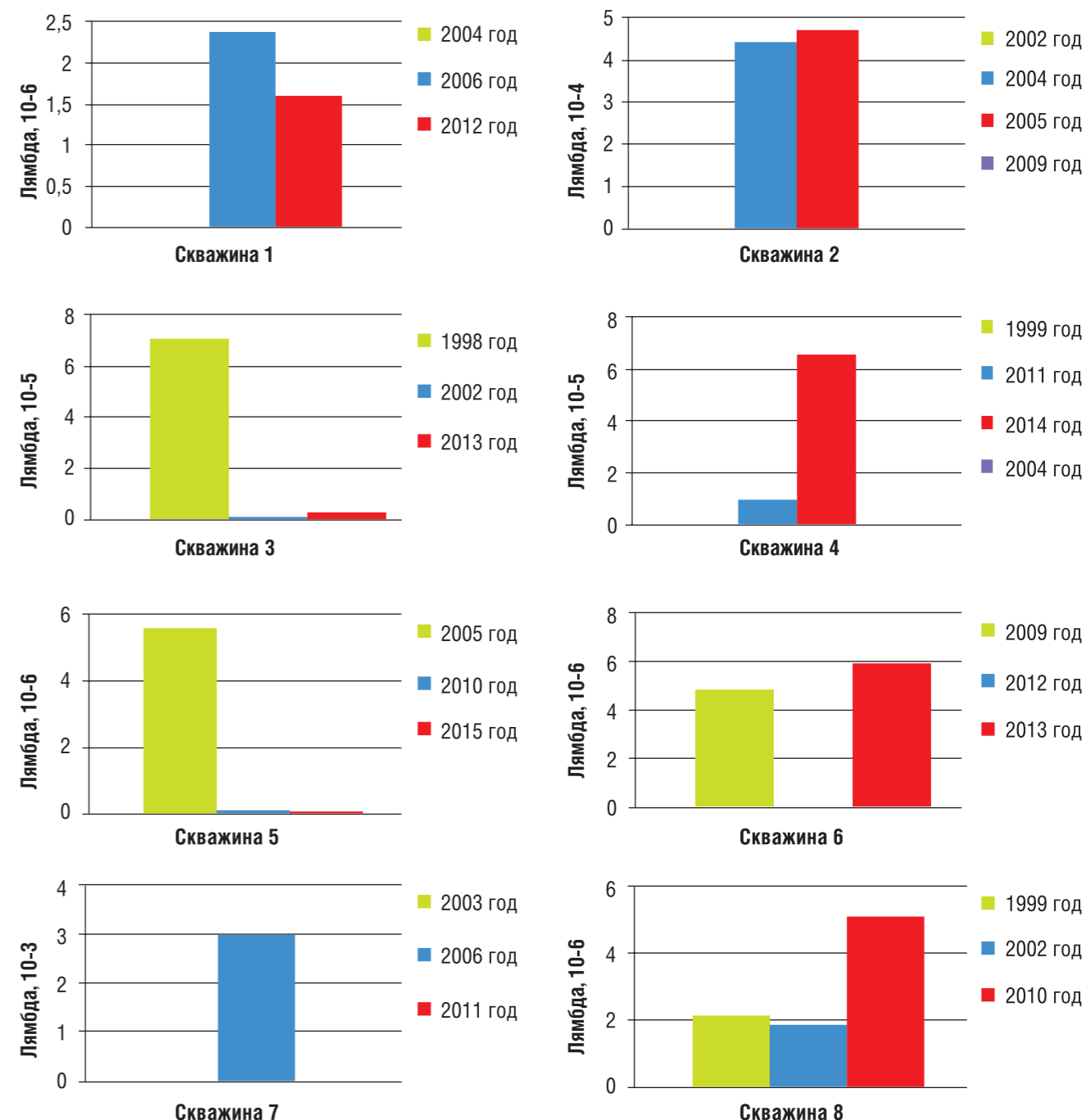


РИС. 4. Изменение коэффициента межпоровых перетоков



свойства начали больше ощущаться при закачке сухого газа и при этом фиксировались дальние прорывы закачиваемого газа. Пути наилучшей фильтрации определяются главным образом трещиноватостью разреза [2]. Выявление трещиноватости продуктивного разреза в основном осуществлялось на основе геолого-промысловых методов. Так, по результатам гидрогазодинамических исследований на основе производных Бурде, наблюдается

развитие линейных и билинейных потоков. По данным акустического каротажа, также выделяются кавернозно-трещиноватые участки, которые связаны с зонами тектонической раздробленности. В настоящей работе для исследования механизма массоперетока в пористой среде было отобрано несколько скважин с проведенными гидродинамическими исследованиями на нестационарных режимах фильтрации. Исследования по скважинам проводились в различные промежутки

времени. Результаты испытаний обрабатывались с использованием программного комплекса (ПК) Saphir KAPPA Workstation v5.10.03. Кроме параметров, определяющих матричную среду, модель двойной пористости также описывается еще двумя переменными: ω – доля трещинно-кавернозной емкости характеризующая долю трещин в общей системе пласта, λ – фильтрационное сопротивление межпоровых перетоков, которое характеризует способность матричных блоков перетекать в

систему трещин и определяется отношением проницаемостей «матрица-трещина» km/kf . (рис. 3–4). Согласно представленным результатам расчета установлено, что коэффициент перетока варьируется в широком диапазоне, а также свидетельствует о невысокой активности матрицы. Доля трещинно-кавернозной емкости с течением времени в большинстве случаев возрастает, что говорит о подключении более удаленных высокопроницаемых зон продуктивного пласта Вуктыльского

месторождения. Во многом трещинная составляющая является дополнительной степенью свободы модели и требует более корректного определения. Корректность определения данных параметров трещиноватости и сопутствующих механизмов (размеры блоков, коэффициенты пористости и проницаемости, коэффициент массоперетока, относительные фазовые проницаемости, фазовые превращения) напрямую сказываются на прогнозных показателях. ●

Литература

1. Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А., Гурленов Е.М., Левитский К.О., Широков А.Н., Контроль за разработкой газоконденсатного месторождения при нагнетании сухого газа в пласт. Геофизические и газогидродинамические методы. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2001. – 194 с.: ил.
2. Тер-Саркисов Р.М., Максимов В.М., Басниев К.С., Дмитриевский А.Н., Сургучев Л.М. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 452 с.

KEY WORDS: field, Vuktyl, gas condensate reservoir, fracture, model.

ГАЗЛИФТНЫЕ СКВАЖИНЫ

Модели проектирования и оптимизация работы

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕН АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ОПТИМИЗАЦИИ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН. ПРИВОДИТСЯ ПРИМЕР ОБРАБОТКИ РЕГУЛИРОВОЧНОЙ КРИВОЙ ПРИ НАЛИЧИИ НЕСКОЛЬКИХ РЕЖИМНЫХ ТОЧЕК. В ДОПОЛНЕНИЕ К ОБЩЕПРИНЯТЫМ МОДЕЛЯМ ОПТИМИЗАЦИИ РАССМОТРЕНА МОДЕЛЬ ЛИФТИРОВАНИЯ ПО ВЕЛИЧИНЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ. В РЕЗУЛЬТАТЕ АНАЛИЗА ВО ВСЕХ МОДЕЛЯХ ВЫДЕЛЕНА ОПТИМАЛЬНАЯ ОБЛАСТЬ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКА, ЧТО СПОСОБСТВУЕТ НА ПРАКТИКЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

THE PAPER PRESENTS AN ANALYSIS OF THE DIFFERENT MODELS IN THE DESIGN AND OPTIMIZATION OF GAS LIFT WELLS. AN EXAMPLE OF THE CONTROL CURVE-FITTING WHEN THERE ARE MULTIPLE POINTS OF PERFORMANCE IS GIVEN. THE MODEL OF LIFTING IN TERMS OF THE EFFICIENCY FACTOR IS CONSIDERED IN ADDITION TO THE GENERALLY ACCEPTED OPTIMIZATION MODELS. AS FOLLOWS FROM THE ANALYSIS OF ALL MODELS, AN OPTIMAL WORK AREA OF A LIFT GAS EDUCATOR HAS BEEN DISTINGUISHED, THAT IN PRACTICE CONTRIBUTES TO ENERGY SAVING OF HYDROCARBON CRUDE PRODUCTION COSTS

Ключевые слова: газлифтная скважина, оптимизация, энергосбережение, добыча углеводородов, газлифтный подъемник.

Васильев Владимир Андреевич,
к.т.н.,
доцент кафедры
РЭНГМ

Шестерень Алена Олеговна,
ассистент кафедры
РЭНГМ

Кутовой Анатолий Степанович,
к.т.н.,
доцент кафедры
РЭНГМ

Овчаров Сергей Николаевич,
д.т.н.,
профессор кафедры
ТПНПЭ
Северо-Кавказский
федеральный университет

При проектировании и оптимизации работы газлифтных скважин используют различные модели:

- гидравлическая характеристика газлифтного подъемника;
- кривая распределения давления по длине газлифтного подъемника;
- регулировочная кривая режима работы газлифтной скважины;
- коэффициент полезного действия газлифтного подъемника.

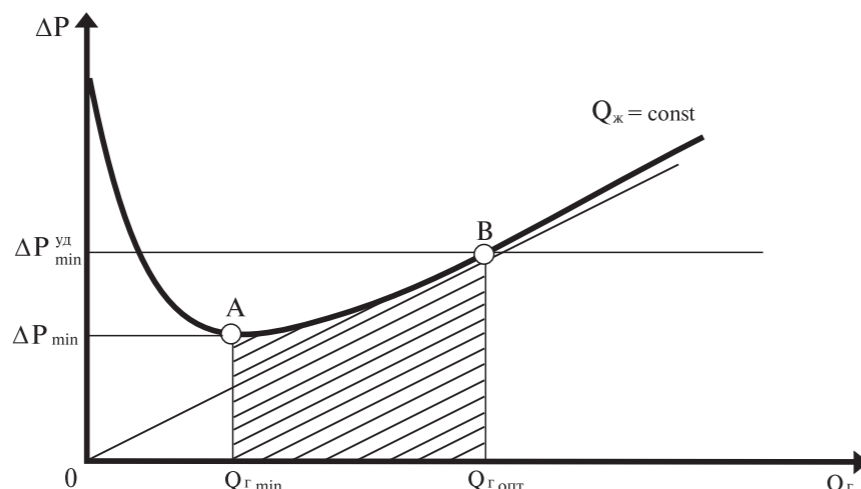
1. Гидравлическая характеристика газлифтного подъемника

Гидравлическая характеристика строится в координатах перепад

давления ΔP от расхода газа Q_r при постоянном расходе жидкости $Q_{ж} = \text{const}$ (рисунок 1).

На гидравлической характеристике газлифтного подъемника выделяются 2 точки: т. А – режим минимального перепада давления; т. В – режим минимального удельного перепада давления. Удельный перепад давления – это отношение перепада давления в газлифтном подъемнике к расходу газа. Значения параметров работы газлифтного подъемника в т. А и т. В могут быть определены исследованием на минимум уравнения движения

РИС. 1. Гидравлическая характеристика газлифтного подъемника



УДК 622.24

газожидкостной смеси в колонне НКТ требуемого диаметра.

Подобный вид графических зависимостей объясняется различным характером изменения составляющих общего перепада давления. Так, градиент силы тяжести с увеличением расхода газа уменьшается, а градиент сил трения – увеличивается [1].

Оптимальная область работы газлифтного подъемника по затратам энергии располагается между расходами газа в точке А и в точке В [2].

За пределами этой области работа газлифтной скважины не рациональна, либо по величине общего перепада давления, либо по величине удельного перепада давления.

2. Кривая распределения давления по длине газлифтного подъемника

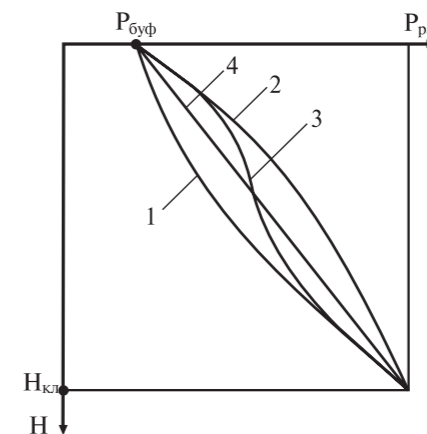
Кривые распределения давления по длине газлифтного подъемника применительно к газлифтным скважинам строятся при постоянном расходе жидкости $Q_{ж}$ при заданных значениях давления $P_{раб}$ в точке ввода газа через рабочий клапан $H_{кл}$ и давления на устье скважины $P_{уст}$ (Рисунок 2) в колонне НКТ требуемого диаметра.

Обычно кривые распределения давления используют для расстановки пусковых клапанов по длине газлифтного подъемника [3]. При этом не рассматривается оптимальная область работы газлифтного подъемника.

Форма кривой распределения давления зависит от диапазона изменения расхода газа.

Кривая распределения давления 1 соответствует изменению расхода газа на гидравлической характеристике (рисунок 1) слева от точки А. В точке ввода рабочего газа в газлифтный подъемник давление газа наибольшее, его скорость наименьшая, а перепад

РИС. 2. Кривые распределения давления в газлифтном подъемнике



давления наибольший, поэтому градиент давления на забое максимальный. На устье скважины давление газа наименьшее, скорость – наибольшая, перепад давления – минимальный, поэтому градиент давления на устье скважины также минимальный.

Кривая распределения давления 2 соответствует изменению расхода газа на гидравлической характеристике (рисунок 1) справа от точки А. В точке ввода рабочего газа в газлифтный подъемник давление газа наибольшее, его скорость наименьшая, а перепад давления – минимальный, поэтому градиент давления на забое минимальный. На устье скважины давление газа наименьшее,

скорость – наибольшая, перепад давления – максимальный, поэтому градиент давления на устье скважины также максимальный.

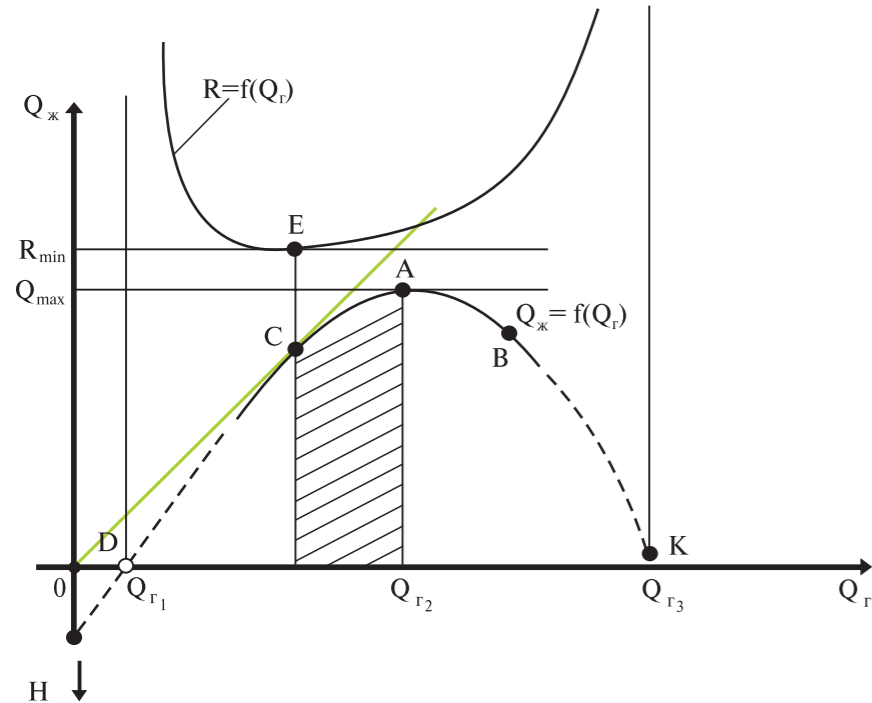
Кривая распределения давления 3 соответствует изменению расхода газа на гидравлической характеристике (рисунок 1), как слева, так и справа от точки А. В точке ввода рабочего газа в газлифтный подъемник давление газа наибольшее, его скорость наименьшая, а перепад давления больше минимального перепада давления (в точке А), поэтому градиент давления на забое будет соответствовать градиенту давления по линии 1. На устье скважины давление газа наименьшее, скорость – наибольшая, перепад давления больше минимального перепада давления (в точке А), поэтому градиент давления будет соответствовать градиенту давления по линии 2.

Кривая распределения давления 4, соответствует гомогенному потоку газожидкостной смеси в газлифтном подъемнике.

Как следует из вышеприведенного, оптимальная кривая распределения давления соответствует линии 3, наиболее близко расположенной к линии гомогенного потока.



РИС. 3. Регулировочная кривая газлифтного подъемника по АзНИИ ДН



Снятие кривой распределения давления по длине газлифтного подъемника глубинным манометром позволяет оценить фактический режим работы газлифтной скважины.

3. Регулировочные кривые режима работы газлифтной скважины

Регулировочные кривые обычно строятся по результатам исследования газлифтных скважин в координатах «расход жидкости Qж – расход газа Qг» при постоянном перепаде давления в газлифтном подъемнике ΔP (рисунок 3). Этот метод был предложен впервые институтом АзНИИ ДН. Эти регулировочные кривые могут быть также построены с использованием уравнения движения газожидкостной смеси в газлифтном подъемнике.

На регулировочной кривой выделяется три точки: точка D – начало подачи жидкости; точка A – максимальная подача жидкости; точка K – конец подачи жидкости. Область между точками D и K является рабочей областью газлифтного подъемника.

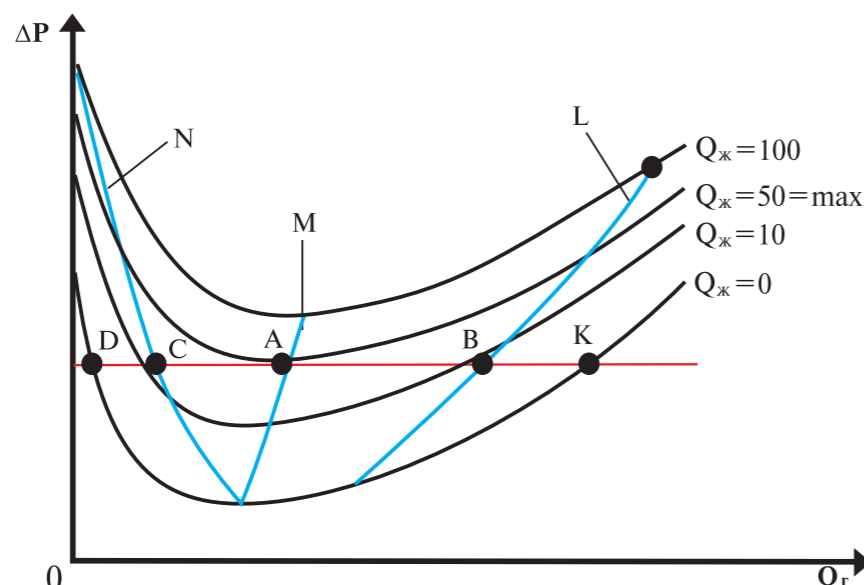
На этом же рисунке приведена кривая изменения удельного расхода газа R = Qг/Qж. Пределы изменения этой кривой по расходу газа, от точки D, которая является асимптотой, где R → ∞, до точки K, которая также является

асимптотой и R → ∞. Кривая удельного расхода газа также имеет минимум в точке E.

Оптимальной областью является область между точками C и A, как по удельному расходу газа, так и по подаче жидкости.

Регулировочная кривая в координатах Qж = f(Qг) увязывается с гидравлической характеристикой газлифтного подъемника (рисунок 4) при различных расходах жидкости. Нулевой расход жидкости соответствует барботажу газа в колонне НКТ [1, 2].

РИС. 4. Кривые распределения давления в газлифтном подъемнике



Если на гидравлической характеристике (рисунок 4) проведем линию постоянного перепада давления, то получим три характерные точки D, A, K, как и на регулировочной кривой. Точки D и K пересекают линии нулевой подачи жидкости, точка A касается кривой максимального расхода жидкости в режиме минимального перепада давления. Линия N соответствует минимальному удельному расходу газа R_{min}, линия M – минимальному перепаду давления ΔP_{min} и линия L – минимальному удельному перепаду давления ΔP_{уд min}.

Область между линией N и M соответствует оптимальной работе скважины в интервале от минимального удельного расхода газа до минимального перепада давления.

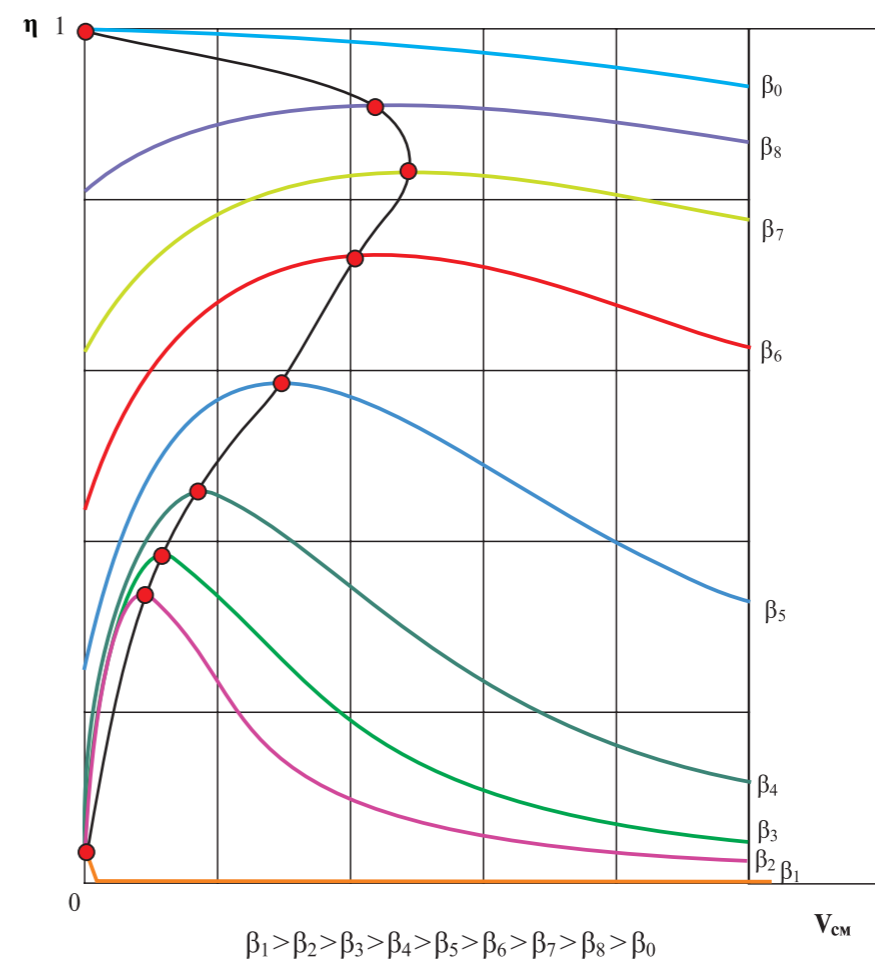
Область между линией M и L соответствует оптимальной работе скважины от минимального перепада давления до минимального удельного расхода энергии.

4. Коэффициент полезного действия газлифтного подъемника

Общепринято эффективность любого процесса лифтирования оценивать по величине коэффициента полезного действия [3].

Как известно, коэффициент полезного действия (КПД) любого процесса является отношением полезной работы к затраченной.

РИС. 2. Кривые распределения давления в газлифтном подъемнике



В общем случае расчет коэффициента полезного действия для газожидкостного потока выполняется по формуле (1):

$$\eta_{см} = \frac{H g \rho_{см}}{H g \rho_{ист} + \lambda_{см} \frac{\rho_{см} V_{см}^2}{2gD} H} = \frac{1}{\frac{\rho_{ист}}{\rho_{см}} + \lambda_{см} \frac{V_{см}^2}{2gD}}, \quad (1)$$

где η_{см} – коэффициент полезного действия газожидкостной смеси;

ρ_{см} – плотность газожидкостной смеси;

ρ_{ист} – истинная плотность газожидкостной смеси;

V_{см} – скорость газожидкостной смеси;

λ_{см} – коэффициент гидравлического сопротивления смеси;

D – внутренний диаметр скважины; H – глубина спуска колонны под динамический уровень;

g – ускорение свободного падения.

Для гомогенного потока (жидкость, газ, газожидкостная смесь) коэффициент полезного действия рассчитывается по формулам:

для жидкости (Q_г = 0) расчет выполняется по формуле (2):

$$\eta_{ж} = \frac{H g \rho_{ж}}{H g \rho_{ж} + \lambda_{ж} \frac{\rho_{ж} V_{ж}^2}{2gD} H}, \quad (2)$$

или

$$\eta_{ж} = \frac{1}{1 + \lambda_{ж} \frac{\rho_{ж} V_{ж}^2}{2gD}}, \quad (3)$$

где η_ж – коэффициент полезного действия при движении однофазной жидкости;

λ_ж – коэффициент гидравлического сопротивления при движении жидкости;

V_ж – скорость жидкости;

ρ_ж – плотность жидкости.

Для газа (Q_ж = 0) расчет выполняется по формуле (4):

$$\eta_{г} = \frac{H g \rho_{г}}{H g \rho_{г} + \lambda_{г} \frac{\rho_{г} V_{г}^2}{2gD} H} = \frac{1}{1 + \lambda_{г} \frac{V_{г}^2}{2gD}}, \quad (4)$$

$$= \frac{1}{1 + \lambda_{г} \frac{V_{г}^2}{2gD}}, \quad (4)$$

где η_г – коэффициент полезного действия при движении газа;

λ_г – коэффициент гидравлического сопротивления при движении газа;

ρ_г – плотность газа;

V_г – скорость газа.

То есть для гомогенного потока расчет выполняется по формуле (5).

$$\eta_{см гом} = \frac{H g \rho_{см}}{H g \rho_{см} + \lambda_{см} \frac{\rho_{см} V_{см}^2}{2gD} H} = \frac{1}{1 + \lambda_{см} \frac{V_{см}^2}{2gD}}, \quad (5)$$

где η_{см гом} – коэффициент полезного действия гомогенного потока.

На рисунке 5 приведена зависимость коэффициента полезного действия газлифтного подъемника от скорости газожидкостной смеси при постоянном газосодержании β = V_г/V_{см}, приведенном к среднему давлению в газлифтном подъемнике принятого диаметра.

Линии КПД имеют максимум, соответствующий минимуму перепада давления на гидравлической характеристике (рисунок 1).

Таким образом, при проектировании газлифтного подъемника необходимо использовать все модели, изложенные в статье. При этом следует принимать то или иное условие оптимизации. ●

Литература

1. Васильев В.А. Экспериментальные исследования плотности и гидравлических сопротивлений газожидкостного потока применительно к условиям нефтепромысловой практики. Дисс. канд. техн. наук. Спец. 05.15.06. Грозный, 1972.
2. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 469 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М.: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.

KEY WORDS: gas lift well, optimization, energy conservation, hydrocarbon production, gas lift.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ В ПРОЦЕССЕ АДСОРБЦИИ

ОДНИМ ИЗ РЕШАЮЩИХ ФАКТОРОВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ РАВНОМЕРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКА ГАЗА ПО СЕЧЕНИЮ АДСОРБЕРА. НАРЯДУ С УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА, УЛУЧШЕНИЮ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКА ГАЗА СПОСОБСТВУЕТ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НЕГО ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО ПРИМЕНЕНИЕ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ В ЗОНЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА УВЕЛИЧИВАЕТ СРОК СЛУЖБЫ АДСОРБЕНТА НА 5–10% ЗА СЧЕТ БОЛЕЕ ПОЛНОЙ ЕГО ВЫРАБОТКИ, ЧТО СООТВЕТСТВЕННО УЛУЧШИТ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ

ONE OF THE DECISIVE FACTORS OF THE EFFICIENCY OF THE ADSORPTION PROCESS IS UNIFORM DISTRIBUTION OF GAS FLOW OVER THE CROSS SECTION OF THE ADSORBENT. ALONG WITH THE IMPROVEMENT OF THE DESIGN OF THE SWITCHGEAR, TO IMPROVE THE FLOW DISTRIBUTION OF THE GAS CONTRIBUTES THE INFLUENCE OF THE CONSTANT MAGNETIC FIELD. EXPERIMENTAL STUDIES SHOW THAT THE APPLICATION OF A CONSTANT MAGNETIC FIELD IN THE ZONE OF THE DISTRIBUTION DEVICE INCREASES THE SERVICE LIFE OF THE ADSORBENT BY 5-10% DUE TO MORE COMPLETE GENERATION, WHICH WILL IMPROVE THE ECONOMIC PERFORMANCE OF THE INSTALLATION

Ключевые слова: адсорбция, распределительное устройство, срок службы адсорбента, постоянное магнитное поле.



Пивоварова Надежда Анатольевна,
д.т.н., профессор кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа», ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

В энергетической стратегии России на период до 2035 года обозначена задача для газовой отрасли: обеспечение глубокой переработки не менее 1/3 добываемого газа, учитывающее усложнение компонентного состава осваиваемых месторождений [1].

В последние десятилетия наблюдается тенденция к увеличению добычи и переработки природного газа из числа газоконденсатных месторождений со сложным компонентным составом, содержащим жидкие углеводороды, влагу, углекислый газ, сероводород, серосодержащие соединения и другие примеси. Наиболее эффективными процессами осушки и очистки газа сложного химического состава являются адсорбционные процессы. Глубина процесса осушки газа зависит от нескольких факторов: от качества адсорбента, от равномерности распределения газового потока по сечению адсорбера, термодинамических параметров адсорбции, от состава, влажности и наличия примесей в осушаемом газе, степени регенерации адсорбента. Неравномерное распределение потока газа приводит к неодинаковой выработке

адсорбента и избыточной нагрузке определенных зон в адсорбере, а также к уменьшению срока службы адсорбента [2, 3].

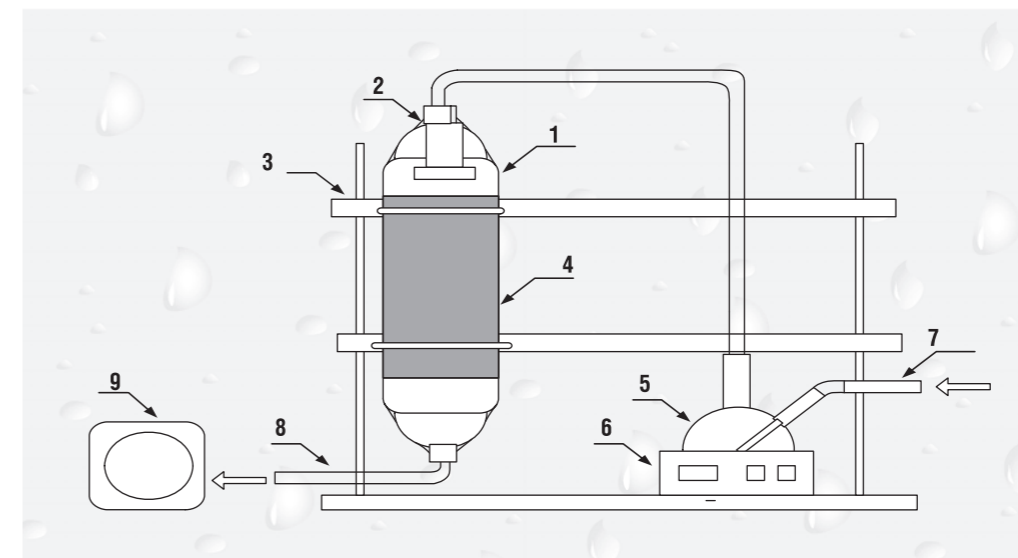
Равномерное распределение потока в целом зависит от конструкции распределительного устройства ввода газа и адсорбера [4]. Дополнительные возможности могут быть получены посредством воздействия магнитных полей на газовый поток, представляющий, как правило, сложную многокомпонентную дисперсную систему.

Цель настоящей работы – повышение эффективности распределительного устройства в процессе адсорбционной осушки газа с помощью постоянного магнитного поля.

Результатам изучения влияния магнитных полей на процессы переработки природного газа посвящена глава монографии [5]. В процессах сепарации газоконденсатной смеси в однородном состоянии с применением магнитной обработки газа (многократное пересечение постоянного магнитного поля с индукцией 0,06 Тл, давление 28 МПа, температура сепарации

УДК 544.723

РИС. 1. Установка для изучения процесса адсорбции



- 1 – адсорбер из прозрачного материала;
- 2 – распределительное устройство, установленное в съемном куполе;
- 3 – штатив;
- 4 – адсорбент;
- 5 – колба с водой;
- 6 – колбонагреватель;
- 7 – трубка для ввода газа;
- 8 – трубка для вывода газа;
- 9 – газовый счетчик

30°С) было установлено, что объем стабильного конденсата увеличился в среднем на 3%, а количество «сухих» компонентов в сепарируемом газе увеличивалось.

Авторами [6] была разработана установка для исследования влияния импульсного магнитного поля на свойства природного газа. Было зафиксировано изменение температуры сгорания газа и состава продуктов горения при воздействии на газ импульсным магнитным полем разной силы и продолжительности.

В работе [7] показана эффективность проведения осушки сжатого воздуха с помощью центробежно-магнитного влагоотделителя. Отмечены его преимущества по сравнению с известными адсорбирующими влагоотделителями. При сравнимой степени осушки сжатого воздуха не требуется периодическая регенерация адсорбента (или его замена); работает всего один движущийся элемент, а именно запорный элемент электромагнитного клапана. Кроме того, снижаются потери энергии на преодоление гидравлических сопротивлений.

Положительные результаты получены при магнитно-фильтрационной очистке жидкостей и газов [8].

Изучение эффективности адсорбционного процесса проводили на пилотной установке (рисунок 1), моделирующей процесс осушки газа в промышленности,

которая позволяет оценивать равномерность распределения газового потока. Распределительное устройство представляло собой два соосных металлических кольца разных диаметров и поперечную по отношению к потоку газа круглую перегородку, расположенных в адсорбере последовательно по ходу движения газа. Соотношение размеров колец и круглой перегородки обеспечивали деление потока на три равные части.

Схема установки предусматривала подачу воздуха через барботирующее устройство (7) в колбу, содержащую 0,5%-ный раствор красителя-йода (5), где газовая смесь насыщалась парами йода и воды, нагретой до заданной температуры с помощью колбонагревателя (6). Затем влажный газ с йодом поступал через распределительное устройство (2) в адсорбер (1), загруженный цеолитом (4). Количество газа учитывали с помощью газового счетчика (9) на выходе из адсорбера. Адсорбер был изготовлен из прозрачного материала для наблюдения за процессом адсорбции. Раствор йода получали введением спиртового 5%-ного раствора йода в воду.

Для оценки равномерности распределения потока была разработана методика, суть которой состояла в оценке интенсивности окраски гранул цеолита в результате взаимодействия крахмала и йода.

В адсорбер загружали цеолит, предварительно прокаленный

при температуре 350°С, который равномерно обрабатывали 5%-ным раствором крахмала с помощью пульверизатора и затем сушили при 105°С. Загрузку проводили постепенно, тщательно распределяя и уплотняя каждую засыпаемую порцию адсорбента. Окраска гранул зависела от количества газа, проходящего через слой цеолита и, соответственно, от количества красителя.

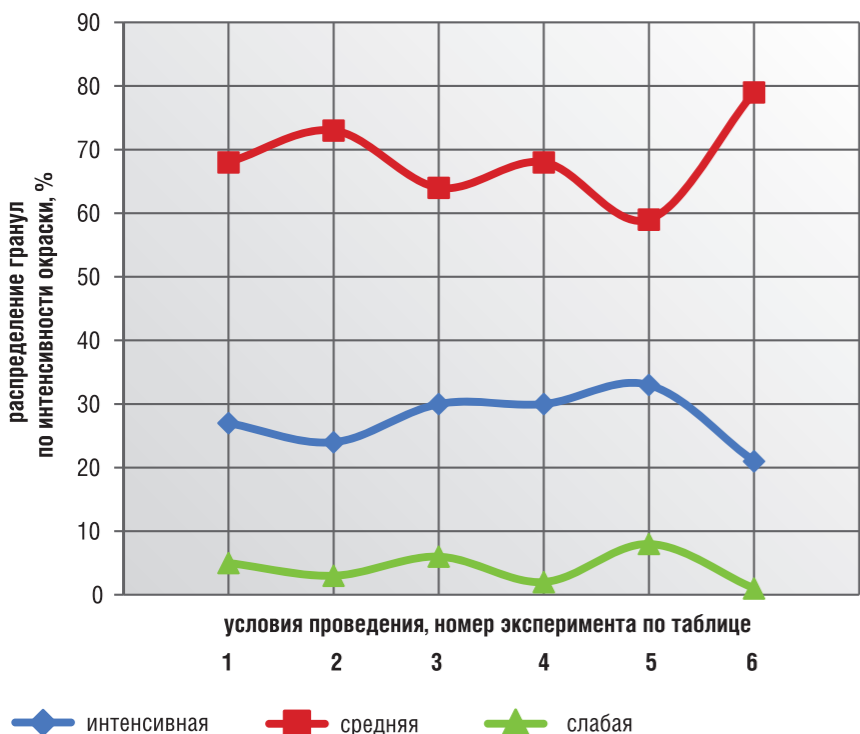
Критериями количественной оценки распределения газового потока служило процентное содержание гранул, окрашенных в интенсивный синий цвет, среднее окрашенных гранул и неокрашенных или слабо окрашенных гранул адсорбента после завершения прохождения фронта газа по всему сечению и высоте адсорбера. Неокрашенные гранулы свидетельствовали об отсутствии потока газа, а сильно окрашенные – о высокой интенсивности потока газа, проходящего в той области. Классификации на три категории и подсчету подвергали всю загрузку адсорбера цеолитом (около 1,2 дм³).

Сравнительные эксперименты по влиянию магнитного поля на распределение потока газа заключались в том, что на входной патрубке и распределительное устройство размещали постоянные магниты с индукцией 0,05 Тл под углом 30° по отношению друг к другу. Таким образом, по всему пространству распределительного устройства создавали градиентное магнитное поле.

ТАБЛИЦА 1. Условия экспериментов по распределению потока газа в адсорбере

Распределительное кольцевое устройство	№ п.п.	Условия экспериментов			
		V, м/с	Q, дм ³ /мин	H, г/м ³	T, °C
Без магнитов	1	0,17	50	35	70
	2	0,17	50	35	70
	3	0,17	50	45	80
С магнитами	4	0,17	50	45	80
	5	0,22	65	45	80
	6	0,22	65	45	80

РИС. 2. Распределение соотношения гранул цеолита по окраске для разных условий эксперимента (см. таблицу)



Условия экспериментов были выбраны по критериям подобия режимным показателям промышленной установки осушки газа (таблица 1). Расход газа (Q) составлял 50–65 дм³/мин, линейная скорость потока по сечению адсорбера (V) – от 0,17 до 0,22 м/с, влагосодержание газа (H) – от 35 до 45 г/м³, а температура – от 70 до 80°С.

Распределение гранул по интенсивности окраски в зависимости от условий и конструкции устройства и наличия магнитного поля показано на рисунке 2.

При увеличении влажности газа, температуры, скорости и расхода потока газа растет жесткость режима работы адсорбера. Как

видно из рисунка 2 в экспериментах №1, №3 и №5 по мере ужесточения режима возрастает количество сильно окрашенных и слабо окрашенных гранул. Следовательно, усиливается неравномерность распределения потока газа из-за появления «мертвых зон» и зон канального прохода газа.

Результаты экспериментов №2, №4 и №6 показывают некоторое улучшение в распределении потока газа при всех режимах: содержание средне окрашенных гранул увеличивается на ≈ 5% для первых двух режимов (№2 и №4) и возрастает до 10% на самом жестком режиме (№6).

Из этого следует, что в магнитном поле распределение потока газа происходит более равномерно.

Объяснение этого явления состоит в следующем. Влажный газ представляет собой дисперсную систему «газ – жидкость». Молекулы воды, как известно, являются диполями, которые в магнитном поле подчиняются правилу Ленца и совершают более упорядоченное целенаправленное движение, что в целом способствует более равномерному распределению всего потока газа.

На основании проведенных исследований был разработан промышленный вариант распределительного устройства с постоянными магнитами, представленный в [9].

Таким образом, применение постоянного магнитного поля в зоне распределительного устройства увеличивает срок службы адсорбента на 5–10% за счет более полной его выработки, что соответственно улучшит экономические показатели работы установки. ●

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года.
2. Афанасьев А.И., Афанасьев Ю.М., Бекиров Т.М. и др. Технология переработки природного газа и конденсата. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.: ил.
3. Тараканов Г.В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие / Г.В. Тараканов, А.К. Мановян; под ред. Г.В. Тараканова; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с.
4. Самойлов Н.А. Разработка новых конструкций адсорберов. // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2002. вып.8 – С. 3–6.
5. Мирзанжанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзанжанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М.: ОАО Изд-во «Недра», 2003. – 880 с.
6. Погорлецкий Д.С. Разработка конструкции установки для исследования влияния на свойства природного газа импульсного магнитного поля в процессе его горения. / Д.С. Погорлецкий, В.А. Богданов, А.В. Алексеев, А.Б. Малыгин: – Херсонская государственная морская академия (Украина) 2013.
7. Галюжин А. С. Осушка сжатого воздуха с помощью магнитного поля / А. С. Галюжин // Вестник Брянского государственного технического университета. – 2010. – № 1 (25). – С. 29–33.
8. Сандуляк А.В. Магнитно-фильтрационная очистка жидкостей и газов / А. В. Сандуляк – М.: Химия, 1988. – 131 с.
9. Пат. 2420343 РФ, МПК В01Д 53/04. Газораспределительное устройство / Пивоварова Н.А., Искалиева С.К., Пивоваров А.Т., Кулаков А.В., Велес Парра Р. Заявитель и патентообладатель Пивоварова Н.А. – №2009144090, заявл. 27.11.2009; опубл.10.06.2011, бюл. №6. – 3 с.

KEY WORDS: adsorption, distribution device, the service life of the adsorbent, a constant magnetic field.

ИНГИБИТОРЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

В РАБОТЕ ИССЛЕДОВАНЫ ПРОМЫШЛЕННО ВЫПУСКАЕМЫЕ ИНГИБИТОРЫ. НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМИ ОКАЗЫВАЮТСЯ ИНГИБИТОРЫ ОЭДФ И НТФ. ОДНАКО В СВЯЗИ С ИХ ВЫСОКОЙ СТОИМОСТЬЮ РАССМОТРЕНЫ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СМЕСИ РЕАГЕНТОВ. В СОСТАВЛЕННЫЕ ИНГИБИРУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ ВВЕДЕН ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ «АКМА» (50Г/Т), ЧТО СУЩЕСТВЕННО СНИЖАЕТ КОРРОЗИОННУЮ АКТИВНОСТЬ. ИСПЫТАНИЯ ПРОМЫШЛЕННО ВЫПУСКАЕМЫХ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССАХ ОБРАЗОВАНИЯ СУЛЬФИДА ЖЕЛЕЗА ПРОВОДИЛИСЬ НА РЕАЛЬНЫХ ВОДАХ БОГОЛЮБОВСКОГО И СОСНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРОИЗВЕДЕННЫМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ В ПРИСУТСТВИИ ИНГИБИТОРОВ ОЭДФ И НТФ. ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОГО СОСТАВА ПОЗВОЛЯЕТ ИНГИБИРОВАТЬ ПРОЦЕСС ОБРАЗОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ОСАДКОВ ПРИ СМЕШЕНИИ ВОД ДЕВОНСКОГО И УГЛЕНОСНОГО ПОТОКОВ

THE PAPER STUDIED INHIBITORS COMMERCIALY AVAILABLE. THE MOST EFFECTIVE ARE INHIBITORS HEDP AND NTF. HOWEVER, DUE TO HIGH COST OF INHIBITORS HEDP AND NTF THE POSSIBILITIES OF USE OF THE REAGENT MIXTURE ARE CONSIDERED. THE INHIBITORY COMPOSITION COMPOSED INTRODUCED A CORROSION INHIBITOR "AKMAL" (50G / T), WHICH SIGNIFICANTLY REDUCES THE CORROSIVENESS. TESTS COMMERCIALY AVAILABLE SCALE INHIBITORS IN THE FORMATION OF IRON SULPHIDE WERE PERFORMED ON REAL WATER BOGOLYUBOV AND SOSNOWSKI FIELDS. PRODUCED STUDIES HAVE ESTABLISHED THAT THE STABILITY OF THE COMPLEX OF IRON WITH LOW MOLECULAR WEIGHT CARBOXYLIC ACIDS IN THE PRESENCE OF INCREASING HEDP INHIBITORS AND NTF. APPLICATION OF THE DEVELOPED COMPOSITION MAKES IT POSSIBLE TO INHIBIT THE FORMATION OF INORGANIC DEPOSITS ON MIXING WATERS OF THE DEVONIAN AND COAL-BEARING STREAMS

Ключевые слова: девонские и угленосные пласты, ингибирование, эмульгированная вода, гипсообразование, высокомолекулярные смолы, асфальтены, микрокристаллы парафинов, реагент, деэмульгаторы.

Причиной образования нерастворимых солей является пересыщенность попутно добываемой воды сульфатами кальция и сульфидом железа на нефтяных месторождениях Самарского региона [1]. Процесс осадкообразования на Сосновской установке предварительного сброса вод (УСПВ-95) является следствием химического равновесия ионов, входящих в состав пластовой воды, в результате смешения девонских и угленосных потоков. Если химическим путем (путем ингибирования) не допустить образование нерастворимых солей – гипса и сульфида железа, то при смешении потоков не будет образовываться стойкая трудноразделимая эмульсия, образование которой приводит к выявленным ранее осложнениям в работе системы повышения пластового давления (ППД) Сосновского месторождения. Следовательно, решение проблемы совместной подготовки нефти и воды на Сосновском месторождении сводится к решению проблемы ингибирования

двух параллельно протекающих процессов образования сульфида железа и гипсообразования. Для исследования процесса гипсообразования использовалась модельная вода с коэффициентом пересыщенности – 1,85. Приготовление растворов осуществлялось смешением двух частей воды: одной – содержащей ионы кальция, другой – содержащей ионы сульфатов. Приготовленные исследуемые пробы после смешения выдерживались в течение 8 часов при температуре 80°С, после этого горячие пробы фильтровались, и в растворе определяли содержание ионов кальция трилонометрическим

Елашева О.М.,
к.т.н, доцент,
Самарский государственный
технический университет

Смирнова Л.Н.,
к.т.н, доцент,
Самарский государственный
технический университет



ТАБЛИЦА 1. Эффективность ингибирующего действия промышленных реагентов на процессы гипсообразования в модельных растворах

№ п/п	Марка ингибитора	Дозировка ингибитора, г/м ³	Эффективность, %
1	СНПХ 5312С	20	93,9
2	Инкредол	20	89,8
3	ПАФ-13	20	89,8
4	FLOSPERSE HT	20	89,8
5	FLOSPERSE DISSOLVER	20	89,8
6	FLOSPERSE PX60N	20	89,8

ТАБЛИЦА 2. Количество железа, удерживаемого ингибитором в растворе, мг/л

№ п/п	Концентрация ингибиторов, г/т	Ингибитор						
		ОЭДФ	НТФ	СНПХ 5312	СНПХ 5313	Олазол	Dissolver	Юксил
Количество железа в растворе, мг/л								
1	100	5,90	4,49	–	1,03	1,35	3,95	–
2	200	27,97	8,49	–	1,73	1,35	1,52	–
3	300	32,82	10,44	3,69	9,58	0,65	1,46	2,76
4	500	38,78	12,54	10,44	21,48	1,14	2,65	1,79

методом. Эффективность ингибирования F рассчитывалась по формуле:

$$F = ((C_x - C_0) / (C - C_0)) * 100\%$$

где C_x – содержание осадкообразующих ионов кальция в растворе пробы с ингибитором, определенное аналитически после опыта, мг/л; C_0 – содержание осадкообразующих ионов кальция в растворе пробы без ингибитора, определенное аналитически после опыта, мг/л; C – содержание осадкообразующих ионов кальция в исходном растворе пробы с ингибитором, определенное аналитически после опыта, мг/л.

Результаты предварительных исследований эффективности некоторых промышленно-выпускаемых ингибиторов солеотложений в процессе гипсообразования приведены в таблице 1.

Предварительные исследования показали, что эффективность испытанных промышленно выпускаемых ингибиторов для процесса гипсообразования высокая и находится примерно на одном уровне. Испытания промышленно выпускаемых ингибиторов солеотложений в процессах образования сульфида железа проводились на реальных водах Боголюбовского

и Сосновского месторождений. На первом этапе проведена качественная оценка ингибиторов солеотложений. Результаты исследований приведены в таблице 2.

ТАБЛИЦА 3. Эффективность ингибирования процесса образования сульфида железа на основе ОЭДФ и низкомолекулярной карбоновой кислоты (НМКК)

№ п/п	Концентрация, мг/л		Концентрация железа в осадке, мг/л	Эффективность, %
	ОЭДФ	НМКК		
1	0	0	70,60	
2	10	150	60,90	13,63
3	10	200	20,10	71,55
4	10	300	12,90	81,77
5	20	100	40,30	43,93
6	20	150	30,60	56,56
7	20	200	22,50	68,14
8	20	300	3,20	95,40
9	30	100	30,20	57,24
10	30	150	18,60	73,59
11	30	200	12,10	82,79
12	30	300	12,40	82,45
13	50	100	30,20	57,24
14	50	150	28,20	59,97
15	50	200	16,70	76,32
16	50	300	8,90	87,36

Из представленных данных видно, что наиболее эффективными ингибиторами являются оксизетилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ) и нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ). Однако, учитывая высокую стоимость этих промышленно выпускаемых реагентов, были рассмотрены возможности использования смеси реагентов [2.5].

Известно, что кроме хелатных соединений, входящих в состав промышленных ингибиторов солеотложений достаточно прочные комплексы с ионами железа образуют низкомолекулярные карбоновые кислоты. Комплексная форма железа с ними может быть представлена соединением типа: $RCOO-Fe-OOCR$.

Произведенными исследованиями установлено, что устойчивость комплекса железа с низкомолекулярными карбоновыми кислотами увеличивается в присутствии ингибиторов ОЭДФ и НТФ. Результаты качественной оценки эффективности комплексных составов на основе ингибиторов ОЭДФ и НТФ и низкомолекулярной карбоновой кислоты (НМКК) представлены в таблицах 3, 4.

ТАБЛИЦА 4. Эффективность ингибирования процесса образования сульфида железа на основе НТФ и низкомолекулярной карбоновой кислоты (НМКК)

№ п/п	Концентрация, мг/л		Концентрация железа в осадке, мг/л	Эффективность, %
	НТФ	НМКК		
1	0	0	70,60	
2	10	100	36,90	47,70
3	10	150	28,20	59,97
4	10	200	19,10	72,91
5	10	300	9,50	86,54
6	20	100	35,50	49,74
7	20	150	27,30	61,33
8	20	200	20,60	70,73
9	20	300	8,60	87,77
10	30	100	35,90	49,06
11	30	150	28,70	59,28
12	30	200	27,30	61,33
13	30	300	4,20	94,04
14	50	100	41,70	40,89
15	50	150	25,80	63,37
16	50	200	19,60	76,32
17	50	300	6,40	90,97

На основании полученных данных можно сделать вывод, что в присутствии добавки НТФ удовлетворительные результаты получены при дозировке НМКК в количестве 300 г/т добываемой воды (при содержании НТФ 30 г/т). При использовании в качестве ингибирующего состава кислоты и ОЭДФ возможно снижение содержания уксусной кислоты до 200 г/т добываемой воды (при содержании ОЭДФ 20 г/т).

Использование состава с ОЭДФ является предпочтительным, поскольку в его присутствии требуется меньшее количество кислоты. Но, кроме экономической целесообразности уменьшения количества реагента, в данном выборе играет большую роль требование к такому показателю закачиваемых вод, как водородный показатель. Использование в качестве составной части ингибирующего состава органической кислоты неизбежно приводит к понижению рН закачиваемой в нефтяные пласты воды. В связи с этим были произведены исследования по влиянию полученного состава на изменение рН среды. Водородный показатель рН смешанного потока

без добавления ингибирующего состава равен 6,20. Результаты исследований представлены в таблицах 5, 6.

ТАБЛИЦА 5. Влияние содержания ОЭДФ и НМКК в смешанной воде угленосного и девонского потока на величину раствора

№ п/п	Концентрация ОЭДФ, г/т	Концентрация карбоновой кислоты, г/т			
		300	200	150	100
рН раствора					
1	50	4,30	4,92	5,52	5,55
2	30	4,49	4,63	4,84	4,81
3	20	4,44	4,65	4,87	5,40
4	10	4,43	4,69	4,78	5,38

ТАБЛИЦА 6. Влияние содержания НТФ и НМКК в смешанной воде угленосного и девонского потока на величину раствора

№ п/п	Концентрация НТФ, г/т	Концентрация карбоновой кислоты, г/т			
		300	200	150	100
рН раствора					
1	50	4,40	4,58	4,63	4,75
2	30	4,39	4,57	4,70	5,06
3	20	4,47	4,57	4,77	4,78
4	10	4,47	4,61	4,83	5,15

В соответствии с требованиями, предъявляемыми к качеству ППД, величина рН воды должна находиться в пределах 4,50–8,50 [3]. Таким образом, установлено, что при использовании дозировок карбоновой кислоты в составе ингибирующего состава выше 200 г/т не рекомендуется.

Несмотря на то, что по показателю рН в присутствии ингибирующего состава закачиваемая вода удовлетворяет требованиям, ингибирование процесса солеобразования таким составом неизбежно повлечет за собой увеличение коррозионной активности среды, поскольку коррозионный процесс в большей степени зависит от кислотности среды. Поэтому в состав ингибирующей композиции необходимо введение ингибитора коррозии. Но поскольку на данном этапе исследований было подобрано соотношение реагентов для ингибирования процесса образования сульфида железа, до подбора ингибитора коррозии был сделан подбор соотношения компонентов и композиции для ингибирования процесса гипсообразования. Исследования по предотвращению гипсообразования ингибирующими компонентами были проведены

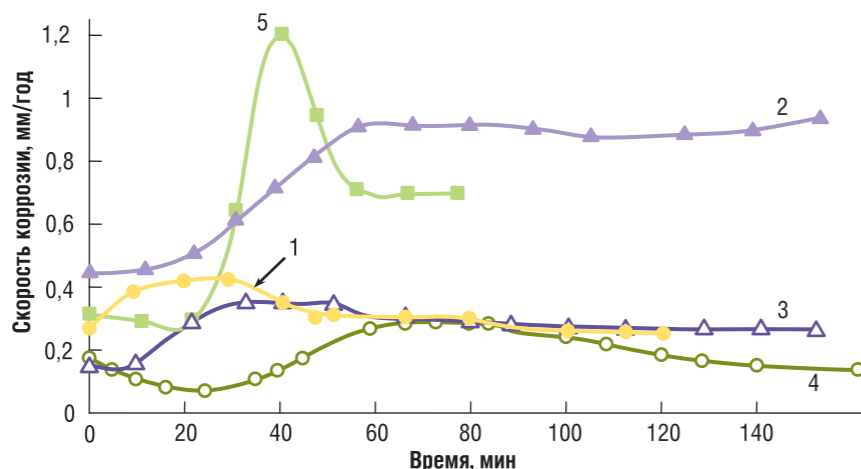
с использованием модельной минерализованной воды, имеющий большой коэффициент перенасыщенности гипсом, чем вода, образующаяся при смешении потоков Боголюбовского и Сосновского месторождений. Результаты эффективности приведены в таблице 7.

Низкие значения эффективности гипсообразования композицией на основе ОЭДФ и НМКК указывают на необходимость введения в эту композицию дополнительного компонента – НТФ, показавшего высокие эффективности при достаточно низких концентрациях [4]. С целью снижения коррозионной агрессивности среды в присутствии ингибирующей композиции в систему вводились добавки промышленно выпускаемых ингибиторов коррозии, которые в настоящее время успешно применяются для защиты от коррозии [1, 3] нефтепромыслового оборудования водорастворимый ингибитор «Кормастер», нефтерастворимый деэмульгатор коррозии «АМ-7Б», нефтерастворимый ингибитор «Акма». Для подбора ингибитора коррозии в качестве ингибирующей композиции был использован следующий состав: НМКК (200 г/т воды); ОЭДФ (30 г/т воды); НТФ (20 г/т воды). Определение скорости коррозии проводилось электромеханическим методом с помощью прибора «Corrator1120» фирмы Магма. В качестве агрессивной среды использовались пластовые воды Сосновского и Боголюбовского месторождений.

ТАБЛИЦА 7. Эффективность ингибирования процесса гипсообразования композициями на основе ингибиторов НТФ, ОЭДФ и НМКК

№ п/п	Концентрация комплексона, мг/л	Концентрация карбоновой кислоты (НМКК), мг/л	Эффективность, %
НТФ			
1	20	300	98,60
2	30	300	100
3	40	300	100
4	50	300	100
ОЭДФ			
5	20	200	20,53
6	30	200	24,34
7	40	200	26,25
8	50	200	26,25

РИС. 1. Изменение скорости коррозии во времени в исследованных средах



- 1 – смешанный поток Сосновского и Боголюбовского месторождений без добавок;
- 2 – смешанные потоки с добавкой состава;
- 3 – смешанные потоки с добавкой состава и ингибитора коррозии «АМ-7Б» (15 г/т);
- 4 – смешанные потоки с добавкой состава и ингибитора коррозии «Акма» (50 г/т);
- 5 – смешанные потоки с добавкой состава и ингибитора коррозии «Кормастер» (50 г/т)

ТАБЛИЦА 8. Кинетика расслоения эмульсии при совместном присутствии разработанного ингибирующего состава и деэмульгатора Диссольван 2830

№ п/п	Время	Кинетика расслоения эмульсии							
		Эмульсия без добавок	Эмульсия с добавкой ингибирующей композиции	Эмульсия без добавок + Диссольван 2830 7 г/т	Эмульсия с добавкой состава + Диссольван 2830 7 г/т	Эмульсия с добавкой состава + Диссольван 2830 10 г/т	Эмульсия без добавок + Диссольван 2830 10 г/т	Эмульсия с добавкой состава + Диссольван 2830 15 г/т	Эмульсия без добавок + Диссольван 2830 15 г/т
Объем выделившейся воды из 100 мл эмульсии, мл									
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	10	0	0	0	0	0	0	0	0
3	20	0	0	0	0	0	0	0	0
4	35	0	12	0	10	35	0	57,5	0
5	45	0	30	0	56,5	65	0	65	0
6	75	0	45,5	0	61	65	0	67	0
7	115	0	50	2	62,5	67	2	68	4
8	160	0	51	44	63	67	45,5	68	50

Полученные результаты для различных композиций представлены на рисунке 1.

Параллельно исследовались полнота и скорость разрушения водонефтяных эмульсий без добавки ингибирующей композиции только в присутствии Диссольван 2830. Кинетику деэмульсации проб с разработанной ингибирующей композицией и без нее проводили стандартным методом бутылочных проб при температуре 40°С. О динамике разрушения эмульсии судили по количеству воды, отстаившейся от нефти через определенные интервалы времени. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 8.

Анализ результатов, представленных на рис. 1 позволяет сделать заключение о том, что добавка ингибирующей композиции процессов образования неорганических солей значительно увеличивает и без того высокую коррозионную агрессивность закачиваемой

воды Сосновского месторождения. Поэтому введение в ингибирующую композицию ингибитора коррозии «Акма» (50 г/т) существенно снизила коррозионную активность даже по сравнению с закачиваемой водой без добавок. При использовании данного ингибитора коррозии и ингибирующей композиции происходит не только нивелирование ее коррозионного действия, но и снижение исходной скорости коррозии водной среды.

Применение разработанного состава позволяет ингибировать процесс образования неорганических осадков при смешении вод девонского и угленосного потоков.

Как видно из приведенных данных, введение в эмульсию даже только ингибирующей композиции не дает образовываться прочным бронирующим оболочкам водных капель в водонефтяной эмульсии, что позволяет эмульсии разделяться без добавления деэмульгатора. ●

Литература

1. Елашева О.М., Смирнова Л.Н. Влияние реагента ингибитора коррозии Сонкор на процесс выпадения солей в пластовых водах Южно-Неприковского месторождения. – Евразийский союз ученых, 2016. № 3. С. 80–83.
2. Елашева О.М., Смирнова Л.Н. Улучшение прокачиваемости нефти на магистральных нефтепроводах с использованием растворителя на основе местного углеводородного сырья. // Национальная ассоциация ученых (НАУ) Ежемесячный научный журнал. – 2016 №18. – С. 29–33.
3. Трейгер Л.М. Исследование состава природных стабилизаторов и предварительное обезвоживание ставропольских нефтей. // Разработка эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений. Сборник научных трудов. Институт «Гипростокнефть». – Самара – 2000. – №59. – С. 129–143.
4. Елашева О.М. Повышение ресурсов углеводородного сырья вовлечение в переработку нефтесодержащих отходов. Дис. Елашевой О.М. канд. техн. наук: 05.17.07. / Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2002. – 115 с.
5. ЗАО «Опытный завод Нефтехим». Солеобразование при добыче нефти // Инженерная практика. – 2010. – № 4. – С. 40–42.

KEY WORDS: Devonian coal-bearing formations, inhibition, emulsified water, gypsum formation, high molecular resins, asphaltenes, paraffins microcrystals, reagent, demulsifiers.



XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

2017 ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ

18-19 мая, Москва, «Балчуг Kempinski»



СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017! СУДЬБА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ НЕГАТИВНОЙ ЦЕНОВОЙ КОНЬЮНКТУРЫ И ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ



НОВОЕ! Технический семинар «Проектирование, строительство эксплуатация наземных и подводных трубопроводов: технологические вызовы сегодняшнего дня»

Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения

2,5 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ – первые итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов

Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

14
ЛЕТ

ВЕДУЩЕМУ МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ, ежегодно проходящему при поддержке ПАО «ГАЗПРОМ»

130+

ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ ОТРАСЛИ

30+

АВТОРИТЕТНЫХ СПИКЕРОВ ЭКСПЕРТОВ

СКВАЖИНЫ БОВАНЕНКОВСКОГО

Исследование возможности использования тампонажной смеси ГранЦЕМ-7 для крепления кондукторов, направлений и промежуточных колонн скважин

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ СЕГОДНЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ КОНДУКТОРОВ, НАПРАВЛЕНИЙ И ПРОМЕЖУТОЧНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН БОВАНЕНКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НА ОСНОВЕ ЦЕМЕНТНЫХ СМЕСЕЙ ЦТРО И ЦТРС, А ТАКЖЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ЗАМЕЩЕНИЯ ЕДИНОЙ СМЕСЬЮ ГРАНЦЕМ-7 ДЛЯ СНИЖЕНИЯ СОВОКУПНЫХ ИЗДЕЖЕК ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ВСЕХ УРОВНЯХ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СООТВЕТСТВИИ С ЗАЯВЛЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ

THE ARTICLE READS THE RESULTS OF THE STUDY THE MAIN CHARACTERISTICS OF CEMENT SLURRIES USED TODAY FOR ATTACHING CONDUCTORS, DIRECTIONS AND INTERMEDIATE COLUMNS OF THE WELLS OF THE BOVANENKOVSKOYE GAS FIELD, BASED ON CEMENT MIXTURES CTRO AND CTRS, AS WELL AS THE POSSIBILITY OF THEIR SUBSTITUTION BY A UNIT MIXTURE GRANCHEM-7 TO REDUCE THE TOTAL COSTS FOR CEMENTING OF CASING STRINGS AT ALL LEVELS OF THE CONSTRUCTION OF WELLS IN ACCORDANCE WITH THE STATED CONDITIONS

Ключевые слова: тампонажный цемент, колонны скважин, Бованенковское месторождение, цементирование обсадных колонн, строительство скважин.

В развитии нефтяной и газовой промышленности одной из основных задач является обеспечение высокого качества строительства скважин, которое зависит от многих природных и технико-технологических факторов.

Одним из значимых факторов обеспечения качественного строительства скважин является создание надежной крепи, которая, являясь сооружением капитального строительства с продолжительным сроком эксплуатации, отвечала бы требованиям применительно к конкретным условиям и исключала бы возникновение возможных осложнений строительства и эксплуатации скважин. Повышение качества крепления скважин является одной из значимых задач при цементировании обсадных колонн Бованенковского месторождения.

На основании производственного задания были изучены образцы используемых тампонажных растворов, на основе цементных смесей ЦТРО и ЦТРС, для крепления кондукторов, направлений и промежуточных колонн, а также возможность

ФАКТЫ

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение – гигантское газовое месторождение на полуострове Ямал, в 40 км от побережья Карского моря, в нижнем течении рек Св-Яха, Мордыяха и Наудуй-Яха

140 млрд м³
газа в год проектная мощность Бованенковского месторождения

их замещения единой смесью ГранЦЕМ-7 [1] для снижения совокупных издержек при цементировании обсадных колонн на всех уровнях строительства скважин Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения в соответствии с заявленными условиями.

Испытания тампонажных растворов проводились в соответствии с техническими условиями, рекомендациями [2] и РД 39-00147001-767-2000[3].

В качестве жидкости затворения были использованы растворы хлористого кальция и хлористого натрия. Основные технологические свойства раствора состава 1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,43 рCaCl₂ (1015 кг/м³) и 1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,43 рNaCl₂ (1030 кг/м³) приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1

Состав раствора	Температура, °С	Водоотделение, мл	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Сроки схватывания, ч-мин		Время загустевания до 30Вс, мин	Прочность, 2 сут., МПа			Теплопроводность, λ, Вт/(м*К)
					Нач.	Оконч.		изгиб	сжатие	сцеплен	
1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,43 рCaCl ₂ (1015 кг/м ³)	20	0	1710	230	430	465	180	5,0	20,0	1,2	0,50
1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,43 рNaCl ₂ (1030 кг/м ³)	20	0	1730	270	–	–	150	–	–	–	–

Щербич Николай Ефимович,
к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский индустриальный институт

Коростелев Алексей Сергеевич,
заведующий отделом крепления скважин ООО «ТюменНИИГипрогаз»

Венедиктова Алёна Александровна,
главный специалист ООО «Газпромнефть снабжение», студент гр ТВПм 15-1 Тюменский индустриальный институт

РИС. 1. Изменение прочности камня тампонажных растворов на основе ГранЦЕМ-7, ЦТРО и ЦТРС во времени (при температуре 20°C и давлении 7,0 МПа)

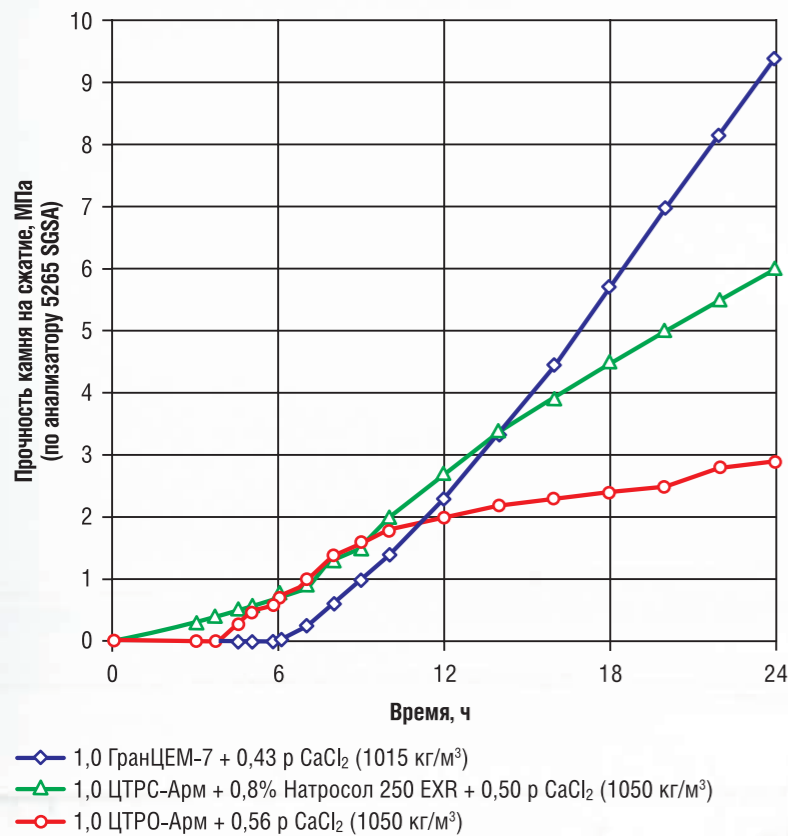
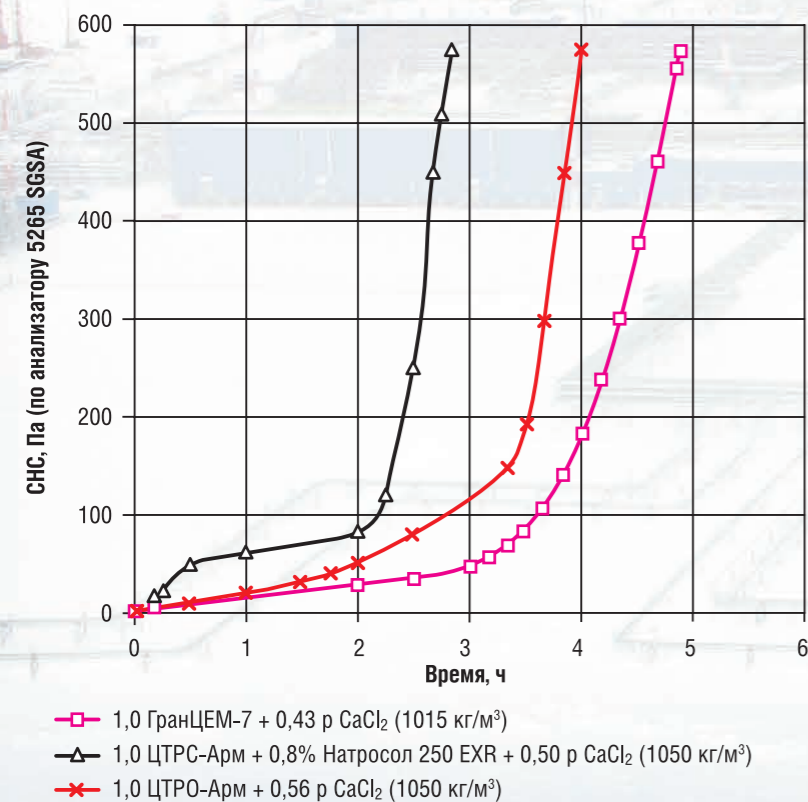


РИС. 2. Изменение СНС тампонажных растворов на основе ГранЦЕМ-7, ЦТРО и ЦТРС во времени (при температуре 20°C и давлении 7,0 МПа)



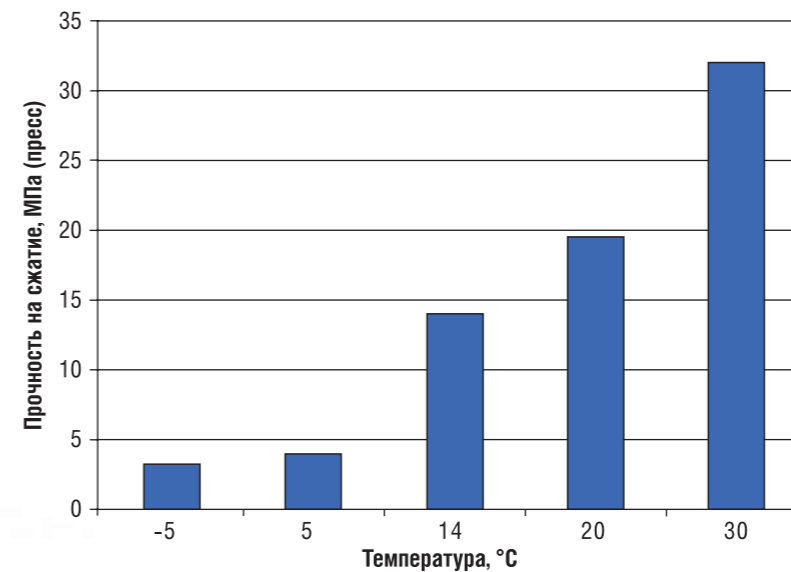
Тампонажный раствор состава 1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,43 pCaCl₂ (1015 кг/м³) имеет оптимальные показатели растекаемости и времени загустевания, а также значения прочности на сжатие (по прессу), превосходящие аналогичные показатели тампонажных растворов нормальной плотности 1820 кг/м³). Для проведения испытаний были приняты условия, максимально приближенные к термобарическим условиям Бованенковского месторождения: температура 20°C, давление 7,0 Мпа.

На рисунке 1 видно, что скорость набора прочности по ультразвуковому анализатору состава ГранЦЕМ-7 постоянна, достаточно высока в течение всей продолжительности теста и по истечении 13 часов превосходит используемые смеси на основе ЦТРО и ЦТРС.

Кривая набора СНС по данным ультразвукового анализатора приведена на рисунке 2. Критический период гидратации тампонажного раствора (время набора СНС от 47,9 до 234,9Па) составил 67 минут, что является приемлемой величиной для пластов ММП, содержащих газогидратные отложения, превосходящей аналогичные показатели тампонажных растворов нормальной плотности и облегченных тампонажных растворов на базе ЦТРО и ЦТРС.

В российских климатических условиях очень важным является успешное проведение цементирования колонны в районах с вечномёрзлыми грунтами. С условиями вечной мерзлоты связан целый ряд проблем, включающий в себя расширение ствола скважины из-за тепла, выделяющегося цементным раствором при гидратации, его замедленное твердение и набор прочности, воздействие на затвердевший цементный камень знакопеременных нагрузок. С целью изучения возможности применения тампонажного раствора на основе цементной смеси ГранЦЕМ в условиях Бованенковского месторождения, где температура

РИС. 3. Прочность на сжатие тампонажного камня состава 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 p CaCl₂ (1015 кг/м³) при различных температурах через 48 ч твердения



в стволе скважины может варьировать от -5°C до +35°C, а толщина ММП может достигать 400 метров, было проведено исследование влияния условий твердения на значения прочности на сжатие тампонажного камня состава 1,0 ГранЦЕМ-7+0,43 pCaCl₂ (1015 кг/м³) в широком диапазоне температур от минус 5°C до плюс 20°C (рисунок 4) [4].

Согласно полученным данным, можно заключить, что полученный раствор является достаточно устойчивыми к циклическому воздействию знакопеременных температур, что проявляется в наборе прочности тампонажного камня на протяжении трех циклов, а гидравлической активности компонентов ГранЦЕМ-7 достаточно для формирования прочного камня как в условиях забойной, так и в условиях устьевого пачки при креплении кондукторов, направлений и технических колонн в интервалах размещения ММП.

Для сокращения времени загустевания и сроков схватывания, т.е. увеличения скорости гидратации вяжущего в начальный период необходимо включение в формируемый раствор ускорителя, однако стоит отметить, что на более поздних стадиях гидратации и формирования камня показатели систем нивелируются. В случае использования ГранЦЕМ-7 для крепления обсадных колонн в условиях более высоких температур (до 35°C) и давлений (от 10Мпа до 20 Мпа) целесообразно применение более «мягкого» ускорителя – хлористого натрия в составе жидкости затворения.

Основные технологические свойства состава 1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,43 p CaCl₂ (1015 кг/м³) приведены в таблице 1.

Раствор характеризуется высокой растекаемостью, приемлемым значением времени загустевания при температуре 20°C, высокими значениями на сжатие и изгиб превосходящим аналогичные показатели тампонажных растворов нормальной плотности 1820 кг/м³. Как и в случае формирования составов, содержащих хлористый кальций, система характеризуется достаточно высокой скоростью набора прочности за короткий период, кривая не имеет тенденций к выходу на плато.

Термобарические условия Бованенковского месторождения являются оптимальными для

ФАКТЫ

4,9 трлн м³

природного газа составляют запасы месторождения по категориям А,В,С1+С2

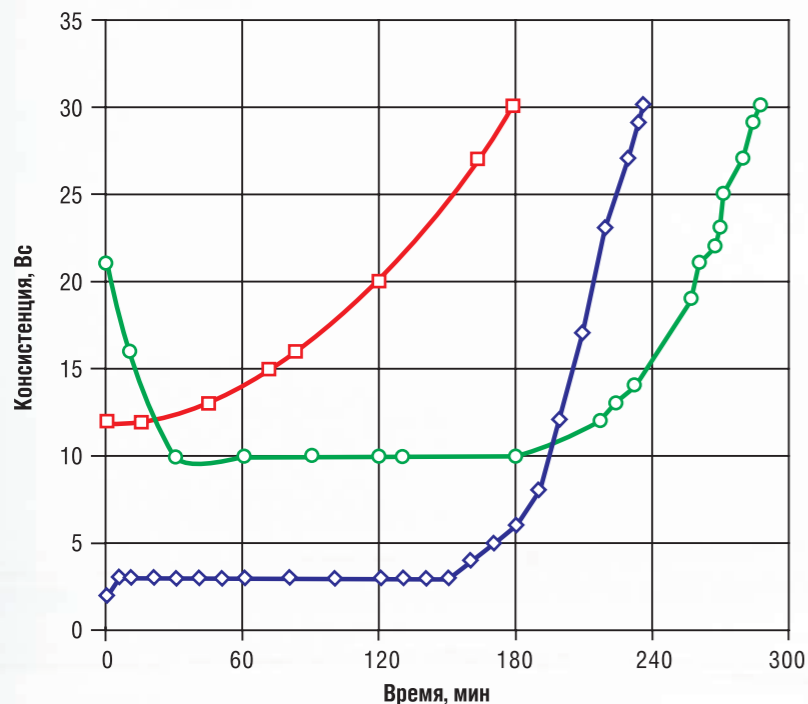
1971 г.

открыто Бованенковское месторождение

ТАБЛИЦА 2

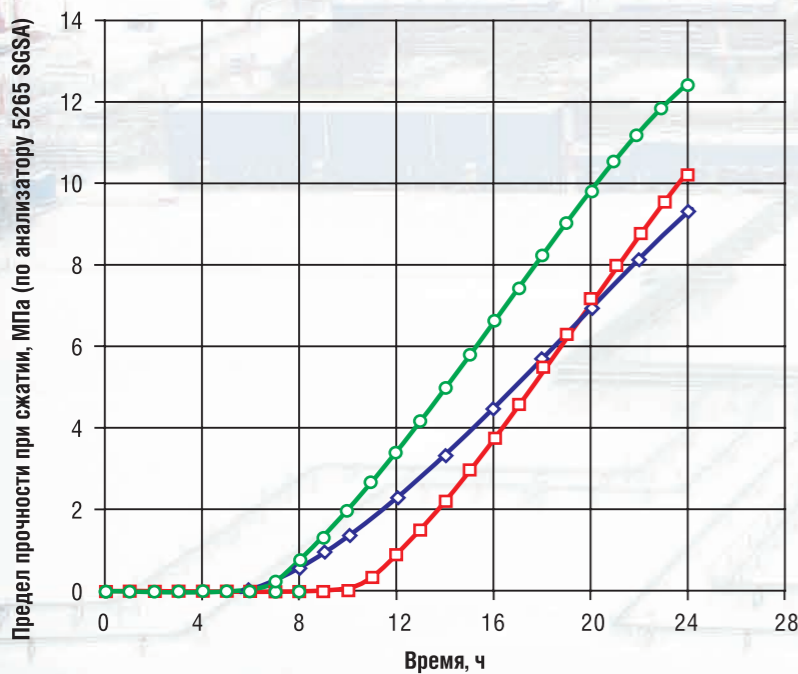
Состав раствора	Температура, °C	Водоотделение, мл	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Сроки схватывания, ч-мин		Время загустевания до 30Вс, мин	Прочность, 2 сут., МПа		
					Нач.	Оконч.		изгиб	сжатие	сцеплен
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3% Натросол 250 EXR+ +0,45 pCaCl ₂ (1015 кг/м ³)	20	0	1680	200	360	405	288	4,5	19,5	-
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3% ПАЦ + 0,43 в	20	0	1700	210	520	580	280	4,3	18,2	-
1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,25% ПВА+0,43 pCaCl ₂ (1015 кг/м ³)	20	0	1710	188	425	449	237	5,2	22,0	-

РИС. 4. Изменение консистенции во времени тампонажных растворов различных составов на основе сухой смеси ГранЦЕМ-7 при температуре 20°C и давлении 7,0 МПа (время выхода на режим – 30 мин)



◆ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,25% ПВА + 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³)
■ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³)
○ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3% Натросол 250 EXR + 0,45 р СаСl₂ (1015 кг/м³)

РИС. 5. Изменение прочности камня во времени тампонажных растворов различных составов на основе сухой смеси ГранЦЕМ-7 при температуре 20°C и давлении 7,0 МПа (время выхода на режим – 30 мин)



◆ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³)
■ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3% Натросол 250 EXR + 0,45 р СаСl₂ (1015 кг/м³)
○ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,25% ПВА + 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³)

образования природных газовых гидратов, геотермический градиент в мерзлой толще составляет 2,6°C/100 м, в подмерзлотном разрезе – 3,5°C/100 м. Газопроявления могут возникать на всем протяжении строительства скважины. С целью предупреждения подобных осложнений при строительстве скважины целесообразно применение газоблокаторов.

Совместимость цементной тампонажной смеси ГранЦЕМ-7 с добавками для контроля водоотдачи и газоблокаторами проверялась на примере реагентов Натросол 250 EXR, ПАЦ низкой степени полимеризации и сополимерами поливинилацетата (ПВА).

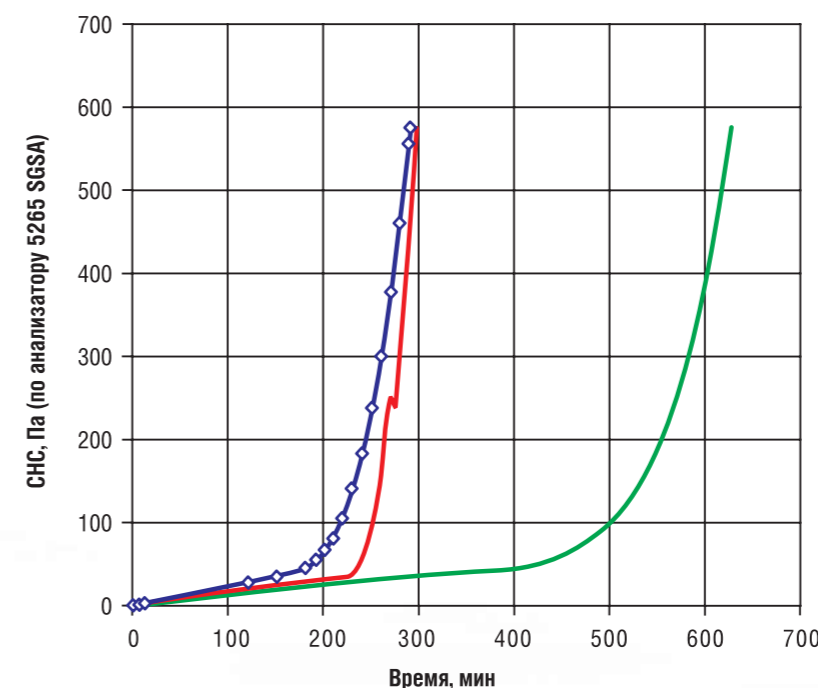
Ввиду низкого водоцементного соотношения, необходимого для выхода на плотность 1700 кг/м³, количество воды, идущей на гидратацию и подвижность тампонажного раствора, минимально. Соответственно, ввод добавок для контроля водоотдачи, повышающих вязкость жидкости затвердения (ПАЦ, Натросол 250 EXR), неизбежно приводит к снижению растекаемости и ухудшению технологических характеристик системы по прокачиваемости (таблица 2).

После введения в систему состава «1,0 ГранЦЕМ +0,43 в» минимального количества ПАЦ – 0,3%, растекаемость сокращается от 280 до 210 мм. При этом показатель фильтрации уменьшается не столь существенно – от 300 (без ПАЦ) до 180 мл (0,3% ПАЦ). В случае добавления Натросол 250 EXR, тампонажный раствор состава 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3% Натросол 250 EXR+ +0,45 р СаСl₂ (1015 кг/м³) представляет собой вязкую непрокачиваемую пасту.

Газоблокатор другого типа, снижающий проницаемость фильтрационной корки и не влияющий на вязкость жидкости затвердения (ПВА), более эффективно работает в системе с пониженным водоцементным соотношением.

Так, тампонажный раствор состава 1,0 ГранЦЕМ-7+0,25% ПВА+0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³) характеризуется достаточно

РИС. 6. Изменение СНС во времени тампонажных растворов различных составов на основе сухой смеси ГранЦЕМ-7 при температуре 20°C и давлении 7,0 МПа (время выхода на режим – 30 мин)



◆ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³)
■ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,3% Натросол 250 EXR + 0,45 р СаСl₂ (1015 кг/м³)
■ 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,25% ПВА + 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³)

низкой начальной консистенцией по сравнению с составами с Натросол 250 EXR (1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,3% Натросол 250 EXR+ +0,45 р СаСl₂ (1015 кг/м³) и без добавок (1,0 ГранЦЕМ-7+ 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³) (рисунок 4).

Скорость набора прочности тампонажного камня состава 1,0 ГранЦЕМ-7 + 0,25% ПВА + 0,43 р СаСl₂ (1015 кг/м³) значительно превосходит аналогичные характеристики составов без газоблокатора и с добавкой Натросол 250 EXR (рисунок 5), что проявляется в увеличении угла наклона кривой прочности на сжатие с течением времени.

Аналогичная тенденция проявляется при наблюдении роста СНС – критический период гидратации тампонажного раствора с добавкой ПВА значительно короче по сравнению с составом, содержащим Натросол 250 EXR (рисунок 6).

Таким образом, можно сделать вывод, что сухая тампонажная смесь ГранЦЕМ-7 позволяет приготавливать тампонажные растворы с улучшенными технологическими характеристиками (высокие значения прочности на сжатие и изгиб, растекаемость, короткий критический период гидратации, низкая теплопроводность) по сравнению с используемыми в настоящее время составами на основе ЦТРО и ЦТРС для крепления кондукторов, направлений и промежуточных

колонн. Формируемый ГранЦЕМ-7 тампонажный камень характеризуется приемлемыми значениями прочности на сжатие в широком температурном диапазоне – от минус 5°C до 30°C. Ввиду низкого водоцементного соотношения, использование водорастворимых добавок для контроля водоотдачи, работающих по принципу увеличения вязкости жидкости затвердения, несколько затруднено и приводит к повышению реологических характеристик получаемого раствора.

Для увеличения устойчивости к газопроявлениям тампонажного камня на основе ГранЦЕМ-7 рекомендуется использовать добавки другого типа, снижающие проницаемость фильтрационной корки и не увеличивающие вязкость жидкости затвердения (типа ПВА), а также, благодаря подобранным технологическим характеристикам, позволит оптимизировать технологию цементирования обсадных колонн в интервалах ММП за счет применения тампонажного раствора с одной пониженной плотностью по всему интервалу.

Получаемый раствор рекомендован к использованию для крепления кондукторов, направлений и промежуточных колонн в качестве замены используемых тампонажных растворов на основе цементных смесей ЦТРО и ЦТРС на Бованенковском и других месторождениях. ●

ФАКТЫ

2,5

грамма на кубический метр составляет среднее содержание конденсата в пластовом газе

2014

был введен в строй газовый промысел №1

35

доставляет температура в стволе скважины

Литература

1. Цементная тампонажная смесь «ГранЦЕМ-7». Технические условия [Текст]: ТУ 5734-004-74364232-2005: утв. ЗАО «Гранула»: введ. в действие с 2010. – г. Екатеринбург: ЗАО «Гранула», 2010. – 9 листов.
2. Прибор ПР-50 для определения расширения тампонажного раствора и камня. Технические условия [Текст]: ТУ 4318-066-00158758-2005: утв. ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2005. – 9 листов.
3. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин [Текст]: РД 39-00147001-767-2000: утв. ОАО «Газпром» 25.07.2000: введ. в действие с 01.08.2000. – Москва-Краснодар: ООО «Просвещение ЮГ», 2000. – 277 с.
4. Гриценко А.И. Методика испытания тампонажных материалов при пониженных температурах. – М.:ВНИИИГАЗ, 1980.

KEY WORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

НА ЭТАПАХ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ ГЛАВНЫМИ ЗАДАЧАМИ ЯВЛЯЮТСЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И СОХРАНЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЕЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ. РЕШЕНИЮ ПЕРВОЙ ЗАДАЧИ В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ УДЕЛЯЕТСЯ ПОВЫШЕННОЕ ВНИМАНИЕ, ОСОБЕННО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И ПЕРЕГРУЗКА, ВЫЗВАННЫЕ УПЛОТНЕНИЕМ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРЕДЪЯВЛЯЮТ ОСОБЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, НАПРИМЕР, НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА И ЕГО ВЛИЯНИЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ. ВЫПОЛНЕНИЕ ЭТИХ ТРЕБОВАНИЙ ЧАСТО ВЛЕЧЕТ ЗА СОБОЙ ВЫСОКИЕ ЗАТРАТЫ НА ОБОРУДОВАНИЕ И ЗАТРАТЫ, СВЯЗАННЫЕ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

DURING DRILLING AND COMPLETION PHASES, THE MAIN TASKS INCLUDE PREDICTING OF A WELLBORE STABILITY IN THE PROCESS OF CONSTRUCTION AND MAINTAINING THE INTEGRITY OF THE PROCESS OF ITS OPERATION. THE FIRST TASK HAS RECENTLY RECEIVED INCREASED ATTENTION, PARTICULARLY IN THE FIELDS AT THE MATURE STAGE OF OPERATION. A VOLTAGE VARIATION AND OVERLOAD CAUSED BY THE SEALING OF THE COLLECTOR LAYER WHILE IN SERVICE IMPOSE SPECIAL OPERATING REQUIREMENTS, SUCH AS THE NEED TO PREDICT THE BREAKDOWN PRESSURE CHANGE AND ITS IMPACT ON THE STABILITY OF THE BOREHOLE. THESE REQUIREMENTS OFTEN ENTAILS HIGHER COSTS FOR EQUIPMENT AND COSTS ASSOCIATED WITH THE INCREASE IN THE DURATION OF THE WELL CONSTRUCTION

Ключевые слова: бурение, скважина, наклонно-ориентированная скважина, горизонтальная скважина, давление, режим бурения, модель бурения, долото.

Кузнецов Владимир Григорьевич,
д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского индустриального университета

Куванаев Равиль Мауталиевич,
студент Тюменского индустриального университета ИГиН

В последнее время разведка на нефть и газ все более концентрируется на сложных объектах и больших глубинах. Соответственно, бурение становится все дороже, а осложнения при бурении – все более нежелательными. Чтобы снизить риск таких осложнений, требуются более определенные и точные предсказания целого ряда условий, параметров, свойств при планировании скважин, т.е. для обоснования геометрии ствола скважины, конструкции ее обсадки и режима бурения, включая регулирование плотности бурового раствора.

Механические свойства грунтов с целью определения соответствующих характеристик, получения зависимостей, описывающих деформирование грунтов, исследуются при лабораторных и полевых испытаниях.

В некоторых случаях допускается принимать характеристики по справочным данным, например, для предварительной общей

оценки геологических условий строительной площадки [3].

Непосредственное использование справочных данных для инженерных расчетов возможно лишь на начальных стадиях проектирования и в случаях, оговоренных нормами и техническими условиями [3].

Основными закономерностями механики грунтов, необходимыми для построения методов расчета деформаций и прочности грунтовых массивов являются зависимости между напряжениями и деформациями грунта в условиях трехосного нагружения.

Параметры этих зависимостей входят в различные расчетные формулы как количественные характеристики механических свойств грунтов.

Важнейшими показателями механических свойств являются деформативные прочностные характеристики.

Многочисленными исследованиями грунтов установлен целый ряд характерных особенностей их поведения, практически не

наблюдаемых при изучении свойств других, например, конструкционных (металл, дерево, бетон) материалов.

Результаты, объективно получаемые при исследовании грунтов в приборах, могут быть представлены в различной форме. Как известно, решения задач механики грунтов строятся на использовании тех или иных счетных моделей грунтовой среды.

При этом всегда неизбежной является схематизация свойств реального грунта, зависящая от выбранной расчетно-теоретической модели. Кроме того, необходимо увязывать форму представления результатов экспериментальных исследований, применяемое оборудование и требования, предъявляемые расчетной моделью к реализуемым ею характеристикам грунта.

Например, при проектировании оснований фундаментов при ограничении средних давлений условием $p \leq R$ удовлетворительные результаты дает использование модели линейно-деформируемой среды.

Поскольку реализация этой модели связана с определением только двух характеристик – модуля деформации E и коэффициента Пуассона ν (практически ограничиваются определением модуля E), достаточным и оправданным является проведение в этом случае компрессионных или штампových испытаний грунта. Проявляемое в настоящее время настойчивое стремление существенно повысить средние давления ($p > R$) на грунты диктует переход к более сложным расчетным моделям.

Многочисленные геодинамические и геомеханические явления, связанные с освоением недр, а именно с добычей полезных ископаемых, разработкой подземных сооружений, закачкой отходов производства в глубокие поглощающие горизонты, заставляют рассматривать эти факторы как неотъемлемую характеристику техногенного воздействия на недра [4, 6]. Помимо экологических и технологических опасностей, которые приносят данные явления, они становятся в отдельных случаях фактором социально-экономической напряженности

региона освоения недр [4].

Вместе с тем из опыта разработки месторождений твердых полезных ископаемых, строительства подземных сооружений хорошо известно, что познание геодинамических и геомеханических факторов, умелое управление ими и даже их использование могут значительно повысить экономичность освоения недр [6].

Общепризнанно, что наиболее существенным видом техногенного воздействия на недра является добыча нефти и газа [7].

Разработка нефтяных и газовых месторождений и связанные с ней изменения пластового давления, различные виды воздействия на залежь для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи нарушают природное напряженно-деформированное состояние недр, создавая предпосылки для возникновения сильных и даже катастрофических природно-техногенных явлений, которые приводят к деформациям горного массива и земной поверхности, повреждениям и авариям систем и объектов обустройства, а также скважин и коммуникаций [4, 7].

Безусловно, сильные и катастрофические геодинамические и геомеханические события природно-техногенного характера на разрабатываемых месторождениях и других природно-технических системах и объектах нефтегазового комплекса представляют явление сравнительно редкое, опасность которого не стоит преувеличивать.

Прогнозирование этих событий и снижение масштабов их последствий являются актуальной проблемой, поскольку их возникновение может иметь катастрофические последствия для предприятий и природной среды [4].

Другой чрезвычайно важный аспект геомеханического поведения горных пород при освоении недр связан с их использованием для повышения эффективности добычи нефти и газа.

Устойчивость скважин тесно связана с геомеханическими характеристиками массива, его структурными особенностями и его исходным напряженным состоянием.

Деформации и оседания земной поверхности обнаруживаются чаще всего по достижении ими определенных опасных значений, а также по нарушениям подземных и поверхностных инженерных объектов, когда уже необходимо затратить значительные средства на восстановление поврежденных объектов. Начальные стадии этих процессов можно обнаружить только на основе специального маркшейдерско-геодезического мониторинга. Существующий опыт исследования и прогнозирования просядок земной поверхности свидетельствует о том, что сильные их проявления возможны в случае [5]:

- наличия аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и разработки продуктивных объектов без поддержания пластового давления;



- низких прочностных и деформационных характеристик резервуара;
- наличия высокой пористости пород-коллекторов (до 30÷40%);
- относительно небольшой глубины разрабатываемых залежей (до 2000 м);
- значительной суммарной мощности продуктивных отложений.

Для большей части месторождений скорость просадки составляет небольшие значения – один-два сантиметра в год, а накопленные значения просадок не превышают десятков сантиметров.

Однако зафиксированный диапазон оседаний поверхности при разработке углеводородов весьма велик – наблюдаются оседания от нескольких миллиметров до нескольких метров, и в связи с этим обстоятельством маркшейдерско-геодезический мониторинг и прогноз деформационных процессов при разработке месторождений углеводородов являются обязательной нормой цивилизованной эксплуатации природных ресурсов [5].

При извлечении углеводородного сырья или воды известны многочисленные случаи сейсмических явлений [4]. Механизмов данных явлений может быть несколько: выделение техногенной сейсмической энергии связано с высвобождением основной сейсмической энергии находящегося поблизости сейсмически активного региона (очага); диффузия напряжений, возбуждающих сейсмические события; локальная реакция типа гидроразрыва на закачивание жидкости; восстановление равновесия регионального масштаба, связанное с перемещением жидкости, активизация тектонически активных зон и нарушений.

Среди специалистов существуют разные мнения о возможности прогноза природных землетрясений, и эти мнения меняются со временем. Иногда преобладает крайний пессимизм, иногда – крайний оптимизм. Однако совершенно определенно можно сказать, что к началу XXI столетия ученые не решили эту фундаментальную для человечества проблему. Еще сложнее обстоит дело с прогнозом техногенных



землетрясений, которые пока еще представляют единичные явления, появившиеся в последние три десятилетия. Еще не выяснен механизм этих явлений, условия их возникновения, зависимость от природных и технологических факторов [6].

По всей вероятности, в обозримом будущем можно будет лишь ответить на вопрос: возможны ли техногенные сейсмические явления при разбуривании конкретного месторождения, и если да, то какой силы и какой из механизмов присутствует при наведении такой сейсмоактивности. Однако познав механизм данных явлений, можно проектировать превентивные меры, снижающие негативность их проявлений.

В процессе эксплуатации добывающих скважин, в результате образования воронки депрессии в прискважинной зоне пласта наблюдается значительное снижение пластового давления [1].

По мере работы добывающих скважин происходит расширение воронки депрессии, которая может охватывать значительные по площади участки залежи.

В результате этого пласт, особенно в прискважинной зоне, начинает испытывать дополнительную вертикальную нагрузку, приводящую к деформации полого пространства. При этом происходит как упругое, так и пластическое уменьшение емкостных и фильтрационных свойств пород.

Наличие необратимой деформации коллекторов обнаружено на многих месторождениях мира,

где в процессе их разработки наблюдалось значительное снижение, пластового давления.

При этом было выявлено, что значения необратимой деформации коллекторов определяются не только значением падения пластового давления, но также палеоглубиной залегания пласта, литологическим типом пород и длительностью воздействия дополнительных нагрузок на продуктивные отложения. На примере месторождения Западной Сибири установлено, что необратимая деформация коллекторов приводит не только к замедлению темпов отбора нефти, но и снижению нефтеотдачи пластов.

Проявление необратимой деформации коллекторов на месторождениях Западной Сибири, по мнению специалистов, привело к потере десятков миллионов тонн, извлекаемых запасов нефти.

Особую чувствительность к действующим нагрузкам испытывают коллекторы трещинного и трещинно-порового типов, которыми представлены глубокозалегающие продуктивные объекты.

Для них характерно сравнительно быстрое и равномерное снижение пластового давления при использовании редкой сетки разведочных скважин, непредсказуемая динамика обводненности скважин, существенно неравномерная продуктивность скважин.

Все эти явления связаны с механическими особенностями

поведения под нагрузкой трещиноватых пород-коллекторов.

К сожалению, на современном этапе проектирования вскрытия и разработки продуктивных объектов трещинно-поровых и даже чисто поровых коллекторов особенности их поведения под нагрузкой учитываются весьма слабо.

Особенности учета деформирования пористых консолидированных и тем более деформируемых трещиноватых сред практически не учитываются в гидродинамическом моделировании и создания технологических схем разработки месторождений. Устойчивость скважин при их строительстве и в процессе последующей эксплуатации – традиционная проблема механики горных пород. Точные аналитические решения механики горных пород не потеряли своей актуальности, но с появлением численных методов стали вытесняться из инженерной практики [2].

При большом разнообразии строения и свойств горных пород, которые пересекает ствол скважины в процессе ее проходки, последующего крепления и работы чрезвычайно трудно разработать модель, которая могла бы описать напряженно-деформированное состояние вскрытых разновидностей горных пород и использовать ее в качестве основы проекта.

Такая модель должна быть достаточно простой, чтобы разработанные на ее основе методы исследований устойчивости и разрушения горных пород можно было применять с уверенностью без чрезмерных затрат труда. В связи с этим одно из центральных мест в механике горных пород при разработке месторождений углеводородов занимает создание модели деформирования горного массива.

Создание модели деформирования горного массива применительно к разработке углеводородов является более сложной проблемой, чем решение аналогичной проблемы при разработке твердых полезных ископаемых, строительстве подземных сооружений или возведении высотных плотин. В данном случае исследователь если и проникает в недра Земли, то это проникновение определяется

всего лишь диаметром скважины. Все остальные возможности познания массива пород (геофизические и др.) несут косвенную, требующую умелой интерпретации, информацию. Дополнительные сложности вносят эффекты консолидации массива при его вскрытии и извлечении флюида, термические напряжения, а также чаще всего полная неопределенность с исходным полем напряжений.

Знание исходного тензора напряжений, его ориентации и величины имеет фундаментальное значение в нефтяной промышленности, так как этот параметр влияет на многие аспекты разведки и разработки углеводородов.

Достаточно отметить, что трещина гидроразрыва пласта (ГРП) растет в направлении наибольшего сжатия, следовательно, зная направление максимального главного напряжения, и тем более его значение, можно гораздо более эффективно проектировать и выполнять ГРП. Овальзация ствола скважины, ее разрушение являются также следствием действия высоких анизотропных напряжений.

Явления разрушения призабойной зоны, или пескопроявления, наносящие большой ущерб оборудованию нефте- и газопромыслов, также являются следствием действия природного поля напряжений, при этом, естественно, накладываются эффекты консолидации коллекторов, слабость их прочностных свойств.

Изучение физико-механических и компрессионных свойств продуктивных объектов – чрезвычайно сложный раздел механики горных пород. Как учесть при определении геомеханических параметров продуктивных объектов на образцах зерна, добываемого из скважин на глубинах 4 км и более, многочисленные эффекты, связанные с разгрузкой образца от действующих высоких, чаще всего анизотропных напряжений, анизотропию свойств самого образца, влияние высоких температур, насыщенность пористой среды и целый ряд еще не менее значимых проблем?

В связи с этим параметрическое обеспечение самых оригинальных численных моделей

деформирования горного массива чаще всего становится непреодолимой преградой при практической реализации этих моделей. В этих условиях исследователь вынужден использовать порой наиболее простые модели и подбирать входящие в них коэффициенты на основе эмпирических знаний.

Таким образом, одной из причин возникновения обвалов и гидроразрывов в процессе строительства скважин является исходное поле напряжений горной породы. Оно связано с неравномерными распределениями в пространстве скоростей тектонических движений и деформаций земной коры.

Анализ работ по определению условий устойчивости стенок скважины, в частности возникновения обвалообразований и гидроразрывов, показал перспективность дальнейших исследований в этом направлении. В свою очередь это ведет к необходимости экспериментального определения механических свойств горной породы.

Также следует отметить что определение направления максимального горизонтального напряжения на сегодняшний день осуществляется только путем проведения дополнительных геофизических исследований. Такой подход требует дополнительного вложения значительных средств. Следовательно, появляется необходимость в более дешевом и простом способе определения направления главного напряжения. ●

Литература

1. Каматов К.А., Подгорнов В.М. Факторы, влияющие на показатели работы долот PDC в перемежающихся по твердости горных породах при бурении наклонных и горизонтальных скважин в Тимано-Печорском регионе. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, №2, 2013.
2. Khaksar A. et al. Rock properties from core and logs: Where we stand and ways to go. // SPE Paper 121972.
3. Chang C. et al. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. // Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 51, issues 3–4, 2006.
4. Teale R. The Concept of Specific Energy in Rock Drilling. // International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, vol. 2, 1965.

KEY WORDS: drilling, well, inclined-oriented borehole, horizontal borehole, pressure, mode of drilling, the model of the drilling, bit.

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Анализ образования флюидопроводящих каналов в зацементированном пространстве скважин и мероприятия по обеспечению качественной крепи

КАЧЕСТВЕННОЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И РАЗОБЩЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЯВЛЯЕТСЯ УСЛОВИЕМ ДОЛГОВЕЧНОЙ БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ПОЯВЛЯЮЩИЕСЯ В НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕЖПЛАСТОВЫЕ ПЕРЕТОКИ И ЗАТРУБНЫЕ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ РЕЗУЛЬТАТОМ ФОРМИРОВАНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОГО ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА, ЧТО ОБУСЛОВЛЕНО РАЗЛИЧНЫМИ ПРИЧИНАМИ, ОСНОВНЫМИ ИЗ КОТОРЫХ МОЖНО СЧИТАТЬ НЕСООТВЕТСТВИЕ СВОЙСТВ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ЗАДАЧА ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ ВЕСЬМА АКТУАЛЬНУЮ ПРОБЛЕМУ

THE ACCURATE CEMENTING OF CASING STRINGS AND SEPARATION OF PRODUCTIVE STRATA IS A PREREQUISITE FOR LONG-LASTING TROUBLE-FREE WELL OPERATION. CROSS-FLOW BETWEEN BEDS AND ANNULUS GAS SHOWINGS EMERGING IN THE EARLY STAGES OF WELL OPERATION ARE THE RESULT OF THE FORMATION OF AN UNPRESSURIZED CEMENT SHEATH, THAT IS DUE TO VARIOUS REASONS, A DISCREPANCY OF PROPERTIES OF CEMENT SLURRIES USED AND TECHNIQUES OF THEIR USE BY GEOLOGY-TECHNICAL CONDITIONS CAN BE CONSIDERED THE MAIN OF THEM. THUS, THE TASK OF PROVIDING OF THE QUALITY INSULATION OF A CASING-FORMATION ANNULUS FOR CEMENTING WELLS CURRENTLY REPRESENTS A VERY TOPICAL ISSUE

Ключевые слова: цементирование скважины, заколонные флюидопрооявления, тампонажный раствор, герметичность крепи, аномально-высокое пластовое давление, химические реагенты.

Егорова Елена Валерьевна,
к.т.н. доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Института нефти и газа ФГОУ ВПО Астраханского государственного технического университета

Выборнова Татьяна Сергеевна,
ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Института нефти и газа ФГОУ ВПО Астраханского государственного технического университета

Миграция газа в заколонном пространстве (ЗП) или переток газа между отдельными пластами сразу же после закачки в скважину цементного раствора представляет собой очень серьезную проблему, особенно для скважин, вскрывающих пласты с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД), расположенных как на суше, так и в море.

Анализом и предотвращением причин возникновения заколонных флюидопрооявлений занимаются отечественные и зарубежные исследователи долгие годы. Авторы [1–7] подразделяют межколонные газопроявления на две группы. К первой группе отнесены межколонные газопроявления, обусловленные непосредственным поступлением газа из продуктивных горизонтов через цементное кольцо и зазоры между цементным камнем и стенками скважины и обсадных колонн. Ко второй группе отнесены межколонные газопроявления, связанные с негерметичностью обсадных колонн.

Наибольший интерес представляют вопросы, относящиеся к первой

группе, где основные факторы связаны с технологическими и физико-химическими процессами. Результаты исследований сводятся к следующему:

- темпы водоотдачи цементного раствора и его расширение в наибольшей степени влияют на снижение давления в цементном столбе;
- выход газа из пласта может начаться задолго до начала схватывания цемента, если цементный раствор имеет большую водоотдачу;
- сокращение объема цементного раствора за счет гидратации (контракция) происходит до начала схватывания цемента. Величина сокращения объема колеблется от 0,1 до 0,3%;
- снижение давления в столбе цементного раствора имеет место даже при отсутствии водоотдачи цементного раствора выше залегания газового пласта;
- расширяющиеся цементные составы, из которых может выделяться газ после окончания цементирования, могут

компенсировать снижение давления в столбе цементного раствора;

- свободная вода непосредственно не влияет на утечки газа;
- товарные цементы, которые расширяются после начала схватывания, не предотвращают утечки газа.

Исследования, проведенные техасским университетом и фирмой «Экссон», показали, что миграция газа в ЗП при цементировании скважины обуславливается снижением гидростатического давления столба тампонажного раствора во время начального периода его затвердевания [8].

Анализ существующих представлений показывает, что наиболее обоснованной действующей силой флюидопрооявления следует считать градиент давления, возникающий в период освоения и эксплуатации скважин за счет депрессии на непродуктивное насыщение флюидами пластов. Представления о путях продвижения пластового флюида связываются с наиболее слабыми участками в ЗП, сопротивление которых недостаточно для предотвращения движения флюидов и с выявлением причин формирования таких участков.

В настоящее время основными причинами формирования флюидопроводящих каналов в структуре твердеющего тампонажного раствора в начальный период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) называют процесс седиментации и напорное воздействие пластового флюида.

Совпадение характерных зон седиментации и изменения проницаемости говорит об определяющей роли осаждения твердых частиц в процессе повышения проницаемости цементного раствора (камня). Убедительным аргументом в пользу этого вывода служат исследования, выявляющие влияние времени седиментационных процессов на проницаемость цементного камня (рисунок 1). Экспериментами доказана возможность формирования сплошных каналов в цементном камне при использовании седиментационно

РИС. 1. Влияние времени седиментации на проницаемость цементного камня

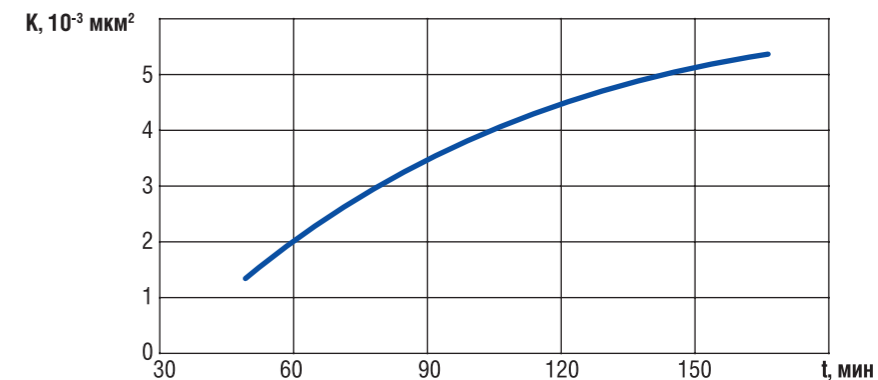
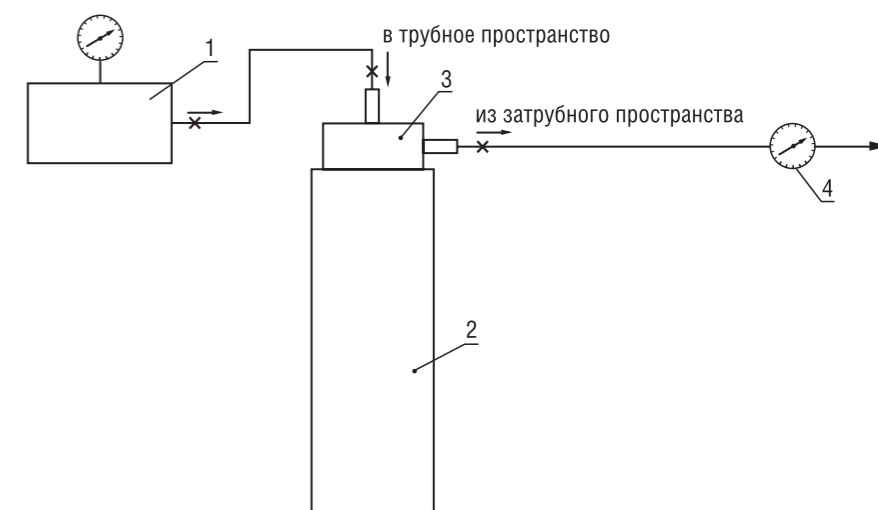


РИС. 1. Схема установки для изучения образования флюидопроводящих каналов в тампонажном растворе



неустойчивых тампонажных растворов. Полученные данные подтверждают промышленными наблюдениями.

Исследовано влияние состояния поверхности стенок скважины и колонны на образование флюидопроводящих каналов. Вопрос изучался на специальной установке, имитирующей скважинные условия. Установка для определения пути движения газа по заколонному пространству через незатвердевший цементный раствор (рисунок 2) состоит из компрессора (1), модели обсаженной скважины (2), колонной головки (3) и манометра (4).

Установлено следующее:

- степень взаимодействия седиментирующего тела с вмещающей средой снижается с уменьшением шероховатости поверхности среды;
- вес твердой составляющей раствора при запуске в большей степени передается на ту поверхность, с которой она

больше взаимодействует при седиментации;

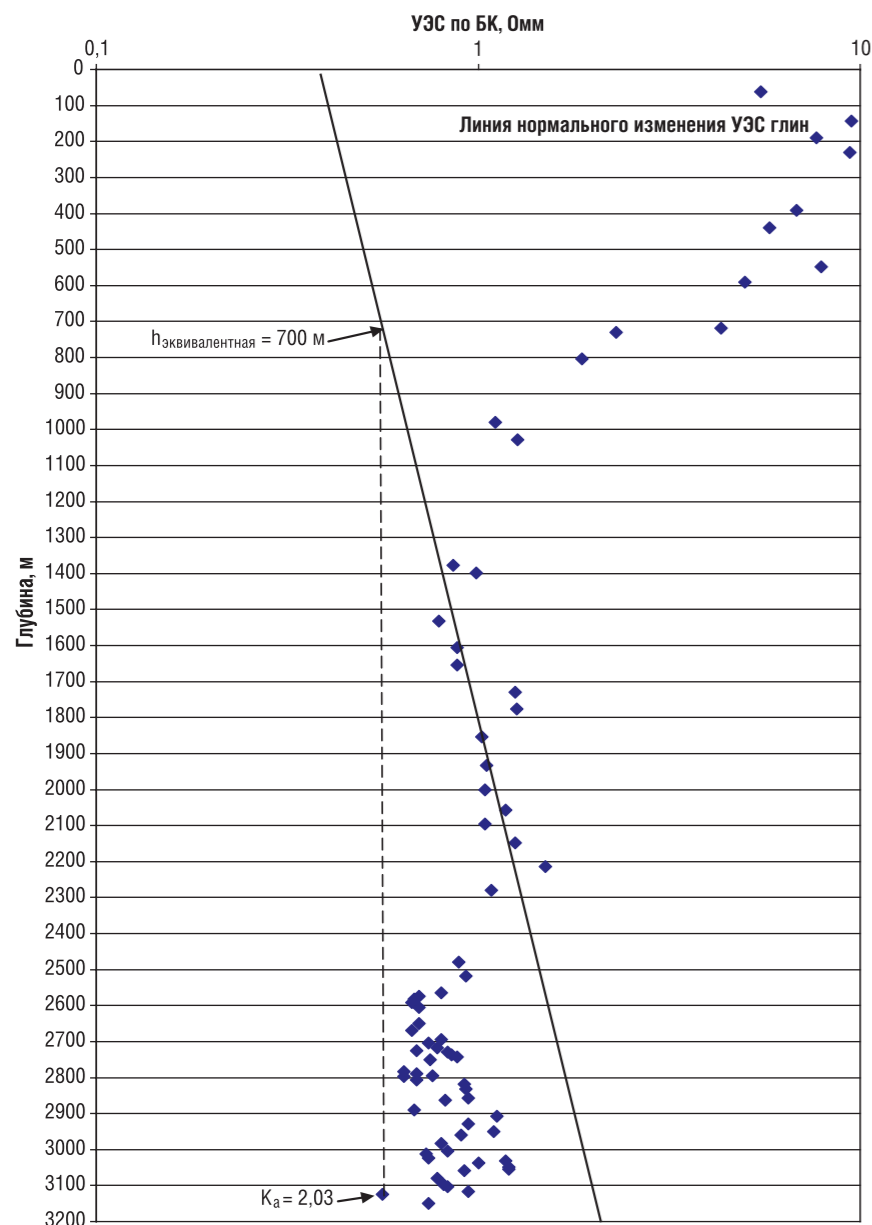
- зависание данного вида раствора происходит тем раньше, чем в большей степени на контактных поверхностях проявляются структурно-механические свойства скелетной решетки.

Проведенная научно-исследовательская работа нашла применение при разработке предложений по предупреждению некачественного крепления наклонно-направленных скважин одного из газовых месторождений Краснодарского края. Разрез скважин имеет особенности, свойственные разрезам месторождений с АВПД:

- в нижней зоне имеется залежь, приуроченная к поровым коллекторам с АВПД;
- средняя зона представляет собой мощную (тысячи метров) толщу-покрышку, сложенную глинами с маломощными, имеющими

УДК 622.245.428/48:622.257.122

РИС. 3. Пример выделения зон АВГПД по данным бокового каротажа в наклонно-направленной скважине рассматриваемого месторождения



небольшое простираение, прослоями песчаников и алевролитов;

- верхняя зона сложена чередованием коллекторов и неколлекторов, она доступна для бокового и нисходящего движения вод; для этой зоны характерны нормальные давления флюидов.

Пример выделения зон АВГПД по данным бокового каротажа в скважине данного месторождения приведен на рисунке 3.

На основании анализа промысловых материалов сделан следующий вывод: причиной некачественного цементирования эксплуатационной колонны в

скважине с появлением после ОЗЦ заколонных перетоков является геологический фактор, а именно: пересечение скважиной пласта, относящегося к линзовидному нефтегазоводонасыщенному телу с экстремальным градиентом порового давления, что не было учтено при цементировании скважины. Это привело к образованию флюидопроводящих каналов в цементном камне из-за несоответствия параметров применяемого тампонажного раствора требуемому значению.

Анализ тампонажного раствора для цементирования эксплуатационной колонны в данной скважине с учетом горно-геологических условий

показал возможные изменения самого процесса формирования цементного камня в заколонном пространстве. Произшедшие в цементном камне в результате этого изменения могут быть оценены как влияние геологических и физико-химических факторов на качество крепи скважины.

Физико-химические факторы: седиментационное каналообразование; суффозия; высокая водоотдача цементного раствора; наличие глинистой корки в зоне контакта с тампонажным раствором; коагуляция тампонажных растворов в результате применения для их обработки химически несовместимых реагентов; повышенная проницаемость цементного камня; коррозия при воздействии агрессивных пластовых флюидов или пластовых вод не имеют места за исключением возможного проявления контракционного эффекта при твердении тампонажного раствора с образованием пристенного слоя воды в зоне контакта «колонна – цементный камень».

Кроме того, на образование заколонных проявлений влияет содержание газа в буровом растворе.

Особенностью технологии цементирования в геолого-технических условиях скважин данной площади являются повышенные требования к соблюдению программы цементирования, выдерживанию необходимых технологических свойств тампонажного раствора в интервале открытого ствола и в межколонном пространстве. При кратковременности процесса цементирования кажущиеся незначительными отклонения режимов наземных и внутрискважинных работ от рекомендуемых могут оказать отрицательное влияние на качество цементирования скважин.

Для предотвращения заколонных перетоков и улучшения качества крепления эксплуатационной колонны рекомендуется выполнение следующих мероприятий в период цементирования:

1. Буровой раствор дегазировать по всему объему, в течение 1,5 циклов циркуляции контролировать соответствие параметров раствора проектным.



2. В технологическую оснастку эксплуатационной колонны включить центраторы и турбулизаторы.

3. Провести цементирование эксплуатационной колонны в одну ступень путем порционной закачки двух пачек тампонажного раствора.

4. В целях устранения контракционного эффекта применяемый для цементирования эксплуатационной колонны тампонажный материал типа ЦТТУ I-160 может быть модифицирован введением расширяющей добавки на основе оксида магния. Ее количество определяется экспериментально с учетом термобарических условий скважины.

5. Использованный цемент и реагенты для обработки тампонажного раствора по термостойкости должны соответствовать условиям цементирования эксплуатационной колонны. Для обработки тампонажного раствора использованы реагенты: понизитель фильтрации и регулятор реологических свойств, пластификатор, замедлитель сроков схватывания, термостабилизатор, пеногаситель.

6. При подборе рецептур тампонажных растворов, исходить из того, что они должны обладать рядом специфических свойств:

- контракционный эффект тампонажного раствора при затвердении его в камень должен быть пониженным;

- седиментационная устойчивость тампонажных растворов должна быть высокой;

- водоотстой не должен превышать 1–1,5%, а материалы, используемые для приготовления тампонажного раствора, должны давать однородные по плотности смеси;

- сроки схватывания тампонажных растворов следует подбирать, исходя из сроков начала загустевания смесей при забойных динамических температурных условиях и давлениях; время загустевания должно на 25% превышать время, необходимое для проведения всей операции цементирования, но не более чем на 30–40 мин;
- тампонажные растворы должны иметь повышенные реологические характеристики (максимально допустимую динамическую вязкость и статическое напряжение сдвига), обеспечивающие, однако, успешное их транспортирование в интервал цементирования;

- водоотдача тампонажного раствора, особенно в случае очистки стенок скважины от глинистой корки, должна быть минимальной в конкретных условиях применения;

- при выборе тампонажных материалов и реагентов предпочтение отдается тем, которые обеспечивают необходимое время между началом и концом схватывания;
- химические реагенты для обработки тампонажных

растворов следует выбирать также из условия максимальной вязкости жидкости затворения, плотность воды затворения желательнее иметь повышенную, для чего рекомендуется растворять в ней поваренную или другие соли.

Таким образом, качество крепления скважин определяется как комплексом технологических мероприятий в процессе цементирования, так и физико-химическими свойствами применяемых буровых и тампонажных растворов. Несовпадение указанных факторов горно-геологическим условиям скважин приводит к разного рода осложнениям, наиболее существенным из которых в плане обеспечения надежного изоляционного комплекса скважины являются заколонные флюидопроявления.

Предложенные в данной работе мероприятия могут быть применены при креплении скважин на месторождениях и ПХГ с учетом индивидуальной проработки в соответствии с конкретными горно-геологическими условиями. ●

Литература

1. Булатов А.И. Газопроявления в скважинах и борьба с ними [Текст] / А.И. Булатов, В.И. Рябенко, И.Я. Сибирко [и др.]. – М.: Недра, 2009. – С. 63 – 144.
2. Егорова Е.В. Возможности математического моделирования механизмов миграции газа в заколонном пространстве нефтяных и газовых скважин [Текст] / НТЖ Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – № 3 (54).
3. Малеванский, В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними [Текст] / В.Д. Малеванский. – М.: Гостехиздат, 1993. – С. 148.
4. Линевский А.А. К вопросу борьбы с обводнением скважин [Текст] / А.А. Линевский // Азерб. нефтяное хозяйство. – Баку, 1990. № 4. – С. 12.
5. Мариампольский Н.А. Промывка и разобщение пластов в глубоких скважинах [Текст] / Н.А. Мариампольский, В.М. Муняев. – М.: Гостехиздат, 1992. – С. 124.
6. Булатов А.И. О природе межтрубных газо-, водо- и нефтепроявлений [Текст] / А.И. Булатов // Газовая промышленность. – М., – 2003. – № 12. – С. 24.
7. Мамаджанов У.Д. Затрубные проявления газа [Текст] / У.Д. Мамаджанов, В.Е. Халфин // Нефтяное хозяйство. – М., – 1996. – № 9. – С. 22.
8. Левайн Д.К. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины [Текст] / Д.К. Левайн, Э.У. Томас, Х.П. Безнер [и др.] // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – М., 2008. – № 10. – С. 8 – 17.

KEY WORDS: well cementing, behind-floodproofing, cement slurry, leak-proof lining, abnormally high formation pressure, chemical reagents.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НИТРАТА КАЛЬЦИЯ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВЛИЯНИЕ НИТРАТА КАЛЬЦИЯ НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА. ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ (РЕОЛОГИЯ, ВОДОУДЕЛЕНИЕ, ВРЕМЯ ЗАГУСТЕВАНИЯ ЦЕМЕНТА, ПРОЧНОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ), КОТОРЫЕ ПОКАЗАЛИ, ЧТО НИТРАТ КАЛЬЦИЯ МОЖНО ПРИМЕНЯТЬ В КАЧЕСТВЕ ДОБАВКИ-УСКОРИТЕЛЯ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

THE ARTICLE EXAMINES THE IMPACT OF CALCIUM NITRATE ON THE PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES OF OIL-WELL CEMENT. THE RESULTS OF LABORATORY TESTS (RHEOLOGY, WATER SEPARATION, CEMENT THICKENING TIME, STRENGTH CHARACTERISTICS OF CEMENT PASTE) ARE GIVEN, THEY SHOW THAT CALCIUM NITRATE CAN BE USED AS AN ADDITIVE – AN ACCELERATOR – FOR THE WELL CEMENTING

Ключевые слова: нитрат кальция, тампонажный цемент, цементирование, хлорид кальция, ускорители твердения, физико-механические свойства тампонажного раствора и тампонажного камня.

Кристина Олеговна Мешкова,
кафедра бурения нефтяных и газовых скважин,
Сибирский федеральный университет

Цементирование – один из самых сложных и ответственных этапов при строительстве скважин, ведь от качества цементного камня зависит состояние скважины: долговечность ее эксплуатации, исключение межколонных перетоков, снижение коррозии цемента и, как следствие, снижение коррозии обсадных труб. Тампонирующее может осуществляться в самых различных условиях (глубина скважины, климат, осложнения и прочее). Поэтому для регулирования свойств цементного раствора используют различные добавки.

Самое большое потребление цемента (рис. 1) приходится на строительную промышленность,

далее на строительство мостов, дорог и только потом на нефтегазовую отрасль, а именно на строительство скважин и платформ. Исходя из этого, можно с уверенностью сказать, что все добавки для улучшения качества цемента (прочностные характеристики, время загустевания, коррозионная устойчивость и прочее) первоначально проектируются и исследуются для строительных цементов и только потом «копируются» и подбираются для цементов других отраслей, в частности для нефтегазовой. Следовательно, подбирая добавки для тампонажных цементов, следует сначала изучить спектр добавок для строительных.

Целью данной работы является исследование влияния на физико-механические свойства тампонажного цемента нитрата кальция по стандарту API [15] и сравнение с наиболее часто применяемым ускорителем твердения – хлоридом кальция.

Методика исследований

Исследования проводились в лаборатории цементных растворов «Schlumberger», расположенной на территории Сибирского федерального университета. Физико-механические свойства изучались в соответствии со стандартами API-10A и 10B [15].

Тампонажные цементы марок ПТЦ-50 и ПТЦ-100 с добавками

затворяли на водопроводной воде. В качестве добавок применяли оксид, хлорид и нитрат кальция.

Для проведения экспериментальных исследований применяли оборудование фирмы «Chandler Engineering» (США): миксер постоянной скорости (модель 3260), термобарический консистометр (модель 7322), цифровой тестер определения прочности на сжатие (модель 4207D), ротационный вискозиметр (модель 3530).

Цементные растворы приготавливали по следующей технологической схеме: на электронных весах взвешивали цемент, добавки и воду; затем с помощью миксера перемешивали исходный раствор в течение 50 секунд (по стандарту API-10A) при частоте вращения вала 12 000 об/мин; измеряли реологические параметры раствора после конденсирования в течение 30 мин.

Для определения времени загустевания заливали полученную смесь в ячейки и устанавливали в термобарический консистометр (для облегченных цементов: температура 41 °С; циркуляционная 15 °С; давление 22,3 МПа; для утяжеленных: температура 3 °С; циркуляционная 15 °С; давление 8,4 МПа).

Для определения водоудаления полученный цементный раствор конденсировали в течение 30 мин, затем заливали в стеклянную колбу объемом 300 мл и устанавливали в охлаждающую камеру на 2 часа [15], после этого замеряли выделившуюся на поверхности воду в мл и рассчитывали процентное отношение воды к цементному раствору.

Для определения прочности на сжатие изготавливали кубики 5×5 см путем заполнения стандартных форм приготовленным и проконденсированным в течение 30 мин цементным раствором. Затем формы погружали в воду и выдерживали при температуре 3 °С в течение 24 часов, далее извлекали кубики и на 45 мин погружали в воду комнатной температуры. После истечения этого срока кубики извлекали, удаляли излишки воды с поверхности, замеряли длину и ширину каждого кубика (должна быть не меньше 5×5 см по стандарту API-10A) и с помощью цифрового тестера определяли прочность на сжатие.

Теоретические основы

Современный ритм жизни, а также экономические условия, при которых совершаются работы в строительной индустрии, сегодня требуют улучшения качества и при этом высокой скорости выполнения этих работ. В некоторых случаях необходимо получать бетон с достаточно высокой прочностью на ранних стадиях.

Для получения такого бетона использовались различного рода добавки-ускорители. Хлорид кальция в этой индустрии был наиболее часто применяемой добавкой. Однако, как показала практика, присутствие хлора ускоряет процесс коррозии металлических стержней, контактирующих непосредственно с бетоном. Вследствие чего ухудшается качество бетона и безопасность таких конструкций. Поэтому возникла необходимость в проведении исследований и испытаний цементных растворов с добавками, в составе которых нет хлора.

В нефтегазовой отрасли существуют такие же проблемы, как и в строительной индустрии, – это усадка цемента, трещинообразование, коррозия (обсадных труб). Основной причиной потери герметичности обсадных колонн является коррозия по наружной поверхности (рис. 2), интенсивность которой определяется наличием и качеством цементного камня за эксплуатационными колоннами.

РИС. 2. Наружная коррозия обсадных труб



Высокая скорость коррозионного разрушения обсадных колонн обусловлена наличием в тампонажном растворе хлористых добавок [1].

В промышленных условиях уменьшение потерь от коррозии может быть достигнуто при помощи введения

в агрессивную среду специальных веществ, которые вызывают значительное снижение скорости коррозионного процесса [2]. Такие вещества называются замедлителями или ингибиторами коррозии. Таким образом, при цементировании скважин также следует обратить внимание на безхлористые добавки-ускорители, которые не будут вызывать коррозию обсадных труб.

Так Додсон в работах [3, 4] установил, что нитрат кальция можно применять в качестве добавки-ускорителя, а также выявил, что он помимо хороших прочностных показателей еще может выступать как замедлитель коррозии у металла, контактирующего с цементом.

Далее Джатнес и Найгаард [5–8] установили, что нитрат кальция достаточно эффективен при низких температурах, а эффективность добавки зависит от качества и состава цемента. Как оказалось, с увеличением содержания белита в цементе, эффективность нитрата кальция повышается.

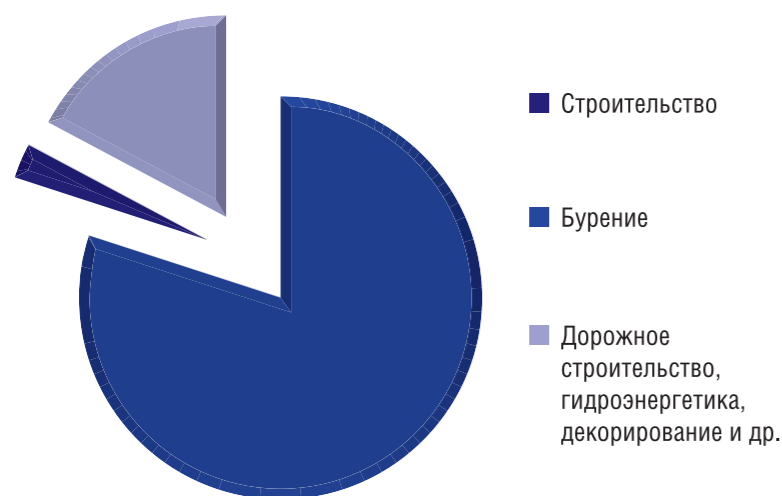
В 2003 г. Польский исследовательский институт дорожного и мостового строительства, а затем в 2006 г. и лабораторный центр ООО «Россия» подтвердили нитрат кальция как противоморозную добавку [9, 10].

Доктором Гарольдом Джатнесом [11] были проведены исследования, в результате которых он обнаружил, что нитрат кальция также может выступать в качестве замедлителя коррозии арматурных стержней в бетоне. Он сравнил действие нитрата кальция с наиболее часто применяемым ингибитором – нитритом кальция. Было сделано заключение, что нитрат кальция, по крайней мере, такой же эффективный ингибитор, как и нитрит кальция, но, помимо этого, он является более дешевым и менее вредным [12].

Анализ представленных работ показал, что необходимо провести исследования влияния нитрата кальция на физико-механические свойства тампонажного цемента для проведения цементирования нефтяных и газовых скважин.

В 2012 г. на базе Красноярского машиностроительного завода были проведены исследования по получению комплексных нитратных солей путем переработки отходов

РИС. 1. Потребление цемента в промышленности



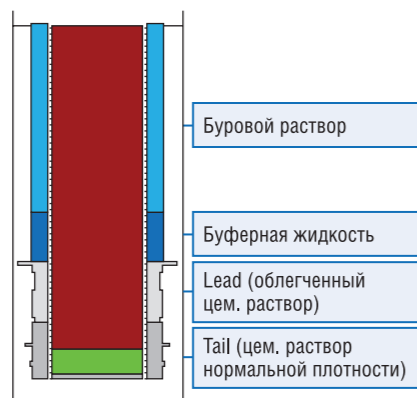
нефелинового шлама азотной кислотой [13], а в 2013 г. проведены лабораторные исследования по применению двух полученных добавок НКШ-1 и ТНК-1 для строительных и тампонажных цементов [14]. Было выявлено, что добавка НКШ-1 более технологична, способствует саморазогреву цементного раствора, благодаря чему подходит для использования в качестве противоморозной добавки.

Результаты лабораторных исследований и обсуждение

Цементирование скважин осуществляется в два этапа: закачивание облегченного и утяжеленного цементных растворов (рис. 3).

Поэтому исследования проводились для обоих и соответственно при использовании различных цементов: ПТЦ-50 и ПТЦ-100. Для сравнения были выбраны две добавки: хлорид кальция и нитрат кальция в количестве 1,5–2,5% для облегченного и 2–4% для утяжеленного цементных растворов, исходя из требований Заказчика для цементирования скважин на Сузунском месторождении [16].

РИС. 3. Последовательность закачивания цементного раствора в скважину



для утяжеленного цементных растворов, исходя из требований Заказчика для цементирования скважин на Сузунском месторождении [16].

По результатам исследований облегченного цемента видно, что Ca(NO₃)₂ соответствует стандарту, а также техническому решению по реологическим параметрам при использовании цемента ПТЦ-100 при концентрации добавки 1,5

и 2,5%, по отделению свободной воды (как для ПТЦ-100, так и для ПТЦ-50), а также по прочностным показателям при концентрации 1,5% (как для ПТЦ-100, так и для ПТЦ-50). Время загустевания не соответствует требуемым параметрам.

По результатам исследований утяжеленного цемента видно, что Ca(NO₃)₂ соответствует стандарту, а также техническому решению по реологическим параметрам при совместном использовании расширяющей добавки CaO (известь) и при концентрациях нитрата кальция 2–4%, по отделению свободной воды для всех концентраций, а также по прочностным показателям. Параметру время загустевания соответствуют только растворы при концентрации нитрата кальция 3 и 4% для 70 и 100 (Берден) соответственно.

Заключение

Анализ выполненных исследований позволяет сделать следующие выводы:

ТАБЛИЦА 1. Результаты испытаний облегченного цемента

Тип добавки в растворе	CaCl2_1,5% ПТЦ-50	CaCl2_1,5% ПТЦ-100	CaCl2_2,5% ПТЦ-100	Ca(NO3)2_1,5% ПТЦ-50	Ca(NO3)2_1,5% ПТЦ-100	Ca(NO3)2_2,5% ПТЦ-100
Реология после перемешивания						
Pv(cP)/Ty (lbf/100ft2)	19,5/67,5	12/47	6/43	3/71	13,5/43,5	4,5/47,5
Реология после кондиционирования						
300	82	57	63	74	70	57
200	78	51	57	69	64	51
100	71	44	50	62	57	45
60	69	41	47	60	54	43
30	66	39	44	57	52	41
6	49	34	35	44	43	34
3	32	22	23	24	22	24
10 сек. гель	35	24	23	30	28	30
10 мин. гель (< 60)	49	41	34	41	49	40
Pv (cP) (15-35)	16,5	19,5	19,5	12	19,5	18
Ty (10-25Па)	31	18	20,8	29,7	24	18,7
Время загустевания						
40 Вс, ч:мин. (6:00)	6:30	7:26	7:26	8:36	10:04	9:02
70 Вс, ч:мин. (7:30)	8:12	8:57	9:15	9:34	12:27	10:46
100 Вс, ч:мин. (9:00)	9:24	10:32	11:08	11:29	16:09	13:12
Водоотделение						
Свободная вода, % (0,8)	0,15	0,3	0,1	0,1	0,09	0,09
Прочность на сжатие						
24 часа, МПа (0,8)	0,96	0,62	0,3	1,07	0,78	0,62

ТАБЛИЦА 2. Результаты испытаний утяжеленного цемента

Тип добавки в растворе	CaO_5%_Ca(NO3)2'_2%	CaO_5%_Ca(NO3)2_2%	CaO_5%_Ca(NO3)2_3%	CaO_5%_Ca(NO3)2_4%	CaO_5%_CaCl2_3%	CaO_5%_CaCl2_1%	CaO_5%_CaCl2_2%
Реология после перемешивания							
Pv (cP)/Ty (lbf/100ft2)	15/18	15/14	17/13	19/15	20/39	18/17	19/17
Реология после кондиционирования							
300	45	62	65	89	60	40	50
200	39,5	51,5	56	74,5	52	34,5	42,5
100	31	39	45	59,5	45	28	35,5
60	27	33,5	39,5	52	42,5	25,5	32,5
30	23,5	27,5	34,5	45	39	22,5	30
6	18	20	24,5	27,5	25	16,5	24
3	15	15	19	18,5	18,5	12,5	18
10 сек. гель	16	17	20	19	22	18	22
10 мин. гель (ниже 60)	23	24	47	40	190	22	75
Pv (cP) (35-100)	24,32	37,85	33,74	47,88	25,53	19,19	21,94
Ty (8-30 Па)	10,52Па	12,08	15,56	20,1	17,92	10,21	13,41
Время загустевания							
40 Вс, ч:мин. (4:30)	3:40	2:59	1:41	0:00	2:45	5:51	2:43
70 Вс, ч:мин. (5:30)	7:18	4:32	5:13	3:52	4:30	9:31	5:46
100 Вс, ч:мин. (6:30)	11:16	7:58	14:01	6:29	5:37	12:00	7:15
Водоотделение							
Свободная вода, (0,8%)	0,52	0	0	0	0	1,2	0
Прочность на сжатие							
24 часа, МПа (≥4)	3,38	4,54	6,43	10,11	15,14	7,15	12,48
Ca(NO3)2' – нитрат кальция строительный (другой марки) * В качестве вяжущей основы использован тампонажный цемент ПТЦ-100							

1. Нитрат кальция может быть использован в качестве добавки–ускорителя при тампонировании скважин, как для облегченного, так и для утяжеленного цементов.
2. Нитрат кальция интенсивно снижает водоотделение практически до нулевого уровня при любых концентрациях добавки.
3. Подходит по реологическим и прочностным показателям.
4. Также отмечено положительное влияние нитрата кальция при совместном использовании расширяющей добавки CaO.

Для более полного представления о действии нитрата кальция на свойства цементного раствора и цементного камня, а также использования этой добавки на практике тампонирования скважин следует изучить прочностные характеристики при более долгих сроках твердения, склонность к высолообразованию, тепловыделение и пр. ●

Литература

1. Агзамов Ф. А., Измухамбетов Б. С. «Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах». СПб.: Недра, 2005. 318 с.
2. Авдеевко А.П., Поляков А.Е. «Коррозия и защита металлов: Краткий курс лекций». – Краматорск: ДГМА, 2003. – 104 с.
3. Додсон. Бетонная смесь. Нью-Йорк: В.Н. Рейнхольд:1990.
4. Ангстадт, Херли. Патент США № 3427175, февраль 11, 1969.
5. Джастнес. Доклад СТП F93013. SINTEF конструкций и бетона. Норвегия: Трондхейм; 1993.
6. Джастнес, Найгаард «Влияние нитрата кальция на связывающую способность цемента и скорость индуцированной коррозии при использовании в строительных растворах». Труды международной конференции по проблемам коррозии и защиты от коррозии стали в бетоне. Великобритания: Шеффилд; 1994. с. 491–502.
7. Джастнес, Найгаард «Технический нитрат кальция в качестве ускорителя схватывания для цемента при низких температурах». Cement Concr Res 1995;25(8): 1766-74.
8. Джастнес: «Объяснение долгосрочной прочности на сжатие бетона при использовании нитрата кальция», Труды 11-го Международного конгресса по химии цемента (ICCC), 11–16 мая 2003 года, Дурбан, Южная Африка, с. 475–484.
9. Нитрат кальция NitCal – комплексная добавка для бетонов Дата: 31.10.2008 «Вестник строительного комплекса» № 59.
10. http://www.bhz.kosnet.ru/Rus/Prod/Tech/PDF/06_HK.pdf.
11. Джастнес: «Ингибиторы коррозии для бетона», Труды Международного симпозиума по прочности бетона I памяти профессора доктора Раймундо, Ривера, 12–13 мая 2005, Монтеррей, Н.Л. Мексика, с. 179–199.
12. Исследования Цемента и Бетона, «NITCAL - комплексная добавка в бетоны» // ООО Элсивер Сайенс. – Норвегия, 1995.
13. Научно-технический отчет: «Разработка технологических параметров процессов промышленного комплекса утилизации некондиционных окислителей ракетного топлива и получения активных комплексных нитратных солей для растворов бурения нефтегазовых скважин и добавок в бетон» // Открытое акционерное общество «Красноярский машиностроительный завод» – Химзавод – фил. ОАО «Красмаш», 2012 г.
14. Неверов А.Л., Вертопрахова Л.А., Баталина Л.С., Минеев А.В. «Исследования влияния добавок комплексных нитратных солей на свойства общестроительного и тампонажного цемента». Журнал «Инженерная геология», 2013, с. 64–71.
15. Стандарт API-10A и 10B.
16. Положение АО «Ванкорнефть» по креплению скважин.

KEY WORDS: calcium nitrate, oil-well cement, cementation, calcium chloride, accelerators, physical and mechanical properties of cement slurry and cement stone.

ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИЯ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

по данным полевых исследований
и трехмерного численного
моделирования

Ельцов Игорь Николаевич,
доктор технических наук, профессор
заместитель директора по научной работе
заведующий лабораторией электромагнитных полей
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

Оленченко Владимир Владимирович,
к.г.-м.н., завлаб
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

Фаге Алексей Николаевич,
аспирант, научный сотрудник
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

ГАЗПРОМ НАЧАЛ ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ В 2012 Г. ОДНАКО, ПО МНЕНИЮ СИБИРСКИХ УЧЕНЫХ, ВНЕШНИЕ ПРИРОДНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ СОЗДАЮТ РАЗЛИЧНЫЕ ОПАСНОСТИ ДЛЯ СТРОЯЩИХСЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ. ДЛЯ ТОГО ЧТОБЫ ОЦЕНИТЬ ОПАСНОСТИ И БОЛЕЕ ПОДРОБНО РАССМОТРЕТЬ ЭКЗОГЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ НА БОВАНЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, КОМАНДА ГЕОФИЗИКОВ ИЗ ИНСТИТУТА НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ ТРОФИМУКА СО РАН ИЗУЧИЛА ТЕРРИТОРИЮ ЯМАЛА

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЛЕВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОДОБЫЧИ И ПРИ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ В ЦИРКУМПОЛЯРНОМ РЕГИОНЕ. ПОКАЗАНЫ ВОЗМОЖНОСТИ ОБЪЕМНОЙ ВИЗУАЛИЗАЦИИ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЕХНОГЕННОГО ТАЛИКА, ОБРАЗОВАННОГО ВДОЛЬ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА. АКЦЕНТИРОВАНО ВНИМАНИЕ НА НЕОДНОЗНАЧНОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПОЛЕВЫХ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ В ПРИСУТСТВИИ ТРЕХМЕРНО НЕОДНОРОДНЫХ СРЕД, КОНТРАСТНЫХ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ. ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ ВЕРИФИЦИРОВАНИЯ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, ПОЛУЧЕННЫХ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ, ЧИСЛЕННЫМ МОДЕЛИРОВАНИЕМ

GAZPROM STARTED THE COMMERCIAL DEVELOPMENT OF THE BOVANENKOVO GAS FIELD IN 2012. HOWEVER, ACCORDING TO THE SIBERIAN SCIENTISTS, EXTERNAL NATURAL EFFECTS CONSTITUTE DIFFERENT HAZARDS TO THE ENGINEERING STRUCTURES UNDER CONSTRUCTION. IN ORDER TO ASSESS THE HAZARDS AND TO EXAMINE EXOGENOUS PROCESSES AT THE BOVANENKOVO GAS FIELD IN FURTHER DETAILS, A TEAM OF GEOPHYSICISTS FROM TROFIMUK INSTITUTE OF PETROLEUM GEOLOGY AND GEOPHYSICS SB RAS STUDIED THE TERRITORY OF THE YAMAL PENINSULA.

THIS PAPER PRESENTS SOME OF THE RESULTS OF FIELD STUDIES USING THE ELECTRON TOMOGRAPHY TECHNIQUE AT THE GAS PRODUCTION FACILITIES AND DURING PERMAFROST RESEARCHES IN THE CIRCUMPOLAR REGION. THE PROSPECTS OF THE VOLUME RENDERING OF THE GEOELECTRIC MODEL OF THE TECHNOGENIC TALIK FORMED ALONG AN UNDERGROUND PIPELINE HAVE BEEN SHOWN. THE AMBIGUITY OF THE INTERPRETATION OF FIELD DATA OBTAINED IN THE PRESENCE OF THREE-DIMENSIONAL INHOMOGENEOUS MEDIA THAT HAVE CONTRAST ELECTRICAL PROPERTIES HAS BEEN POINTED UP. THE NECESSITY OF THE VERIFICATION OF THE GEOELECTRIC MODELS OBTAINED IN THE FIELD THROUGH THE NUMERICAL SIMULATION HAS BEEN PROVED

Ключевые слова: электротомография, полевые исследования, Ямал, Бованенковское месторождение, Газпромнефть Надым, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН.

В настоящее время освоение арктического региона сопровождается большим объемом инженерных изысканий, а прогрессирующее потепление климата и связанные с этим процессы в криолитозоне привлекают внимание ученых разных научно-технических направлений. Геофизические исследования играют важную роль как при инженерных изысканиях на мерзлоте, так и при геокриологических и геозоологических исследованиях.

Проблема деградации многолетнемерзлых пород под воздействием глобального потепления и антропогенных факторов является актуальной для регионов Крайнего Севера [Ершов, 1997]. Влияние человека на криолитозону чаще всего происходит через жилищно-коммунальную инфраструктуру и производственную деятельность [Фаге, и др., 2017; Ибрагимов и др., 2016; Сергеев, 2015 и др.]. При этом производственная деятельность в Арктическом регионе в настоящий момент развивается очень высокими темпами: строятся новые объекты (морские порты, аэропорты, железные дороги, газопроводы), осваиваются месторождения с возведением всех сопутствующих сооружений. В условиях гонки за ресурсами легко забыть о том, что Арктическая зона, несмотря на свою суровость – чрезвычайно хрупкий и уязвимый мир, в котором действуют свои правила взаимодействия человека с природой

ФАКТЫ

2012 г.

началась промышленная
разработка
Бованенковского НГКМ

и отношение к экологическим аспектам техногенной деятельности должно быть особенным. В этой связи, во-первых, актуальным является использование эффективных методов контроля состояния многолетнемерзлых пород, а во-вторых, эти методы в свою очередь должны быть экологичными. Такими методами являются геофизические методы. В данной работе мы поделимся своим опытом исследований и программно-методическими разработками на двух территориях Российской Арктики – это полуостров Ямал в западном секторе и остров Самойловский (в дельте р. Лена) на северо-востоке.

Круг основных задач, возникающих при исследовании многолетнемерзлых толщ, определен в нормативной документации [Рекомендации по геокриологической ..., 1987; Рекомендации по геофизическим..., 1984; Боголюбов, 1987; СП-11-105-97-IV, 2004].

Таковыми задачами являются расчленение разрезов по литологии, выделение линз мерзлых пород или таликов в мерзлых толщах, определение глубины сезонного протаивания, мощности многолетнемерзлой толщи и пластовых льдов, картирование жильных льдов, криопэггов.

Как правило, ведущими методами в геофизике криолитозоны являются электроразведочные методы, что обусловлено их высокой информативностью, мобильностью и относительно невысокой стоимостью [Зыков, 2007]. Среди электроразведочных методов для решения геокриологических задач наиболее часто применяется группа методов сопротивления, в меньшей степени – электромагнитные зондирование и профилирование во временной и частотной областях и совсем редко – методы электрохимической поляризации. В последнее время стал стремительно развиваться метод георадиолокации (ГРЛ), занимая определенную нишу в мерзлотных исследованиях [Зыков, 2007, Kneisel et al., 2007].

В группу методов сопротивления входят вертикальные электрические зондирования (ВЭЗ) в различных модификациях и электропрофилирование (ЭП) на постоянном или низкочастотном токе, а также электротомография (ЭТ), сочетающая в себе элементы ВЭЗ и ЭП. Эти методы наиболее эффективны при исследовании разрезов высокого удельного электрического сопротивления, при определении мощности ММТ, пластовых льдов, картировании жильных льдов, таликов в диапазоне глубин от первых метров до первых десятков метров. При необходимости глубинность исследований может быть увеличена до первых сотен метров, однако при этом экспоненциально падает разрешающая способность по глубине. Среди преимуществ методов постоянного тока нужно отметить хорошую разрешающую способность при работах в высокоомных средах, а именно – выделение слабо проводящих объектов на фоне среды с повышенным удельным электрическим сопротивлением (УЭС). Основным недостатком группы методов сопротивления является необходимость устройства гальванических заземлений, что накладывает сезонные ограничения на производство полевых работ.

Электротомография как инструмент изучения мерзлотных разрезов.

Электротомография является современной модификацией метода вертикального электрического зондирования [Schlumberger C., 1920] и относится к группе методов сопротивления, основанных на законе Ома. Через питающие электроды АВ в землю вводится электрический ток, а на паре приемных электродов MN измеряется разность потенциалов. По измеренному напряжению и силе тока рассчитывается интерпретационный

ФАКТЫ

150

проблемных областей было выделено специалистами компании в рамках исследования

88

скважин и 2 компрессорные станции планируется ввести на Бованенковском НГКМ в качестве дополнительных мощностей

параметр – кажущееся удельное электрическое сопротивление среды:

$$\rho_k = k \cdot \frac{U_{MN}}{I_{AB}}, \quad (1)$$

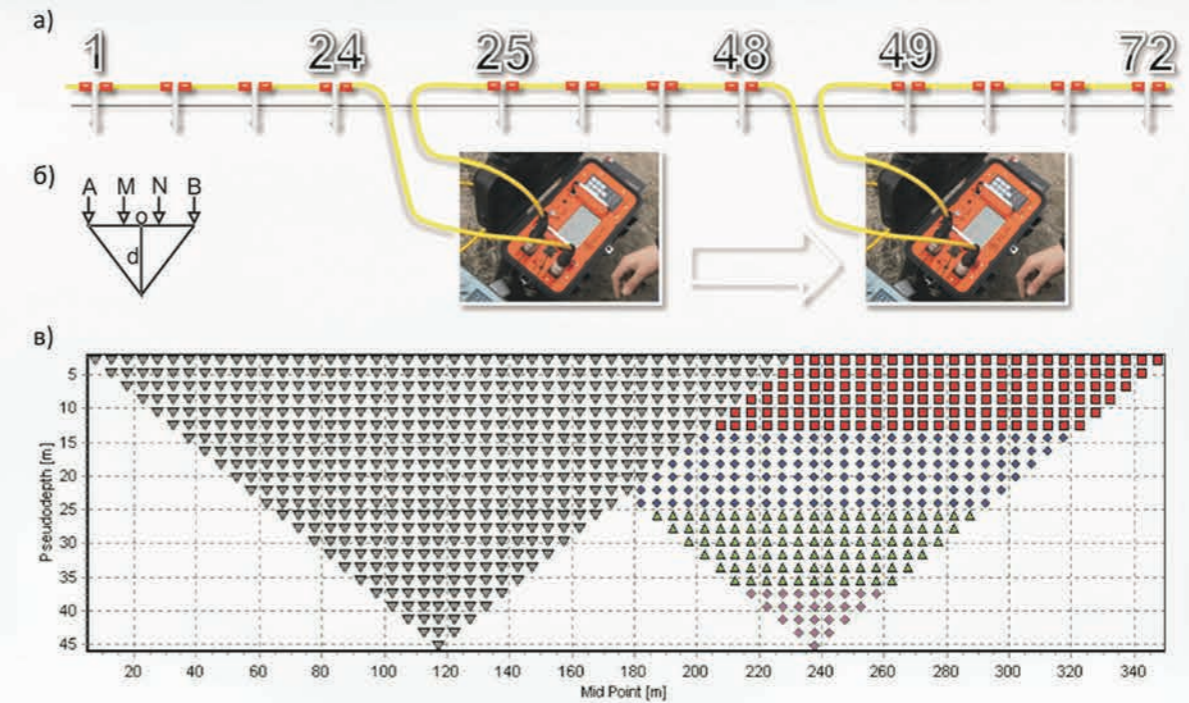
где U_{MN} – напряжение на приемных электродах, I_{AB} – ток в питающей линии, k – геометрический коэффициент установки, зависящий от расстояния между приемными и питающими электродами.

В основу электротомографии (ЭТ) заложены измерения многоэлектродными установками и двумерная автоматическая инверсия данных. Под инверсией понимается решение обратной задачи электроразведки – подбор экспериментальных данных к теоретическим в рамках выбранного класса моделей распределения УЭС в среде.

При работе методом электротомографии в качестве питающих и измерительных электродов используются одни и те же фиксированные на профиле заземления (рисунок 1). Количество их может достигать нескольких десятков и сотен штук. Электроды заземляются с одинаковым шагом (обычно 5 м) и подключаются к коммутационному кабелю (косе). Такая схема измерений приводит к существенному увеличению плотности измерений по сравнению с обычным методом вертикальных электрических зондирований. Плотность измерений при этом соответствует детальности многоканального электропрофилирования с шагом по профилю 5 м.

Специальная аппаратура поочередно коммутирует и опрашивает различные комбинации электродов. Последовательность подключения электродов (Sequence) соответствует какой-либо из электроразведочных установок – симметричной Шлюмберге, Веннера, трехэлектродной (поле-дипольной), дипольно-осевой, двухэлектродной – или комбинации нескольких установок. В процессе автоматического изменения геометрии установок происходит электрическое зондирование среды. Таким образом, в результате измерений получают информацию о распределении кажущегося удельного электрического сопротивления по разрезу.

РИС. 1. Схема измерений при электротомографии: а – подключение электродов и кабелей к прибору; б – положение точки записи в симметричной установке; в – положение точки записи на псевдоразрезе [Балков и др., 2012]



Аппаратура метода ЭТ подразделяется на одноканальную и многоканальную. В многоканальном варианте при одном положении пары токовых электродов одновременно измеряется разность потенциалов на нескольких парах приемных электродов, что существенно повышает производительность [Бобачев и др., 2008].

Аппаратура разделяется также по способу коммутации. Существуют активные и пассивные системы. В активных системах коммутация электродов происходит непосредственно на кабеле, а в пассивных системах – вне кабеля (в приборе). Применение активных многоканальных систем значительно повышает быстродействие аппаратуры.

Практически вся аппаратура электротомографии может работать в режиме измерения вызванной поляризации (ВП), что расширяет круг возможностей метода электротомографии [Dahlin et al., 2002]. Сравнительная характеристика существующей аппаратурной базы приведена в работе [Балков и др., 2012].

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН разработана аппаратура «Скала-48» (рис. 3), которая за десять лет эксплуатации зарекомендовала себя как надежный, неприхотливый прибор. Относительно небольшая масса позволяет без особого труда переносить прибор в горах Тянь-Шаня, Алтая и таежных условиях Якутии, Забайкалья, а герметичный корпус обеспечивает работоспособность в заболоченной тундре Ямала.

ФАКТЫ

90 млрд м³

Газа составлял план Газпром по добыче на Бованенковском месторождении в 2016 г.

Задачи трехмерного моделирования

Трехмерная интерпретация полевых данных является наиболее проблемным и затратным этапом, но для методов сопротивлений достигнут значительный прогресс в создании программ численного двумерного и трехмерного моделирования.

Анализ возможностей имеющихся трехмерных (3D) программ известных авторов (Loke M.H., Каминский А.Е.) показал, что для интерпретации полевых данных, полученных на инженерных объектах в криолитозоне, имеющихся средств недостаточно. Для расчетов наиболее сложных трехмерных моделей в Институте нефтегазовой геологии и геофизики совместно с Институтом вычислительной математики и математической геофизики СО РАН была создана программа EMF_DC3Dmod для решения прямой задачи метода сопротивлений.

Кроме того, для оперативного численного моделирования, которое часто необходимо выполнить прямо в поле, была разработана программа трехмерного моделирования

данных метода электротомографии на графических ускорителях: SonicERTmod. Она позволяет за короткое время рассчитать сигналы геофизической аппаратуры в трехмерной среде, используя видеокарту, установленную в обычной рабочей станции или даже полевом ноутбуке.

Примеры полевых исследований. Реконструкция детального геоэлектрического строения аварийного и стабильного участков газопровода

Для разработки рекомендаций и методики использования электротомографических методов для геотехнических исследований, различных видов инженерно-геологических и геотехнических изысканий и диагностики состояния трубопроводов были проведены опытно-промышленные испытания технологии электротомографии на газопроводе-подключении одного из месторождений Ямала. В качестве объектов исследования были выбраны участок деформации газопровода (ГП) и стабильный участок.

Согласно схеме геокриологического районирования Западно-Сибирской низменности [Баулин и др., 1967], исследуемый район относится к центральной геокриологической зоне, подзоне многолетнемерзлых бугров и торфяников. Среднегодовые температуры пород близки к 0°C, что обуславливает неустойчивость мерзлых массивов. Мерзлота в районе имеет островной характер. Чередование мерзлых и талых участков зависит от изменения растительности, мощности торфяно-мохового и снежного покровов, а также степени увлажнения.

РИС. 2. Вид участка исследований. Образование термокарста и всплытие газопровода



ФАКТЫ

2017 г.

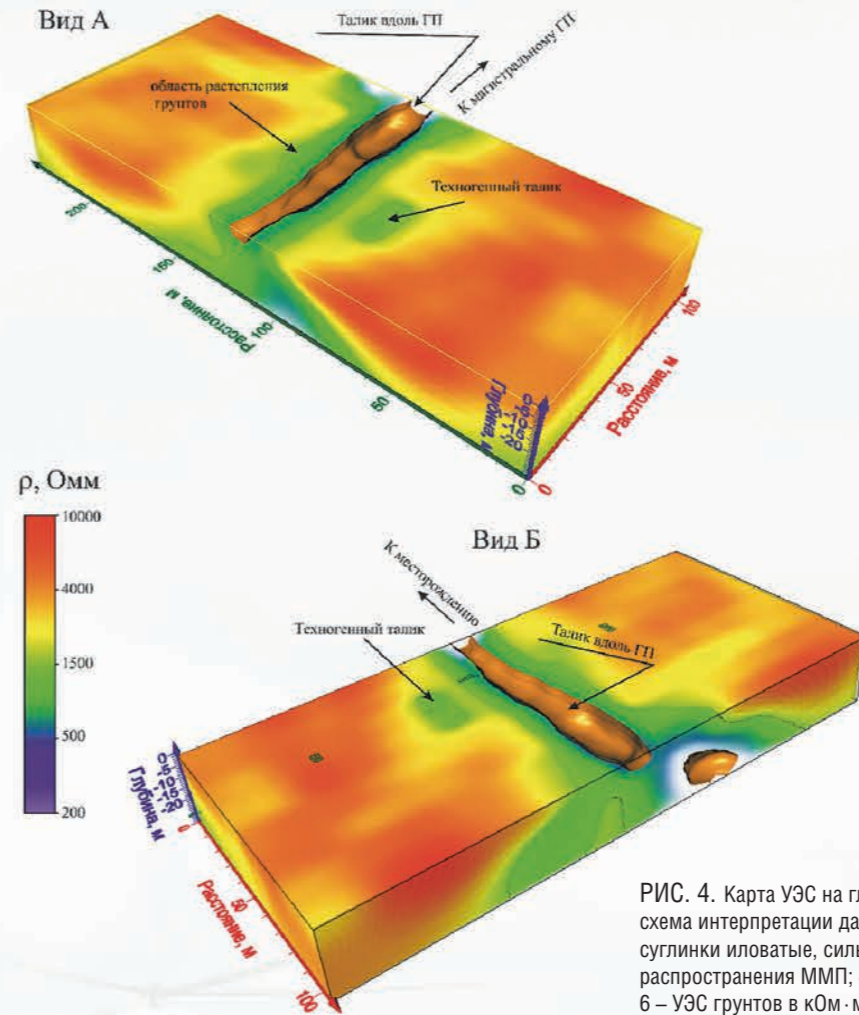
компания планирует вывести Бованенковское месторождение на максимальную мощность добычи, а затем начать работу на других месторождениях природного газа на Ямале

Участок стабильной эксплуатации ГП расположен на сухом возвышенном залесенном участке. Трасса трубопровода находится в удовлетворительном состоянии, термокарстовых явлений и деформации газопровода не отмечается. Грунты в основании газопровода представлены в основном песками и супесями, преимущественно тальми, а в мерзлом состоянии – мало льдистыми непросадочными или слабо просадочными.

Участок деформации ГП расположен в условиях травяно-моховых болот. Здесь наблюдается всплытие нитки газопровода и образование «арки». В основании газопровода преобладают грунты глинисто-суглинистого состава, часто перекрытые торфом мощностью до 2 м и более. Грунты преимущественно мерзлые, малопросадочные и просадочные. Здесь наблюдаются процессы термокарста, пучения, заболачивания. Последнее часто усиливается вблизи трубопровода, оказывающего подпорное действие на грунтовые воды. Главным отрицательным фактором для технического состояния газопровода является возрастание действующей на него выталкивающей силы при повышении уровня грунтовых вод в траншее. Заболачивание и обводнение, кроме того, приводят к разрушению материала обвалования, причем иногда над трубой образуются озера протяженностью в десятки метров (рисунок 2).

На участке развития деформаций профили электрических зондирований располагались вдоль и поперек оси ГП. В поперечном направлении к оси ГП выполнена площадная съемка из восьми профилей. Расстояние между профилями составляло 12–15 м, длина профилей 235 м. При измерениях применялась последовательность подключения электродов, соответствующая симметричной установке Шлюмберже. Для детального изучения геоэлектрического строения верхней части разреза, включающей газопровод, по одному профилю, пересекающем ось ГП, были сделаны минизондирования с шагом

РИС. 3. Трехмерная геоэлектрическая модель участка деформации газопровода. Изоповрхность УЭС вдоль оси ГП проведена по значению 450 Ом·м

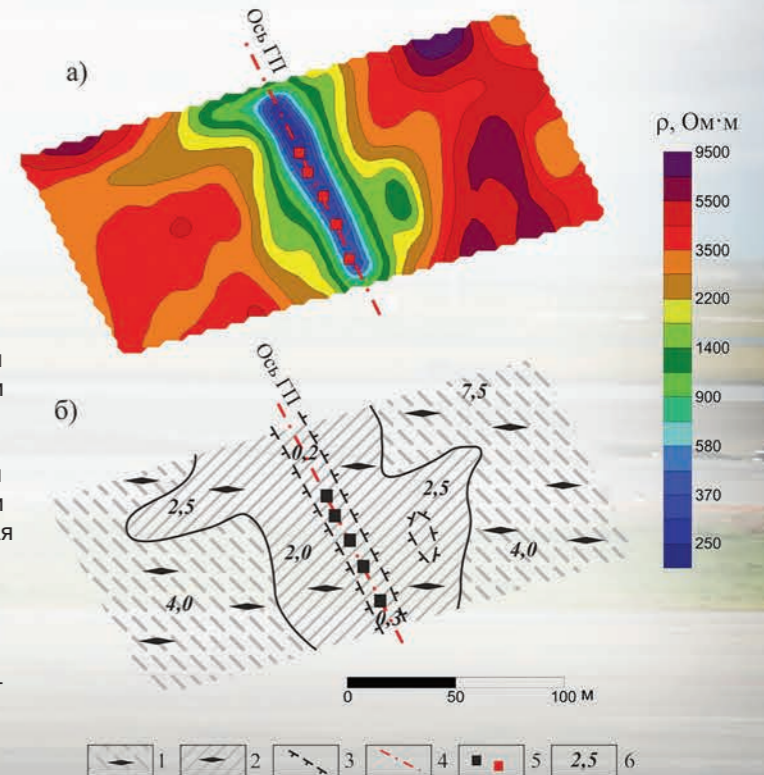


модели изоповрхностью УЭС 450 Ом·м. Диаметр этой зоны составляет 7–10 м. Однако тепловое воздействие на мерзлые грунты распространяется на расстояние до 15 м от оси ГП, что видно по характерному распределению пониженных УЭС в окрестностях газопровода.

Рядом с газопроводом расположен техногенный талик, сформированный в результате нарушения торфяного покрова из которого сформировали предохранительный вал перед «аркой» газопровода для предотвращения наезда тяжелой техники на деформированный участок в зимнее время. Однако с южной стороны вала в месте нарушения торфяного покрова начал активно развиваться термокарст, который выражается на трехмерной модели локальной изометричной аномалией низкого УЭС. Возможно, в будущем термокарст увеличится в размерах до границ газопровода.

На рисунке 4а показан срез трехмерной геоэлектрической модели по глубине 4 м (карта

РИС. 4. Карта УЭС на глубине 4 м (а) и инженерно-геологическая схема интерпретации данных ЭТ (б): 1 – супесь сильно льдистая; 2 – суглинки иловатые, сильно льдистые, сильно пучинистые; 3 – граница распространения ММП; 4 – ось газопровода; 5 – деформационные марки; 6 – УЭС грунтов в кОм·м



по профилю 1 м. На стабильном участке ГП электрические зондирования выполнены по одному профилю с шагом 5 м и 1 м.

При исследовании такого линейного объекта как подземный газопровод методом двумерной электротомографии необходимо располагать профили зондирования ортогонально простираию объекта. Это позволит получить более достоверную геоэлектрическую модель разреза. Кроме того, для построения трехмерной модели участка исследований параллельные или субпараллельные профили электротомографии нужно располагать на расстоянии, не превышающем половины максимальной глубины исследования. Чем ближе расположены профили ЭТ друг к другу, тем точнее получится трехмерная модель объекта.

По результатам площадных измерений была построена трехмерная геоэлектрическая модель участка деформации газопровода (рисунок 3). Талик вдоль газопровода формирует растепленную область в мерзлых грунтах, контуры которой обозначены на трехмерной

РИС. 5. Детальный геоэлектрический разрез через участок деформации газопровода

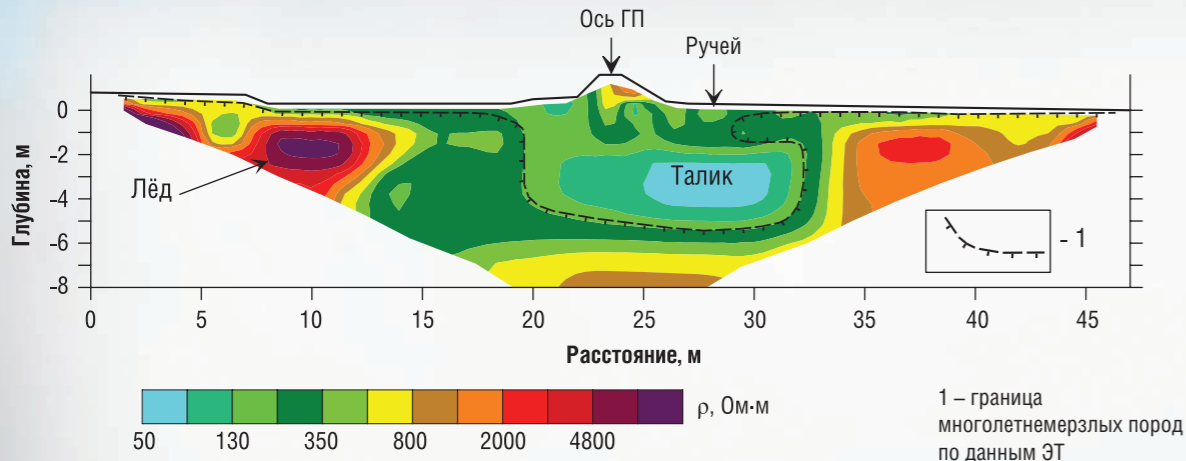
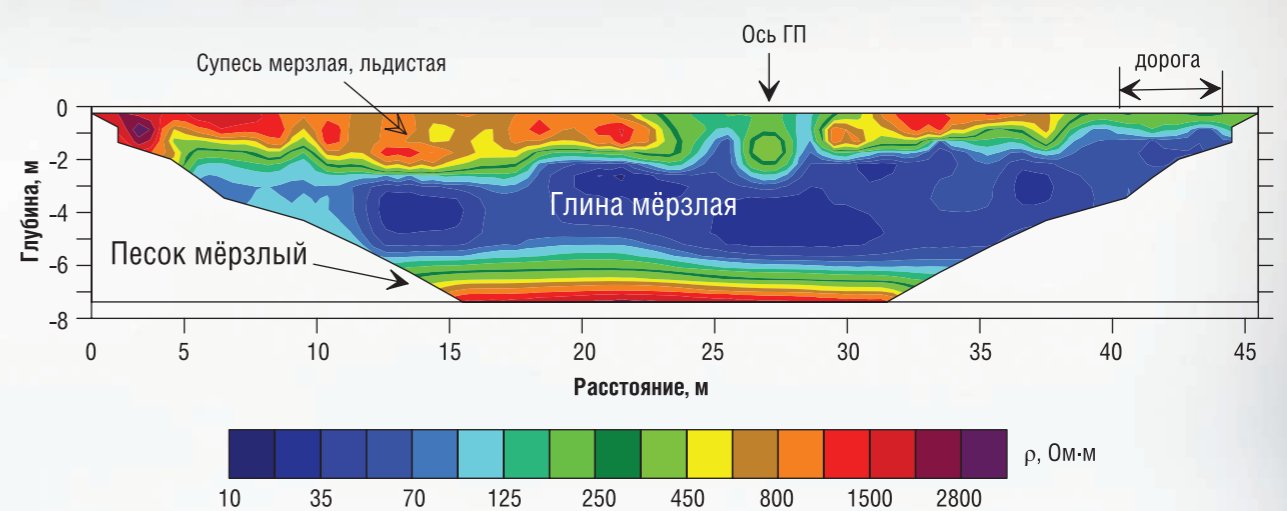


РИС. 6. Геоэлектрический разрез через ось газопровода на стабильном участке



УЭС). В результате интерпретации данных ЭТ была построена инженерно-геологическая схема участка исследований (рисунок 4).

При анализе карты распределения УЭС хорошо заметно, что характер распределения УЭС отражает изменчивость литологического состава по площади. Относительно низкие УЭС характерны для глинистых озерных отложений. В результате интерпретации данных ЭТ была построена инженерно-геологическая схема участка исследований (рис. 4б). На схеме показано, что трасса ГП изначально проложена по грунтам пониженного УЭС. Скорее всего, эти грунты соответствуют донным отложениям палеозера, берега которого обозначены микрорельефом поверхности. Поверхность палеозера заболочена и покрыта травянистой растительностью. На схеме показаны границы распространения отложений палеозера, предположительно представленных суглинком иловатым сильно льдистым, обладающим сильно пучинистыми свойствами. Известно, что вокруг газопровода формируется талая зона, по которой происходит интенсивная фильтрация воды. Отопляющее действие трубы препятствует промерзанию грунтов зимой и создает благоприятные условия для формирования открытой системы – системы, в которой в процессе промерзания существует возможность миграции влаги к фронту промерзания. При этом рост объема грунта при промерзании может достигать 100% и более.

Таким образом, наиболее вероятной причиной образования «арки» газопровода является пучение грунтов. Талая зона вдоль ГП и обводненность грунтов в чаше протаивания под трубой создают благоприятные условия для интенсивного морозного пучения.

Детальный разрез через трассу газопровода приведен на рисунке 5. На геоэлектрическом разрезе в начале и в конце профиля выделяются линзы высокого УЭС (5000–15000 Ом·м), представляющие пластовый лед или

ФАКТЫ

100%

и более может достигать рост объема грунта при промерзании

высоко льдистые породы. В средней части профиля грунты имеют относительно низкое УЭС (порядка 200 Ом·м). Эти грунты интерпретируются как мерзлые суглинки. Под газопроводом с глубины около 2 м выделяется аномалия низкого УЭС (60 Ом·м), вероятно связанная с тальми грунтами.

Глубина чаши протаивания под газопроводом, по данным ЭТ, оценивается в 5,5–6,5 м, что согласуется с результатами инженерно-геологических изысканий.

На рисунке 6 приведен геоэлектрический разрез через ось ГП, полученный на стабильном участке газопровода-подключения.

Характер геоэлектрических разрезов отличается от разрезов, полученных на участке деформации ГП. Это связано с разным ландшафтным типом местности и разными мерзлотно-грунтовыми условиями участков. Если на участке деформации ГП в верхней части разреза (ВЧР) выделялись грунты высокого УЭС (2000–5000 Ом·м), то на стабильном участке ВЧР до глубины около 6 м представлены грунты низкого УЭС (30–50 Ом·м). Такое УЭС мерзлых грунтов при температуре от –0,5 до –1,0°C соответствует глинам [СП 11-105-97]. Ниже, с глубины около 7 м залегает высокоомый горизонт с УЭС 3000–5000 Ом·м, который интерпретируется как мерзлые пески.

Неглубоко залегающий горизонт глин не содержит грунтовых вод из-за своих слабых коллекторских свойств. Отсутствие грунтовых вод на участке и в траншее ГП обуславливает закрытую систему промерзания. При этом не происходит аномального пучения грунтов, а нитка газопровода находится в стабильном состоянии.

Таким образом, в ходе полевых исследований методом электротомографии на стабильном и деформированном участках газопровода-подключения было установлено следующее. На участке деформации в окрестностях газопровода существует зона низких УЭС, связанная с образованием чаши протаивания. Эта зона прослеживается до глубины порядка 5,5–6,5 м. Протаивание грунтов связано с интенсивной фильтрацией грунтовых и поверхностных вод вдоль газопровода. По характеру распределения УЭС вокруг ГП можно оценить радиус теплого воздействия на грунты, этот радиус составляет 5–7,5 м.

По геоморфологическим и геофизическим признакам установлено, что участок деформации ГП находится в палеозере. Отложения палеозера выделяются пониженными УЭС на фоне сопротивлений грунтов тундры. Предполагается, что деформация ГП связана с пучением грунтов при промерзании в открытой системе. Обводненные грунты чаши протаивания и отепляющее действие газопровода, препятствующее их промерзанию, создают благоприятные условия для пучения грунтов.

Участки стабильного состояния и деформации ГП различаются по геоэлектрическому строению. На стабильном участке с глубины 1,5–1,7 м залегает горизонт глин (УЭС 30–50 Ом·м), не содержащий грунтовых вод, являющихся причиной избыточного пучения грунтов или всплытия газопровода на участке деформаций.

ФАКТЫ

5,5 м

глубина чаши протаивания под газопроводом по данным ЭТ

Трехмерное численное моделирование объектов, характерных для высокоширотной зоны Арктической тундры

При работе методом электротомографии в Арктике стоит особенно внимательно относиться к многочисленным поверхностным объектам, создающим высокие контрасты в изучаемой среде. Так, например, значения УЭС многолетнемерзлых пород (в замершем состоянии) начинаются от нескольких тысяч Ом·м, при этом в летний период находящаяся в жидком состоянии вода в многочисленных термокарстовых озерах характеризуется значением УЭС порядка 100–130 Ом·м. Таким образом, мы имеем контраст значений УЭС на уровне одного-двух порядков, что, безусловно, необходимо учитывать при интерпретации данных и верифицировать при помощи численного трехмерного моделирования. В качестве примера в данной статье приведем работы, выполненные в дельте р. Лена на о. Самойловский, Булунский улус, Республика Саха (Якутия). Измерения методом ЭТ выполнялись с шагом 5 м и максимальным разносом питающей линии 235 м, что обеспечивало глубину исследований до 40 м. Топографическая поддержка работ была осуществлена фотосъемкой высокого разрешения с БПЛА.

РИС. 7. Фрагмент ортофотоплана о. Самойловский с изображением оз. Рыба, пунктиром показан профиль исследования



РИС. 8. Увеличенный фрагмент ортофотоплана о. Самойловский с изображением оз. Рыба, пунктиром показан профиль исследования



РИС. 9. Результаты инверсии полевых данных, полученных в ходе исследования оз. Рыба, о. Самойловский, Республика Саха (Якутия)

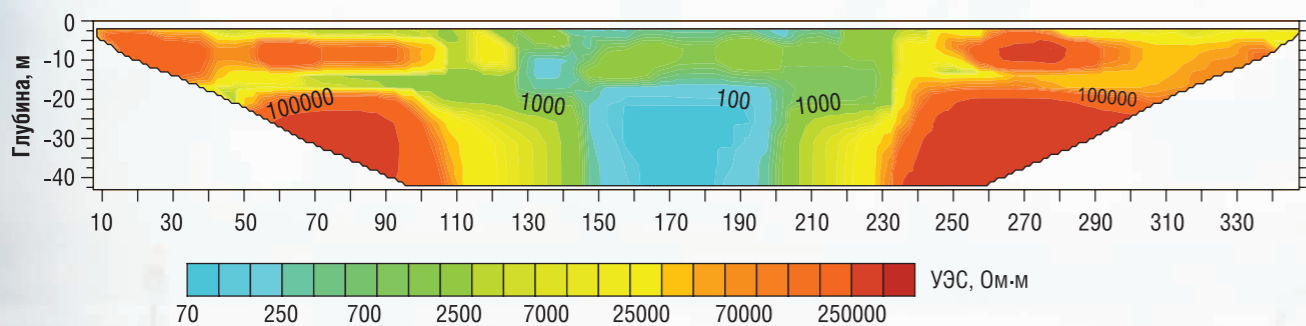
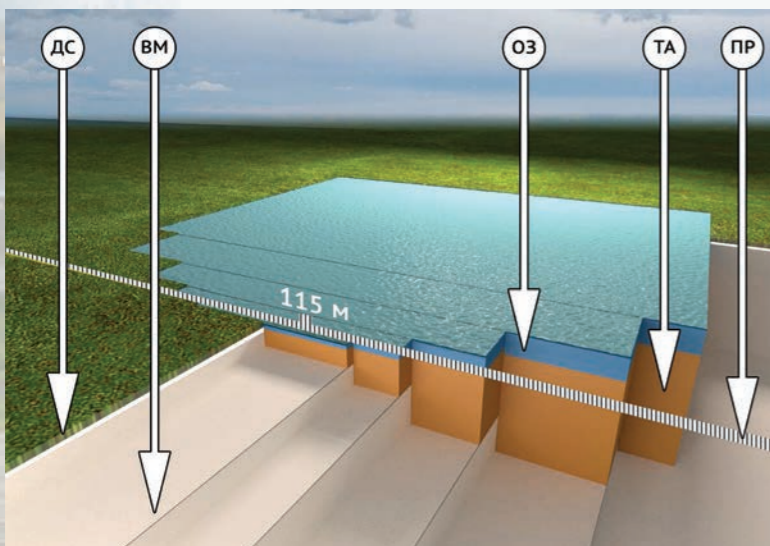


РИС. 10. Модель изучаемой среды; штрихованная линия (ПР) – профиль исследования; деятельный слой мощностью 1 м (ДС), значение УЭС 50 Ом-м; озеро глубиной от 1 до 7 м (ОЗ), значение УЭС 100 Ом-м; талик мощностью от 5 до 35 м (ТА), значение УЭС 50 Ом-м; вечная мерзлота (ВМ), значение УЭС 20000 Ом-м



Объектом исследования является геокриологический разрез рядом с термокарстовым озером на о. Самойловский (рис. 7). В задачи входило установление наличия или отсутствия подозерного талика. Профиль исследования в своей средней части проходил по водной поверхности (рис. 8). В этой связи при интерпретации данных возникли сомнения в корректности полученной при интерпретации данных геоэлектрической модели разреза, поскольку наличие сильного контраста в исследуемой среде может приводить к возникновению артефактов в результатах интерпретации данных электроразведки. То есть возникает неоднозначность

РИС. 11. Инверсия модельных данных в отсутствии (а) и присутствии (б) талика

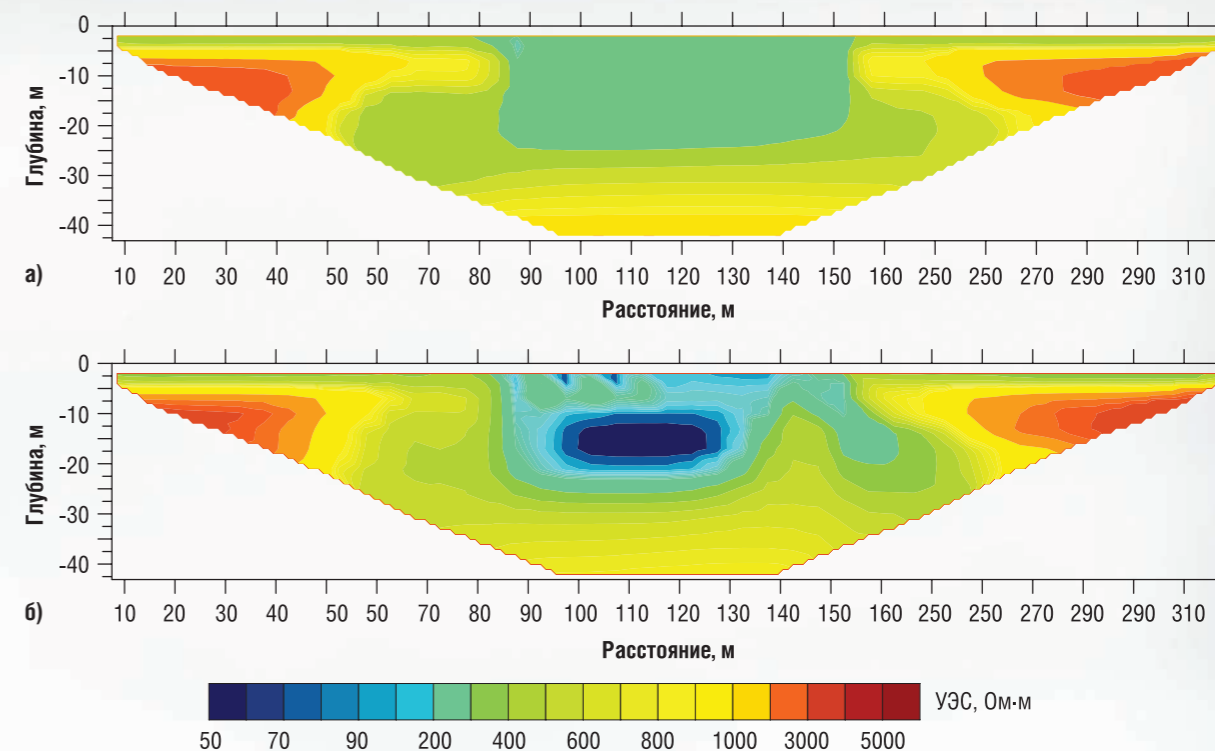
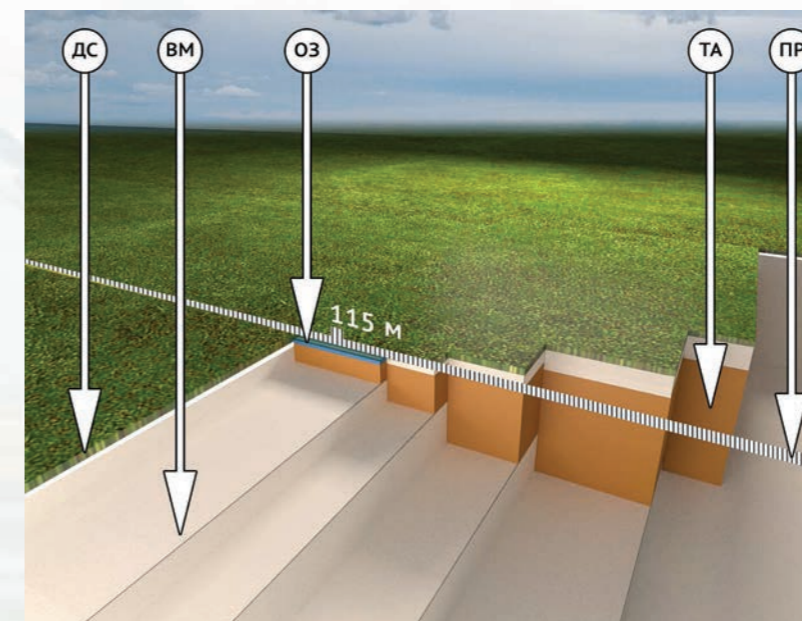


РИС. 12. Модель изучаемой среды; штрихованная линия (ПР) – профиль исследования; деятельный слой мощностью 1 м (ДС), значение УЭС 50 Ом-м; фрагмент озера глубиной 1 м (ОЗ), значение УЭС 100 Ом-м; талик мощностью от 5 до 35 м (ТА), значение УЭС 50 Ом-м; вечная мерзлота (ВМ), значение УЭС 20000 Ом-м



интерпретации проводящей аномалии в интервале 140–200 м – вызвана ли она таликом или связана с боковым влиянием озера (рис. 9). Глубина залегания верхней кромки проводящей аномалии составляла 18 метров, что, с одной стороны, может свидетельствовать о наличии

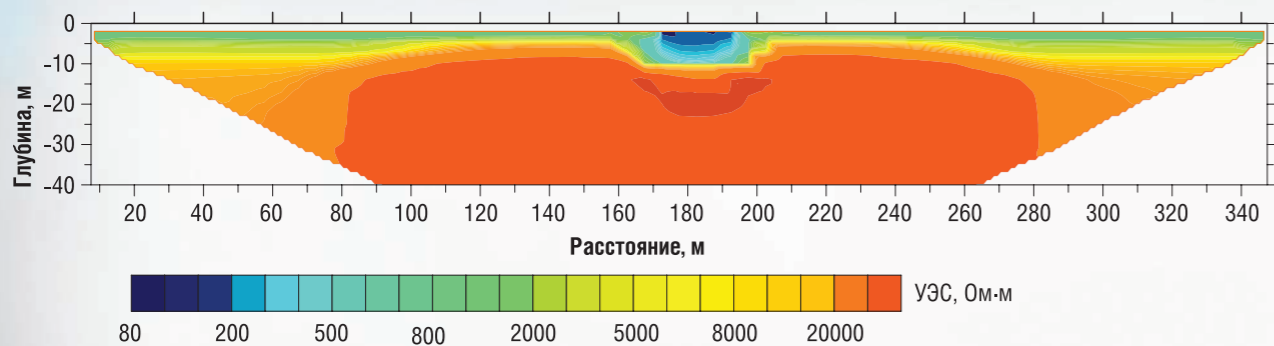
талика под озером (что и есть объект исследования), а с другой стороны, как уже было сказано выше, может являться артефактом, возникшим вследствие бокового влияния большого проводящего объекта – водоема.

Для верификации данных зондирования была построена трехмерная геоэлектрическая модель среды (рис. 10) и выполнена серия расчетов с использованием программы SonicERTmod.

Для верификации была рассчитана модель среды без таликовой зоны ТА (значения УЭС для зоны ТА были заменены на значения, соответствующие вечной мерзлоте ВМ). Результаты инверсии расчетных данных приведены на рисунке 11.

Численное моделирование показало, что таликовая зона оказывает существенное влияние на результаты измерений (относительная разница между значениями УЭС в аномальной зоне в интервале 90–140 м по профилю составляет не менее 75%). Однако идентификация таликовой зоны и тем более определение ее параметров, лишь по результатам геофизических

РИС. 13. Инверсия модельных данных, талик присутствует, резервуар ограничен небольшим фрагментом, через который непосредственно проходит профиль исследования



измерений методом электротомографии всегда требует проведения численных расчетов.

Помимо оценки влияния таликовой зоны, была также рассчитана модель для оценки влияния крупной приповерхностной аномалии – самого озера (рис. 12).

Результат инверсии данных (рисунок 13), вычисленных по модели, приведенной на рисунке 12, явно указывает на чрезвычайно высокое влияние большой массы воды на данные измерений в виде аномалии низкого УЭС в центральной части профиля. Причем это влияние можно корректно учесть лишь при использовании программы трехмерного моделирования, поскольку объект сдвинут по оси Y относительно профиля исследования.

Заключение

Метод электротомографии и его аппаратно-программное обеспечение показали высокую эффективность при изучении верхней части разрезов на территории Российской Арктики как при решении инженерно-геологических задач, так и при фундаментальных геокриологических исследованиях. Технология ЭТ эффективна при изучении строения техногенных и подозерных таликов, литологического расчленения разреза, картирования пластовых льдов. Однако, как показывают представленные в статье материалы, для верификации моделей, получаемых в результате инверсии полевых данных, необходимо трехмерное численное моделирование. ●

Литература

1. Фаге А. Н., Фадеев Д. И., Ельцов И. Н. Электромагнитный мониторинг техногенной деградации многолетнемерзлых пород на территории полярной станции «НИС о. Самойловский» // ГИАБ. – 2017. – № 2. – С. 357–368.
2. Ибрагимов Э.В., Кроник Я.А. Оптимизация устройства оснований и фундаментов в криолитозоне (на примере РВС 20 000) // Материалы Пятой конференции геокриологов России. МГУ имени М.В. Ломоносова, 14–17 июня 2016 г. Т. 1. Пленарные доклады. Часть 1. Инженерная геокриология. Часть 2. Линейные сооружения в криолитозоне. Часть 3. Сезонно-действующие и охлаждающие системы в криолитозоне. Часть 4. Геофизические исследования в криолитозоне при строительстве. – М.: «Университетская книга», 2016. – 354 с., с. 259–265.
3. Сергеев К.С., Рыжков В.И., Белоусов А.В., Бобачев А.А., Сафиуллин Р.И. Изучение многолетнемерзлых пород с

ФАКТЫ

0 °C

среднегодовые температуры пород

использованием комплекса методов инженерной геофизики (на примере кустовой площадки нефтегазоконденсатного месторождения в Западной Сибири) // Инженерные изыскания, Издательство: Геомаркетинг (Москва), 2015, номер 10–11, с. 46–53.

4. Баулин В.В., Белопухова Е.Б., Дубиков Г.И. и др. Геокриологические условия Западной Сибирской низменности. М.: Наука, 1967. – 213 с.
5. Балков Е. В., Панин Г. Л., Манштейн Ю. А., Манштейн А. К., Белобородов В. А. Электротомография: аппаратура, методика и опыт применения // Геофизика, 2012, №6, с. 54–63.
6. Боголюбов А.Н., Боголюбова Н. П., Мозганова Е. Я. Рекомендации по комплексированию геофизических методов при мерзлотной съемке. ПНИИИС, М., Стройиздат, 1987. – 86 с.
7. Бобачев А.А., Горбунов А.А. Двумерная электроразведка методом сопротивлений и вызванной поляризации: аппаратура, методики, программное обеспечение // Разведка и охрана недр, 2005, №12, с. 52–54.
8. Ершов Э. Д. Деградации мерзлоты при возможном глобальном потеплении климата // Соросовский образовательный журнал. – 1997. – Т. 8.
9. Зыков Ю.Д. Геофизические методы исследования криолитозоны: учебник Ю.Д. Зыков. М., Изд-во Моск. ун-та, 2007, 272 с.
10. Рекомендации по геокриологической съемке и районированию равнинных территорий для размещения объектов нефтяной и газовой промышленности по стадиям проектирования. ПНИИИС, М.: Стройиздат, 1987. – 88 с.
11. Рекомендации по геофизическим работам при инженерных изысканиях для строительства (электроразведка). ПНИИИС, М., Стройиздат, 1984. – 104 с.
12. СП 11-105-97. «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. «Правила производства геофизических исследований» / Госстрой России. – М.: Производственный и научно-исследовательский институт по инженерным изысканиям в строительстве (ПНИИИС) Госстроя России, 2004.
13. Dahlin T., Leroux V., Nissen, J. Measuring techniques in induced polarization imaging // Journal of Applied Geophysics, 2002, N50(3), p. 279–298.
14. Kneisel C., Hauck C., Fortier R. and Moorman B. Advances in Geophysical Methods for Permafrost Investigations. Permafrost and Periglacial Processes, 19: 157–178 (2008).
15. Schlumberger C. Etude sur la Prospection Electrique du Sous-sol // Gaultier-Villars et Cie., Paris, 1920, 94 p.

KEY WORDS: electrical resistivity tomography, field studies, Yamal, Bovanenkovo field, Gazprom Nadym, Institute of petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

16 марта

XII ежегодная конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе» (НЕФТЕГАЗСНАБ-2017)

Москва

МАРТ

П	6	13	20	27
В	7	14	21	28
С	8	15	22	29

17 марта

Российский Нефтегазовый Саммит «Нефтехимия и газопереработка»

Москва

Ч	2	9	16	23	30
П	3	10	17	24	31
С	4	11	18	25	
В	5	12	19	26	

20–25 марта

6-я Международная научно-практическая конференция «Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация - 2017»

г. Сочи

21 марта

8-я международная конференция «Попутный нефтяной газ 2017»

Москва

24 марта

Международная конференция «Рынок бункеровки. СПГ как альтернатива»

г. Санкт-Петербург

28–30 марта

14-я международная выставка «Недра-2017. Изучение. Разведка. Добыча»

Москва

29 марта

Международная конференция «Подвижной состав для химических грузов 2017»

Москва

ПНГ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ (ПНГ) ЯВЛЯЕТСЯ ЦЕННЕЙШИМ ХИМИЧЕСКИМ СЫРЬЕМ, СОДЕРЖАЩИМ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ КОЛИЧЕСТВО МЕТАНА, ЭТАНА, ПРОПАНА И БУТАНА. ПО ОТНОШЕНИЮ К ПНГ КАК К ГАЗОВОМУ РЕСУРСУ РОССИЙСКАЯ ЭКОНОМИКА ПРОЯВЛЯЕТ ВЕСЬМА РАСТОЧИТЕЛЬНОЕ ОТНОШЕНИЕ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ УРОВЕНЬ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ В РОССИИ СОСТАВЛЯЕТ 73%. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПРОБЛЕМА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПНГ ЯВЛЯЕТСЯ АКТУАЛЬНОЙ. ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ СОДЕРЖИТ ОКОЛО 60% МЕТАНА И ДО 40% – ТЯЖЕЛЫЕ УВ, В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ДАННЫЕ КОМПОНЕНТЫ ПНГ ЯВЛЯЮТСЯ ЦЕННЕЙШИМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, СБЕРЕГАЮЩИЕ ЭТИ РЕСУРСЫ, ПРЕДЛАГАЮТ СЕГОДНЯ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

THE ASSOCIATED PETROLEUM GAS (APG) IS A VALUABLE CHEMICAL RAW MATERIAL CONTAINING SIGNIFICANT AMOUNTS OF METHANE, ETHANE, PROPANE AND BUTANE. THE RUSSIAN ECONOMY IS VERY WASTEFUL TOWARDS THE APG AS A GAS RESOURCE. AT PRESENT, THE APG UTILIZATION RATE IN RUSSIA MAKES 73%. THUS, THE PROBLEM OF ASSOCIATED GAS UTILIZATION IS AN IMPORTANT ONE. ASSOCIATED PETROLEUM GAS CONTAINS ABOUT 60% OF METHANE AND ITS REMAINING PORTION CONTAINS UP TO 40% OF HEAVIER HYDROCARBONS, DEPENDING ON THE FIELD. THESE COMPONENTS OF THE APG ARE THE MOST VALUABLE ENERGY RESOURCES. WHAT TECHNOLOGIES, SAVING THESE RESOURCES, DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER TODAY?

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, природный газ, компрессорная станция, ресурсосберегающие технологии, компримирование.

Гулина Светлана Анатольевна,
к.т.н., доцент кафедры «Трубопроводный транспорт»
СамГТУ

Ткаченко Мария Алексеевна,
кафедра «Трубопроводный транспорт»
СамГТУ

Рамзаева Мария Анатольевна,
кафедра «Трубопроводный транспорт»
СамГТУ

Для переработки ПНГ предлагается использовать установку вихревого сжижения пропан-бутановых фракций. Установка состоит из трех блоков. Первый блок включает последовательное охлаждение ПНГ с выделением метановой фракции и вихревое разделение оставшейся после охлаждения смеси газов. Во втором блоке происходит осушка газов и сбор пропан-бутановой фракции. Третий блок предназначен для сбора метана с последующей подачей в газопровод. Схема установки представлена на рисунке 1.

Агрегат сжижения (блок 1) содержит: трубопровод исходного потока попутного газа с сепаратором-водоотделителем 4, трубопровод осушенного исходного газа 5, регенеративный теплообменник предварительного охлаждения исходного осушенного газа 6, регенеративный теплообменник глубокого охлаждения 7, трубопровод метановой фракции газа 8, эжектор 9, нагнетатель 10, трубопровод «горячей» метановой фракции газа 11, турбодетандер 13, турбокомпрессор 14, электродвигатель 15, вихревую трубу 16.

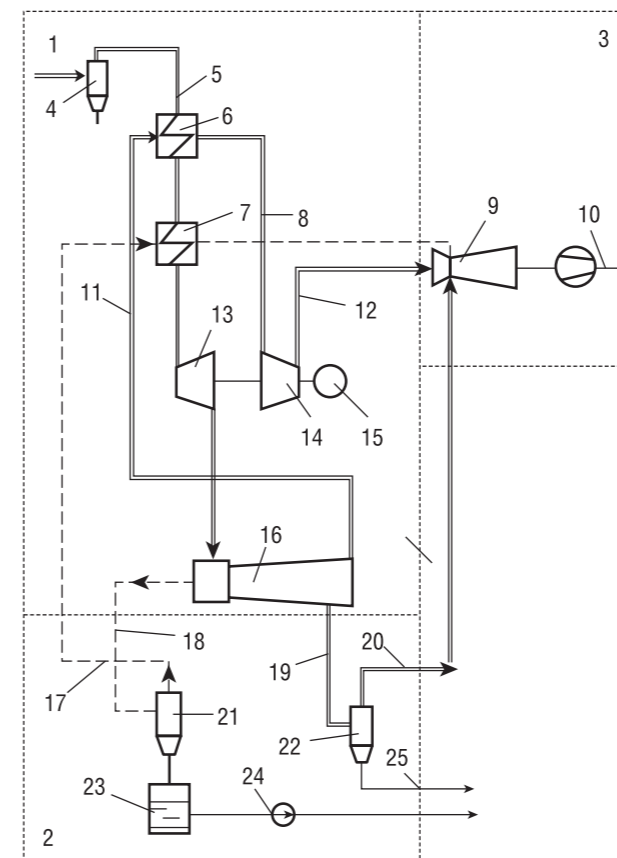
Агрегат сепарации (блок 2) содержит: трубопровод отсепарированной метановой фракции газа 17, трубопровод холодного газа 18, трубопровод отвода влажного газа 19, трубопровод осушенного газа 20, сепаратор жидких пропан-бутановых фракций 21, сепаратор влаги 22, сборную емкость жидкого пропан-бутана 23, трубопровод отвода к потребителю жидкой пропан-бутановой смеси 24, трубопровод отводимой влаги 25.

Агрегат компримирования метановых фракций попутного газа (блок 3) содержит: эжектор 9, газопровод с нагнетателем газа 10.

Предлагается разместить данную установку непосредственно на месторождении. При наличии

УДК 622.692

РИС. 1. Схема установки вихревого сжижения пропан-бутановых фракций попутного нефтяного газа



близлежащей компрессорной станции(КС) целесообразно разместить установку на территории данной КС. Пропан-бутановые фракции можно использовать в качестве хладагента в пароконденсационных холодильниках для охлаждения природного газа на КС. В свою очередь метановая фракция может быть присоединена к основному потоку природного газа для дальнейшей транспортировки или использована на нужды КС (в качестве топлива для ГТУ).

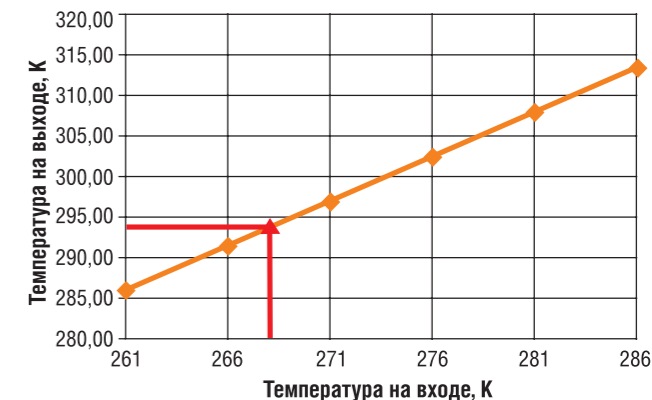
Охлаждение природного газа перед транспортировкой по магистральному трубопроводу необходимо для понижения вязкости, что в свою очередь обеспечивает снижение гидравлических потерь и обеспечивает большую производительность трубопровода.

Наибольшее распространение в настоящее время на КС получили аппараты воздушного охлаждения газа (АВО). Недостатками известных АВО являются большое энергопотребление, значительная металлоемкость и трудоемкость изготовления, что делает их дорогими в изготовлении и эксплуатации. Также АВО способны охладить газ только до температуры окружающей среды, что является главным недостатком. Недостаточное охлаждение газа может привести к таянию грунтов и разрушению трубопровода.

Компримирование газа на КС приводит к повышению его температуры на выходе станции. Было выдвинуто предложение: охлаждать природный газ перед компримированием с условием достижения необходимой температуры природного газа после компримирования. Численное значение этой температуры определяется ее начальным значением

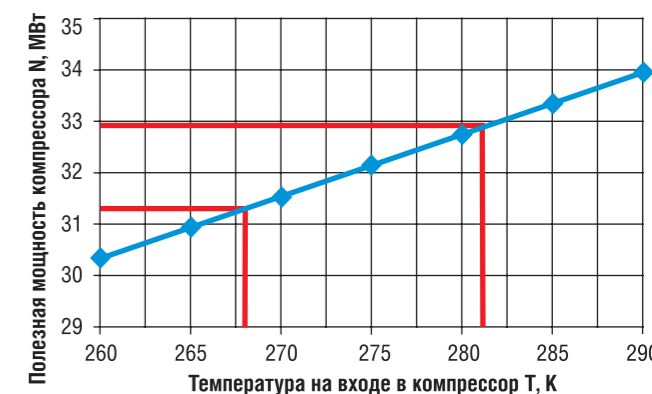
на входе КС и степенью повышения давления газа. Минимальная температура охлаждения, при которой не возникает проблема гидратообразования, составляет -5°C . На рисунке 2 представлена зависимость температуры газа на выходе из центробежного нагнетателя от температуры на входе. Из рисунка видно, что температура газа на выходе не превысит 21°C , если на входе она будет порядка -5°C .

РИС. 2. Зависимость температуры природного газа на выходе из компрессора от температуры на входе в компрессор



Снижение температуры компримируемого газа способствует снижению мощности, потребляемой нагнетателями (рисунок 3). Если температура газа на входе $+8^{\circ}\text{C}$, то мощность, потребляемая нагнетателями, составляет 32,8 МВт, а если температура газа составляет -5°C – 31,3 МВт. Данный процесс представлен на графике красным цветом.

РИС. 3. Зависимость мощности, потребляемой нагнетателями, от температуры природного газа на входе в нагнетатель



Основываясь на предыдущих выводах, был разработан принципиально новый вариант охлаждения природного газа на КС. В данном случае применяется комбинация АВО и пароконденсационного холодильного агрегата для охлаждения газа перед компримированием. Такая технология особенно актуальна в районах Крайнего Севера, где на выходе из компрессорной станции температура должна поддерживаться в диапазоне от -5 до $+2^{\circ}\text{C}$ во избежание растепления вечномёрзлых грунтов.

Был произведен расчет каждого теплообменного аппарата, исходя из результатов которого была



составлена комбинация данных аппаратов в зависимости от температуры окружающей среды, достигаемой температуры и потребляемой мощности (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. Режим работы холодильного комплекса

	Температура окружающей среды	
	t<-20°C	t>-20°C
ABO	+	
Холодильник		+

Предлагаемый комплекс имеет ряд преимуществ в сравнении с существующими способами охлаждения. В отличие от единичного холодильного агрегата данный комплекс позволяет наиболее рационально использовать электроэнергию за счет включения в комплекс ABO, который обеспечивает эффективное охлаждение при низких температурах. При охлаждении транспортируемого газа до компримирования можно увеличить производительность трубопровода на 2,07% и снизить мощность, потребляемую нагнетателями, на 1,5–2 МВт. Также можно сократить количество КС за счет увеличения расстояния между ними. Главным преимуществом является получение регулируемых параметров газа вне зависимости от условий окружающей среды. В свою очередь получение стабильных параметров позволяет снизить нагрузку на

конструкцию трубопровода и увеличить межремонтный период.

Стоит заметить, что данная технология позволяет рационально использовать энергоресурсы. При снижении мощности, потребляемой нагнетателем, снижается количество используемого ГТУ приводом топливного газа. Также необходимо учесть, что КПД ГТУ составляет около 30%, и выхлопные газы ГТУ имеют температуру 400–500°C. Таким образом, используя рекуперативную установку, можно использовать тепловую энергию выхлопных газов для обеспечения работы холодильного комплекса. ●

Литература

1. Аксенов А.Н., Скобелина В.П., Трмасова И.С. Проблемы использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2011. – № 2. – С. 3–6;
2. Ильин В.В. Применение вихревых аппаратов для промысловой подготовки попутного нефтяного газа на УПН "Западный Тэбук" [Текст] / В. В. Ильин, И. Ю. Быков // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции (20-23 сентября 2011 г.): в 3 ч.; ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2011. – с. 173–178.
3. Лалаев, К.Э. Возможность транспорта попутного нефтяного газа до газоперерабатывающих заводов / К.Э. Лалаев, Б.Н. Мастобаев, А.В. Бородин // Материалы 63-ей научно.-технич. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Уфа, – 2012. – С. 45.
4. СТО Газпром 2-3.5-510-2010. Установки и аппараты воздушного охлаждения газа
5. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов, ОАО «Газпром», – М., 2006. – 194 с.

KEY WORDS: *associated petroleum gas, natural gas, compressor station, energy saving technologies, compression.*

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

Весна пробудит к жизни нефтепровод «Бургас-Александрополис»

Соглашение между Болгарией, Грецией и Россией о строительстве и эксплуатации нефтепровода «Бургас – Александрополис» будет подписано 6 марта в Афинах.

Комментируя предстоящее событие 14 февраля 2007 г. министр регионального развития Болгарии А. Гагаузов отметил, что проектирование и финансовое обеспечение проекта может завершиться в 2007 г., а его строительство начнется в 2008 г.



Комментарий Neftegaz.RU

Проект МНП «Бургас – Александрополис» развивался в то время, когда РФ и Европа сближали позиции. Предполагалось строительство МНП протяженностью почти 300 км. Плановый срок ввода в эксплуатацию – 2011 г. В 2007 г. Россия, Болгария и Греция подписали межправительственное соглашение. А потом отношения РФ и Европы испортились. Начало строительства МНП неоднократно переносилось, поскольку Болгария перестала финансировать свою часть. В 2013 г. она вышла из межправительственного соглашения в одностороннем порядке. В июле 2016 г. Транснефть сообщила об официальном уведомлении, в котором Болгария подтверждает, что является сторонником сохранения перспектив по проекту «Бургас – Александрополис».



«Сахалин-2»: сжиженный газ тронулся!

С момента перехода «Сахалина-2» под контроль Газпрома не было заключено ни одной крупной сделки. Но вот, прорвало – в феврале 2007 г. японская компания изъявила желание покупать сжиженный природный газ. Компания Osaka Gas Co, второй по величине в Японии дистрибьютор газа, договорилась о покупке сжиженного природного газа у проекта «Сахалин-2». По заявлению Osaka Gas, компания будет приобретать по 200 тыс. тонн СПГ в год в течение 23 лет с 2008 г.

Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня природный газ проекта «Сахалин-2» используется для газификации Сахалинской области и Приморского края. В рамках проекта «Сахалин-2» в 2009 г. был запущен завод по производству СПГ мощностью 9,6 млн т/год. Оператор проекта Sakhalin Energy с 2011 г. перечисляет роялти за газ в натуральной форме. Газ от лица России получает Газпром и реализует его потребителям ДФО, а вырученные деньги перечисляет государству.

Роснефть продает даже парниковый газ

ОАО «НК «Роснефть» и МБРР планируют заключить соглашение о продаже квот на выброс парниковых газов. Роснефть в 2008–2012 гг. готова продать 15 млн единиц сокращения выбросов. Роль МБРР заключается в организации операций с единицами сокращения выбросов (ЕСВ), а также в мониторинге реализации соглашения. Проект

утилизации ПНГ на Комсомольском месторождении является одной из составляющих газовой программы ООО «РН-Пурнефтегаз». Предполагается, что в его рамках на Комсомольском месторождении будет сооружена технологическая инфраструктура для подготовки и подачи газа в единую систему газоснабжения Газпрома.

Комментарий Neftegaz.RU

Осенью 2009 г. правительство утвердило «Положение о реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата», в соответствии с которым оператором углеродных единиц в России был назначен Сбербанк РФ. В его обязанности входит экспертиза



заявок и дальнейшее проведение конкурсов на национальное одобрение. Крупнейший в России проект совместного осуществления составляет 8 млн тонн CO2, полученных благодаря строительству в ХМАО второй очереди Южно-Балыкского ГПК. В результате реализации проекта, завершившегося в 2009 г., мощность предприятия по переработке ПНГ увеличилась с 1,5 млрд м³ до 3 млрд м³ в год. Торговать квотами в России начали несколько лет назад. Одним из первых ЕСВ продал Газпром. ●

RSF 2017
3-й Форум России и стран СНГ по промышленной безопасности

Темы форума:

- Стратегическая концепция ПБ и управление ею
- Человеческий фактор
- Проектирование и эксплуатация объектов с учетом ПБ
- Контроль технического состояния завода
- Производственная дисциплина
- Инструменты повышения ПБ на производстве
- Практические примеры внедрения системы управления ПБ

3 - 4 АПРЕЛЯ 2017 • ИНТЕРКОНТИНЕНТАЛЬ МОСКВА ТВЕРСКАЯ



Russia & CIS BVTC 2017
12-я Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков

Темы конференции:

- Строительство комплексов глубокой переработки в России и мире
- Технологии суспензионного гидрокрекинга
- Новейшие катализаторы для гидропроцессов
- Термические процессы
- Возможности RFCC
- Балансы серы, водорода и энергии
- Обзор основных проектов переработки нефтяных остатков

5 - 6 АПРЕЛЯ 2017 • ИНТЕРКОНТИНЕНТАЛЬ МОСКВА ТВЕРСКАЯ

СПОНСОРЫ:



УТИЛИЗАЦИЯ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ФАКЕЛЬНОГО ГАЗА

С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЖИДКОСТНОГО СТРУЙНОГО АППАРАТА

СОВРЕМЕННОЕ ФАКЕЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ СИСТЕМУ УЛАВЛИВАНИЯ И УТИЛИЗАЦИИ ФАКЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ОБЪЕМА БЕЗВОЗВРАТНЫХ (СЖИГАЕМЫХ) ПОТЕРЬ И СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ. ОБЫЧНО В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ ЭТОГО ХОЗЯЙСТВА ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ВОДОКОЛЬЦЕВОЙ КОМПРЕССОР, НА ПРИВОД КОТОРОГО ТРЕБУЕТСЯ БОЛЬШОЙ РАСХОД ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЛИ ВОДЯНОГО ПАРА) И НАБЛЮДАЕТСЯ ПОВЫШЕННАЯ СЕРОВОДОРОДНАЯ КОРРОЗИЯ ВНУТРЕННИХ УЗЛОВ И ДЕТАЛЕЙ КОМПРЕССОРА И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ. КРОМЕ ТОГО, В СЛУЧАЕ ПЕРЕРАБОТКИ СЕРНИСТОГО НЕФТЯНОГО ИЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО СЫРЬЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭТОЙ СИСТЕМЫ ИЗ ФАКЕЛЬНОГО ГАЗА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО ЗАТЕМ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА, ПРАКТИЧЕСКИ НЕ ИЗВЛЕКАЕТСЯ СЕРОВОДОРОД, А ОСТАЮЩИЙСЯ В ТОПЛИВНОМ ГАЗЕ СЕРОВОДОРОД ПРИ СЖИГАНИИ В ТОПКАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЕЧЕЙ ОБРАЗУЕТ ТОКСИЧНЫЙ СЕРНИСТЫЙ АНГИДРИД, ЗАГРЯЗНЯЮЩИЙ АТМОСФЕРУ. РАЗРАБОТАНА ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ ФАКЕЛЬНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЖИДКОСТНОГО СТРУЙНОГО АППАРАТА, В КОТОРОМ В КАЧЕСТВЕ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ ИСПОЛЬЗУЮТ РЕГЕНЕРИРОВАННЫЙ ВОДНЫЙ РАСТВОР АМИНА. ПРОВЕДЕННЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭТОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОКАЗАЛИ ЕЕ ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ И ДРУГИХ ОБЪЕКТАХ

THE MODERN FLARE SYSTEM OF AN OIL AND GAS REFINERY INCLUDES A FLARE EMISSIONS CAPTURE AND RECYCLING SYSTEM TO REDUCE THE VOLUME OF IRRECOVERABLE (BURNED) LOSSES AND TO REDUCE ATMOSPHERIC POLLUTION. TYPICALLY, A WATER RING COMPRESSOR, THE DRIVE OF WHICH REQUIRES A LARGE CONSUMPTION OF ENERGY (ELECTRICITY OR STEAM), IS USED IN THE TECHNOLOGICAL SCHEME OF THE SYSTEM, AND THERE IS AN INCREASED HYDROGEN SULFIDE CORROSION OF INTERNAL COMPONENTS AND COMPRESSOR PARTS AND OTHER EQUIPMENT. FURTHERMORE, IN THE CASE OF REFINERY OF SOUR OIL OR GAS CONDENSATE STOCK DURING OPERATION OF THIS SYSTEM OF THE FLARE GAS TO BE USED LATER AS FUEL, PRACTICALLY NO HYDROGEN SULFIDE IS EXTRACTED, AND HYDROGEN SULPHIDE REMAINING IN THE FUEL GAS DURING COMBUSTION IN FURNACES PRODUCES TOXIC SULFUR DIOXIDE THAT POLLUTES THE ATMOSPHERE. THE FLARE GAS MANAGEMENT TECHNOLOGY WITH THE USE OF THE LIQUID JET APPARATUS, WHEREIN A REGENERATED AQUEOUS AMINE SOLUTION IS USED AS A WORKING MEDIUM, HAS BEEN DEVELOPED. PERFORMED THEORETICAL STUDIES OF THE TECHNOLOGY SHOWED ITS HIGH EFFICIENCY AND USE PERSPECTIVENESS IN OIL AND GAS REFINERIES AND OTHER FACILITIES

Ключевые слова: факельный газ, факельное хозяйство, жидкостной струйный аппарат, инжекция, водный раствор амина, сероводород, топливный газ.

Тараканов Геннадий Васильевич,
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой
«Химическая технология переработки нефти и газа»,
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный
технический университет»

Савенкова Ирина Владимировна,
к.т.н., доцент кафедры
«Химическая технология переработки нефти и газа»,
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный
технический университет»

Рамазанова Азалия Рамазановна,
к.т.н., доцент кафедры «Химическая технология
переработки нефти и газа»,
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный
технический университет»

Современные нефтегазоперерабатывающие заводы имеют в своем составе, как минимум, одно факельное хозяйство, включающее систему улавливания и утилизации факельных выбросов для уменьшения объема безвозвратных (сжигаемых) потерь и снижения загрязнения атмосферы [1]. В наиболее распространенном виде эта система включает в себя факельный коллектор для сброса газа с технологических объектов, узел отбора газа из факельного коллектора перед гидравлическим затвором факельной свечи и водокольцевой компрессор для сжатия этого газа. Сжатый в компрессоре газ подают в сепаратор для отделения рабочей жидкости компрессора и далее направляют в топливную сеть завода. В системе имеется линия возврата газа из сепаратора в компрессор, используемая в то время, когда поток газа в факельном компрессоре меньше производительности компрессора. В это время

сброс на факельную свечу полностью прекращается. Если же поток газа в факельном коллекторе превышает производительность компрессора, то избыток газа через гидрозатвор сбрасывается на факельную свечу. Во всасывающей линии компрессора, благодаря гидравлическому затвору и линии возврата газа, всегда поддерживается небольшое избыточное давление, что исключает подсос воздуха в систему [2].

Однако при эксплуатации этой системы, помимо большого расхода энергоресурсов (электроэнергии или водяного пара) на привод водокольцевого компрессора, в случае переработки сернистого нефтяного или газоконденсатного сырья из факельного газа, используемого затем в качестве топливного газа, практически не извлекается сероводород. Степень извлечения сероводорода водой, используемой в компрессоре, не превышает 1,0–1,5%.

Остающийся в топливном газе сероводород при сжигании в топках технологических печей образует токсичный сернистый ангидрид, загрязняющий атмосферу. Кроме того, в этой системе также наблюдается повышенная сероводородная коррозия внутренних узлов и деталей компрессора и другого оборудования факельного хозяйства.

Для извлечения сероводорода из утилизируемого факельного газа используется водный раствор амина, который подают для образования жидкостного кольца в компрессоре, при этом водный раствор амина и газ движутся прямотоком. Расход раствора амина определяется производительностью компрессора и заданным остаточным содержанием сероводорода в утилизируемом сжатом факельном (топливном) газе. Насыщенный сероводородом водный раствор амина из компрессора подают на регенерацию, например, на одну из установок завода по аминной сероочистке углеводородного газа.

Использование водного раствора амина позволило извлечь сероводород и другие кислые компоненты из утилизируемого факельного газа и повысить экологическую безопасность его сжигания в качестве топливного газа, но процесс его компрессии и очистки осуществляется на энергетически малоэффективном компрессоре, подверженном повышенной сероводородной коррозии внутренних узлов и деталей [3].

Для повышения эффективности процесса утилизации факельного газа разработана его технология с использованием жидкостного струйного аппарата (струйного насоса, инжектора), в котором в качестве рабочей среды используют регенерированный водный раствор амина [4]. В этом аппарате отсутствуют вращающиеся узлы и детали, поэтому не требуется его электрический или паровой привод, что позволяет сократить эксплуатационные и энергетические затраты.

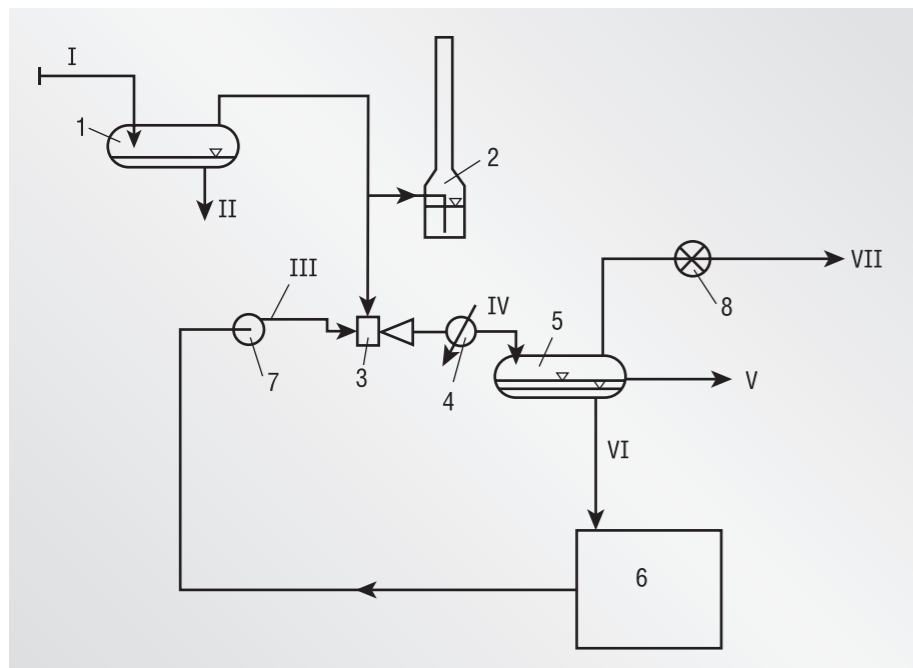
Технологическая схема разработанного процесса представлена на рис. 1, из которой следует, что факельный газ I первоначально поступает в сепаратор 1, в котором от него отделяют конденсат II (жидкую фазу), возвращаемый обратно в переработку. В случае большого или аварийного сброса с технологических объектов нефтегазоперерабатывающего завода факельный газ из сепаратора 1 поступает для сжигания на факельную свечу 2 (после разрушения гидравлического затвора, находящегося в нижней части факельной свечи). При нормальном технологическом режиме работы объектов нефтегазоперерабатывающего завода факельный газ из сепаратора 1 вместо сжигания на факельной свече поступает в узел его утилизации и далее в топливную сеть завода.

При работе узла утилизации факельный газ инжектируется из факельного коллектора жидкостным струйным аппаратом 3, в котором газ компримируется и одновременно очищается от сероводорода и других кислых компонентов. Рабочей средой в жидкостном струйном

УДК 665.6



РИС. 1. Технологическая схема узла утилизации факельного газа с использованием жидкостного струйного аппарата



- 1 – сепаратор;
- 2 – факельная свеча;
- 3 – жидкостной струйный аппарат;
- 4 – холодильник;
- 5 – трехфазный сепаратор;
- 6 – установка аминной сероочистки газа;
- 7 – насос;
- 8 – газодувка
- I – факельный газ из факельного коллектора;
- II – конденсат (жидкая фаза);
- III – регенерированный водный раствор амина;
- IV – смесь факельного газа и водного раствора амина;
- V – жидкие углеводороды;
- VI – насыщенный водный раствор амина;
- VII – топливный газ

аппарате является регенерированный водный раствор амина III, кинетическая энергия которого используется для отбора и сжатия факельного газа. При извлечении сероводорода и других кислых компонентов факельного газа водным раствором амина выделяется некоторое количество теплоты. Смесь факельного газа и водного раствора амина IV охлаждают в холодильнике 4 и подают в трехфазный сепаратор 5, в котором отделяют жидкие углеводороды V, образовавшиеся за счет сжатия факельного газа в жидкостном струйном аппарате 3, и отработанный (насыщенный) водный раствор амина VI, который направляют для регенерации на установку аминной сероочистки газов 6. Регенерированный водный раствор амина III подают в жидкостной струйный аппарат 3 насосом 7.

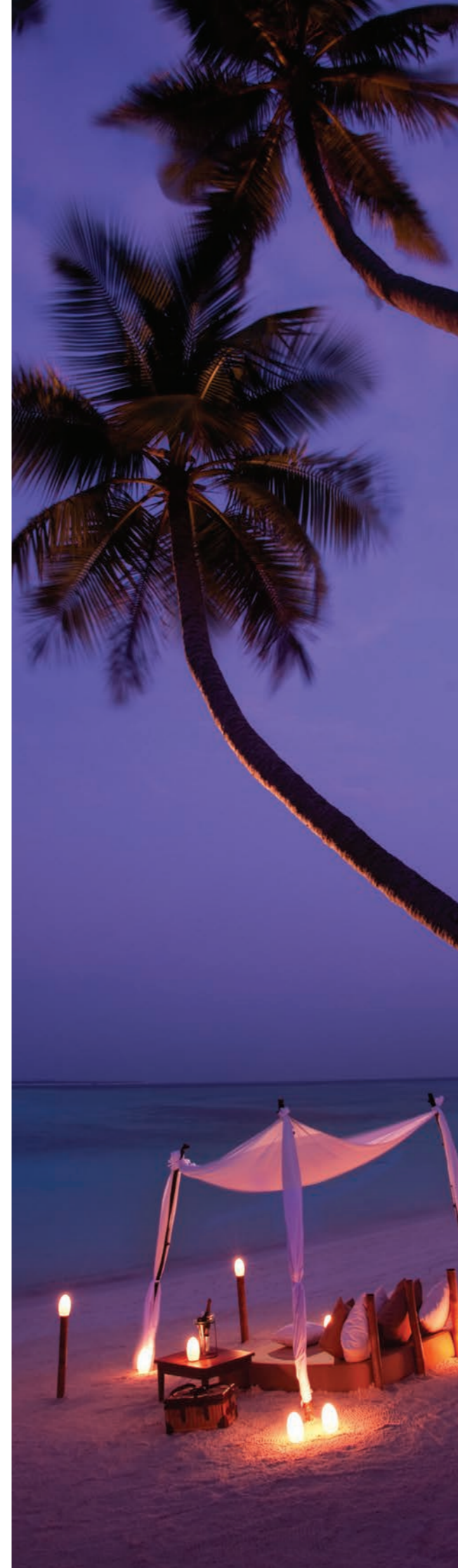
Из трехфазного сепаратора 5 топливный газ VII (очищенный от кислых компонентов факельный газ) подают газодувкой 8 в топливную сеть нефтегазоперерабатывающего предприятия. Жидкие углеводороды V направляют в качестве некондиционного продукта на повторную переработку.

Проведенные расчетные исследования этой технологии утилизации факельного газа показали ее высокую эффективность и перспективность для применения на нефтегазоперерабатывающих предприятиях и других объектах, имеющих факельное хозяйство. ●

Литература

1. Капустин В.М., Рудин М.Г., Кудинов А.М. Технология переработки нефти. В 4-х частях. Часть четвертая. Общезаводское хозяйство. – М.: Химия, 2017. – 320 с. (Учебники и учебные пособия для студентов высших учебных заведений).
2. Минимизация сброса на факел // Нефтегазовые технологии. – 2007. – №10. – С. 96–97.
3. Новый метод рекуперации факельных газов // Нефтегазовые технологии. – 2005. – №5. – С. 62.
4. Заявка на изобретение № 2015120141 РФ. Способ утилизации факельных газов / Тараканов Г.В., Савенкова И.В., Рамазанова А.Р. // Б.И. – 2016. – № 35.

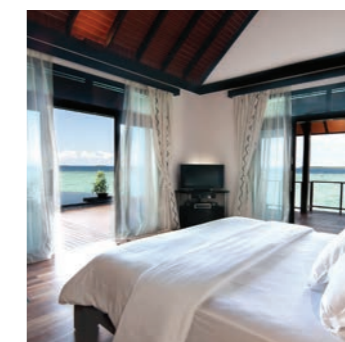
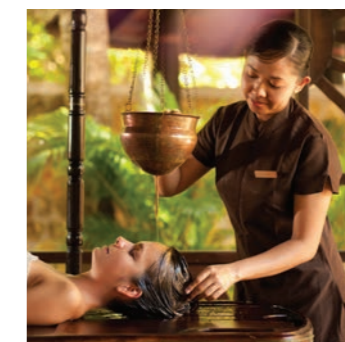
KEY WORDS: flare gas, flare facility, liquid jet apparatus, injection, aqueous solution of amine, hydrogen sulfide, fuel gas.



The SUN SIYAM
IRU FUSHI
MALDIVES

ОТКРОЙТЕ ЦЕЛЫЙ МИР ДЛЯ СЕБЯ
THE SUN SIYAM IRU FUSHI MALDIVES

- Бесконечный пляж из белоснежного песка
- Красочный коралловый риф со множеством тропических рыб
- Идеальная атмосфера для семейного и романтического отдыха, а почему бы не приехать одному!
- 14 высококлассных ресторанов и баров (многообразие выбора)
- Международное признание высокого качества сервиса - 4 года подряд признан **Best Luxury Spa**
- Награда "Лучший курорт для семейного отдыха в Индийском океане 2016" - World Travel Awards
- Ресторан Flavours удостоен награды **Best Luxury Restaurant Award 2016**



УНИКАЛЬНЫЙ ТЕМПЕРАМЕНТ

P.O.Box 2036 Malé Noonu Atoll Republic of Maldives
T +960 656 0591
Представительство в России +7 495 780-23-22
www.thesunsiyam.com

Г.И. ШМАЛЬ: «Нефтяникам не хватает поддержки государства»

В РАМКАХ СЕРИИ ИНТЕРВЬЮ С ЭКСПЕРТАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ПРЕДДВЕРИИ ВЫСТАВКИ «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE РЕДАКЦИЯ ПОГОВОРИЛА С ПРЕЗИДЕНТОМ СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ГЕНАДИЕМ ИОСИФОВИЧЕМ ШМАЛЕМ



Геннадий Иосифович Шмаль,
Президент Союза нефтегазопромышленников России

– Геннадий Иосифович, в нашем разговоре мы хотели бы сделать упор на тенденции, которые сейчас есть в нефтегазовой отрасли, и перейти затем к роли крупнейших выставочных мероприятий, таких, как выставка нефтегазового оборудования и технологий «Нефть и газ»/MIOGE и обсудить, как выставки помогают компаниям решать их производственные задачи.

– Я уже неоднократно говорил и повторюсь, что сегодня выставки играют очень большую роль. Если раньше у нас была стройная система внедрения новой техники, новой технологии, специальные научно-технические службы были в каждом отраслевом министерстве, были задействованы крупные учёные, были отраслевые институты – сегодня этого практически нет. Поэтому сегодня выставка является

одной из немногих возможностей, предоставляющих платформу для обмена мнениями и опытом, это возможность посмотреть, что происходит у других. У нас сегодня даже рядом работающие компании не знают, что делается друг у друга.

В своё время у нас был Государственный комитет по науке и технике, который занимался внедрением достижений науки и техники в производство.

Существовало порядка 140–150 целевых программ по научно-техническому развитию, каждая из них финансировалась, и за каждую программу в конце года отчитывались – что ты сделал, сколько внедрил и так далее. Была чёткая и ясная система. Если мы хотим, чтобы вопросы внедрения новой техники, новых технологий решались так, как нужно, надо возродить структуру, подобную ГКНТ. Можно назвать её как угодно – государственный или республиканский комитет, но нужно обязательно, чтобы кто-то отвечал за внедрение. Дело в том, что сегодня, к сожалению, самым слабым местом в деятельности нашего государства является очень низкий уровень государственного управления. Это не я придумал. На Гайдаровском форуме ряд экспертов убеждали собравшихся, что главный вызов – это наша технологическая отсталость. Но по результатам опросов делегатов форума оказалось, что на первом месте – неэффективный уровень государственного управления. И тому есть сотни примеров.

В данном случае нам надо подумать о создании подобной структуры, может быть, сначала отдельно для нефтегазового комплекса. А пока

этого нет, выставки являются единственной возможностью, где могут встретиться люди творческие, посоветоваться, поспорить.

На московских выставках очень много виртуальных образцов, а на региональных выставках – в Уфе, в Казани, например, – образцы и приборы можно пощупать руками. Это тот опыт, который можно перенять.

– Сегодня добыча на традиционных месторождениях падает, с другой стороны растёт доля малых месторождений и месторождений с ТРИЗ. Для их разработки нужны новые технологии. Где их брать?

– Это так, трудных запасов всё больше и больше. Но при этом чёткой оценки их размера нет. У нас нет чёткого определения, что такое трудноизвлекаемые запасы. И первое, что надо сделать – создать стандарт и описать, что можно относить к ТриЗам. В 1983 г. была разработана классификация, но прошло уже много времени, нужна более актуальная, с учётом физических свойств запасов нефти, которые можно назвать трудными. Разработка чёткой классификации или стандарта – это первый вопрос, который нужно решить.

Второе – какие запасы называть трудноизвлекаемыми. Сегодня около 60% можно отнести к этой категории. Это значит, что нужны новые технологии и они у нас есть.

Например, в мае прошлого года «Салым Петролеум Девелопмент» провела презентацию технологии химического заводнения путем закачки в пласт трехкомпонентной смеси из анионного ПАВ, соды

и полимера. Все эти реагенты производятся в России. Технология позволяет повысить коэффициент нефтеизвлечения в 1,5–2 раза. Но при существующей системе налогообложения она является убыточной. Отсюда вывод – вслед за технологиями надо улучшать систему налогообложения.

Также, по моему глубокому убеждению, нам надо удвоить объём бурения. Надо заниматься ГРП. В 2016 г. мы провели 13,5 тысяч операций, американцы – 100 тысяч операций. При этом надо помнить, что иностранные технологии применять не всегда возможно. К каждому месторождению должен быть сугубо индивидуальный подход. Именно поэтому США для разработки технологий добычи сланцевой нефти и газа, затратили 30 млрд долл. Но эту технологию у нас, например, на баженовской свите мы применить не можем.

Наши специалисты-геологи оптимистично определяют запас баженовской свиты в размере 100 млрд тонн. Хотя более реалистично – 18–20 млрд, но как их взять? Если бы мы сумели разработать технологию добычи нефти из баженовской свиты, то мы бы себя оградили от любых случайностей на ближайшие 20–30 лет.

Проблема ещё и в том, что сегодня у нас практически нет отраслевой науки!

– Но ведь у многих компаний есть свои проектные институты?

– Сейчас они называются научными центрами. Пожалуй, наиболее интересным является научный центр «Газпром нефти», он имеет много наработок, и поэтому сегодня «Газпром нефть» – наиболее продвинутая компания в вопросах технологий. «РИТЭК», единственная компания, в названии которой есть слово «инновационная», занимается, в том числе, и баженовской свитой. А что касается других, к сожалению, отдача от них очень мало.

У нас очень большая дистанция от идеи до объекта. В своё время многие институты имели свои полигоны, где отработывали идеи. Сегодня, к сожалению, этого нет. Поэтому мы предлагаем создать полигоны для отработки технологий и оборудования, особенно, когда речь идет об Арктике.

– Существует мнение, что российские компании тяжело внедряют технологии, а если привлечь зарубежного партнёра, то процесс идёт быстрее. Что Вы думаете об этом?

– Такие предприятия существуют, однако, в условиях санкций, эта работа притормозилась. Многие работают в формате СП. Например, Shell, которая участвует во всех сахалинских проектах. Существуют СП, в которых участвуют и российские, и зарубежные, и китайские компании, это правильно и нужно. Опыт показывает – только СП за пределами нашей страны позволяет этим предприятиям «быть на плаву».

При создании СП надо учитывать, что авторучка находится у правительства, поэтому, когда подписывается такой документ – нужно заботиться о том, чтобы интересы государства были учтены.

Например, изначально проект Сахалин-2 оценивался в 9 млрд долл., затем его «уточнили» до 11 млрд. А сегодня он стоит 25 млрд! Проект этот нам сейчас не в убыток, наоборот, получаем бонусы, но слишком велики затраты инвесторов, которые должны быть возмещены и которые уходят от нас безвозвратно. Нужно внимательно регулировать механизмы хозяйствования, чтобы интересы государства стояли превыше всего.

– Каково Ваше мнение о китайских компаниях, как их можно рассматривать – как инвесторов, как партнёров?

– С китайцами трудно вести переговоры – очень долг процесс обсуждения. Тем не менее, считаю, что это одна из тех стран, с которыми надо активно работать по целому ряду направлений. Например, раньше мы делали у себя буровые установки, которые сегодня производят китайцы. В 80–90-е годы «Уралмаш» выпускал 365 комплектов бурового оборудования, а последние два года выпускает всего 25–30. А у нас большая часть нашего бурового оборудования работает 25–30 лет. Откуда взять новые установки? Только у китайцев.

Например, «Сибирская сервисная компания» в течение года испытывала буровую установку, которую им поставили китайцы,

прежде, чем ее купить. И специалисты признали, что с точки зрения качества – приемлемо, с точки зрения цены – значительно дешевле, чем то оборудование, что делается у нас.

Предлагая что-то купить, те же буровые, китайцы приходят и со своим кредитом, причём на неплохих условиях. Поэтому у них и покупают. Линия китайского руководства в этом отношении эффективная, правильная. КНР может дать финансовые, исполнительские гарантии когда речь идёт о строительстве, поэтому китайские компании внедряются везде – они дают демпинговые цены и выигрывают многие тендеры. В Китае есть то, чего нам не хватает – поддержка государства.

– Это перспектива ближайших лет?

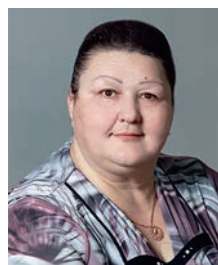
– Сложно сказать. Надо начать с того, что нам надо совершенно перекрыть нашу банковскую систему. Генри Форд говорил: «Если бы люди узнали и поняли нашу банковскую систему, революция бы произошла уже до завтрашнего утра». А у нас какие ставки по кредитам? Сегодня самая главная санкция – отсутствие доступа к недорогим и длинным деньгам. Ставки в 4–5% – приемлемо, 17–20% – для объектов просто нереально! Срок окупаемости объектов, особенно транспортных – примерно 15–20 лет. Поэтому, надо начинать с улучшения банковской системы, чтобы банки действительно стимулировали развитие экономики.

Сегодня в рамках сотрудничества с зарубежными партнёрами нужно искать новые формы – лизинг оборудования, дешёвые кредиты, возможно, сдавать месторождения в концессию тем государствам, где нет месторождений – например, соседней Белоруссии. Надо искать и находить пути решения. Выставка «Нефть и газ»/MIOGE, безусловно, поможет привлечь внимание к этим проблемам, на выставке всегда проходят встречи – конференции, форумы, конгрессы. Есть возможность пообщаться, обменяться мнениями, завести очень важные и нужные контакты, которые никогда лишними не бывают. Со временем они могут вылиться в хорошие проекты. ●

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА УРОВНЕ МАССОВОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ



Чебанов Константин Александрович, кандидат педагогических наук, заведующий кафедрой электроэнергетики



Карамьян Ольга Юрьевна, кандидат исторических наук, доцент кафедры электроэнергетики



Соловьева Жанна Александровна, старший преподаватель кафедры электроэнергетики

ГАОУ ВО «Невинномысский государственный гуманитарно-технический институт» (Россия, г. Невинномысск)

В СТАТЬЕ ЗАТРАГИВАЕТСЯ ПРОБЛЕМА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ. РАССМОТРЕНЫ ДВА ВИДА ВОСПРОИЗВОДСТВА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ: ФИЗИЧЕСКИЙ И БИОЛОГИЧЕСКИЙ. ПЕРЕЧИСЛЕНЫ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ ГЕЛИОЭНЕРГЕТИКИ И ПРИЧИНЫ МЕДЛЕННОГО ЕЕ РАЗВИТИЯ В НАШЕЙ СТРАНЕ. ТАКЖЕ ГОВОРЯТСЯ О ТОМ, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РОССИИ – ЭТО ВОПРОС ПРЕСТИЖА СТРАНЫ И ЕЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ВЫГОДЫ. УПОМИНАЕТСЯ В СТАТЬЕ И О ПРОТИВОРЕЧИВОЙ СИТУАЦИИ В ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ РОССИИ ОТНОСИТЕЛЬНО ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ. ИЗ-ЗА НЕВЫСОКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НЕ ПРЕДСТАВЛЯЮТ ДОЛЖНОГО ИНТЕРЕСА ДЛЯ ЧАСТНЫХ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЕЙ, ПОЭТОМУ ОТРАСЛЬ РАЗВИВАЕТСЯ СИЛАМИ ГОСУДАРСТВА

THE ARTICLE ADDRESSES THE ISSUE OF THE USE OF SOLAR ENERGY. TWO TYPES OF REPRODUCTION OF SOLAR ENERGY HAS BEEN EXAMINED: PHYSICAL AND BIOLOGICAL ONES. THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF SUN POWER ENGINEERING AND REASONS FOR ITS SLOW DEVELOPMENT IN OUR COUNTRY HAVE BEEN LISTED. IT IS ALSO SAID THAT THE USE OF ADVANCED TECHNOLOGIES IN RUSSIA IS A MATTER OF CREDIBILITY OF THE COUNTRY AND ITS ECONOMIC BENEFITS. THE ARTICLE ALSO MENTIONS ABOUT THE CONTRADICTIONARY SITUATION IN THE RUSSIAN LEGISLATION ON RENEWABLE ENERGY SOURCES. DUE TO THEIR LOW COST-EFFECTIVENESS, SOLAR ELECTRIC GENERATING STATIONS ARE OF NO INTEREST FOR ENTREPRENEURS, THAT IS WHY IT IS THE STATE THAT INVESTS IN THE INDUSTRY

Ключевые слова: энергия солнца, физическая и биологическая гелиоэнергетика, солнечные элементы, солнечные коллекторы, передовые технологии, перспективы гелиоэнергетики, рентабельность СЭС, государственная политика в сфере ВИЭ.

Энергию Солнца, люди используют еще с древнего времени (например, сушили пищевые продукты). В древней Греции энергию солнца использовали для освещения, обогрева и строительства домов. Со временем солнечную энергию стали использовать для нагрева воды, обогрева теплиц и т.д.

Конец XIX и начало XX века ознаменованы бурным переходом на новые источники энергии. В эти годы газовые светильники были заменены на электрические, заменены каретные тяги автомобилей, свершилась промышленная

революция. Нефтяной шок 1970-х годов, заставил правительство США обратить внимание на альтернативную энергетику. Даже Джимми Картер велел на крыше Белого дома построить солнечные батареи, однако пришедший на смену Картеру новый президент Рональд Рейган, в силу падения цен на нефть и других взглядов на выход из экономического кризиса, солнечные панели с Белого дома убрал.

Однако темпы индустриального развития в гелиоэнергетике продолжались, стали появляться разного рода установки для

опреснения соленой воды, отопления и охлаждения зданий, ирригации, энергообеспечения космических аппаратов, устройств систем связи и т. п.

Гелиоэнергетика (солнечная энергетика) является одной из самых перспективных направлений альтернативной энергетики, которая получает тепловую или электрическую энергию за счет солнечной энергии. Ее разделяют на два вида воспроизводства энергии: физическая и биологическая.

При физическом виде воспроизводства энергии используют солнечные элементы, солнечные коллекторы или систему зеркал.

Солнечные элементы (солнечные батареи) – широко применяются в космических аппаратах (фотоэлектрические преобразователи, ФЭП).

Солнечные коллекторы – широко применяются для нагрева воды и отопления, основное распространение получили в Японии, Турции, Египте, Греции, Кипре, Израиле.

Системы зеркал – используются для нагрева масла в трубах солнечных электростанций (СЭС). Получаемая энергия (СЭС) в 5–7 раз дешевле энергии ФЭП.

При биологическом виде воспроизводства энергии используют растения, накопившие солнечную энергию в процессе фотосинтеза (чаще всего – это сжигание древесины). Также к этому виду относится получение биогаза и швельгаза, образующихся при

нагревании бытовых органических отходов до 400–700°C на специальных установках.

Для сжигания древесины используют быстрорастущие породы деревьев (такие, как тополь), которые высаживают на земле, непригодной для ведения сельского хозяйства (такой метод широко используется в Англии и Австрии).

В США для электростанций сжигают отходы кукурузы, в Бразилии в качестве топлива используются этиловый спирт, полученный за счет переработки отходов сахарного тростника. Существуют и другие методы получения солнечной энергии из растений.

К достоинствам и недостаткам физической гелиоэнергетики относятся:

- Постепенное истощение традиционных источников энергии и рост цен на них, дает импульс к новым разработкам в сфере гелиоэнергетики на уровне национальных программ;
- Неисчерпаемость солнечного света;
- Доступный источник энергии;
- Экологическая и биологическая безопасность;

Недостатки:

- Главным недостатком гелиоустановок является их зависимость от состояния

атмосферы, от суточных и сезонных колебаний солнечной радиации, что потребует дополнительные аккумулирующие устройства;

- Теория альbedo – возможность сильного изменения климата при переходе гелиоэнергетики на индустриальный уровень (изменение отражающей поверхности планеты);
- Дороговизна строительства и ввод в эксплуатацию. Однако новое производство и введение удешевляют установки;
- Кропотливый уход для поддержания исправности. Однако новые установки избавляют от этих проблем;
- Атмосферные слои над территорией производства солнечных электростанций нагреваются до крайне высоких температур.

Использование передовых технологий в России – это вопрос и экономической выгоды, и престижа страны. Одним из таких ведущих направлений возобновляемых источников энергии является гелиоэнергетика. В России существует ряд предприятий по изготовлению продукции в области гелиоэнергетики: производство солнечных элементов, изготовление солнечных сушилок для сельскохозяйственных продуктов, комплексные водонагревательные установки, усовершенствованные плоские солнечные коллекторы и т.д.

УДК 611



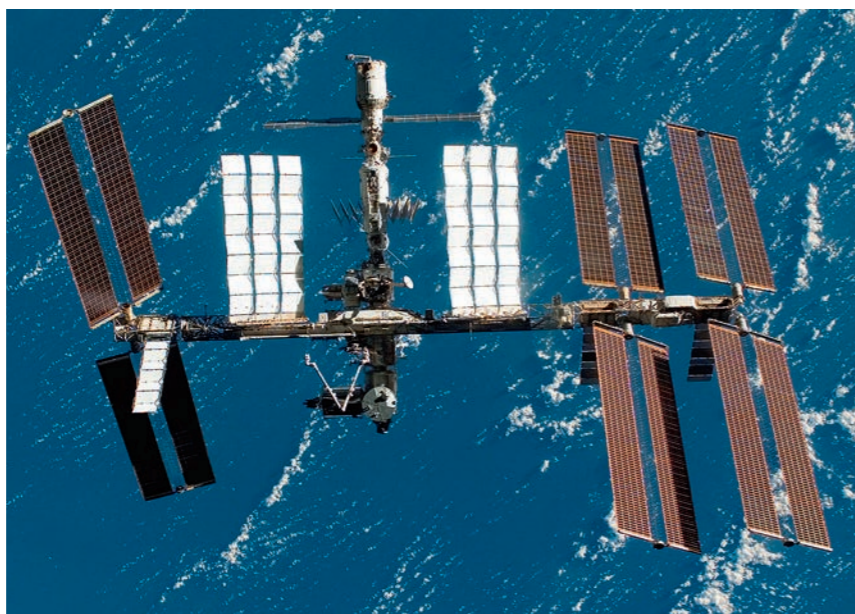
Общая площадь в мире под солнечные установки превышает 120 млн м². Основная часть этих установок размещается в Европе и Китае. В России в 2011 году эксплуатировалось не более 15 тыс. м², что намного меньше, чем эксплуатировалось в 1990 году – 150 тыс. м², однако сегодня площади под размещения гелиоустановок растут, преимущественно в Краснодаре и Сочи.

Наиболее богатыми на солнечную энергию являются районы Черного и Каспийского морей, Северный Кавказ, Дальний Восток, Южная Сибирь. По областям – это Ставропольский край, Краснодарский край, Калмыкия, Ростовская область, Волгоградская, Астраханская области, Алтай, Приморье, Бурятия и др. Перспективы развития солнечной энергетики в России колоссальные.

В России суммарная мощность солнечных электростанций составляет 5 МВт. Первая станция построена в 2010 году в Белгородской области мощностью 100 кВт. Также есть проекты по строительству солнечных электростанций в Республике Дагестан, Ставропольском крае, Челябинской области, Якутии. С недавнего времени Крым присоединился к России. А в Крыму действовали 4 крупные промышленные электростанции суммарной мощностью 220 МВт, самая крупная находится около села Перово – 105 Мвт. Таким образом, за счет Крыма Россия увеличила долю выработки электроэнергии с помощью солнечной энергии.

Прежде чем ставить солнечные батареи для выработки электричества, необходимо рассчитать эффективность применения данного метода. В ясную погоду на 1 м² земной поверхности в среднем падает 1000 Ватт световой энергии Солнца. В зависимости от местности солнечная энергия поступает неравномерно из-за облачности в пасмурную погоду: есть места, где Солнце светит 320–350 дней в году, а есть такие места, где его не бывает вообще.

Автономные солнечные энергосистемы могут быть успешно использованы в городах и районах с централизованным



энергоснабжением. В развитых странах солнечная энергетика активно используется для автономного освещения подъездов жилых домов, рекламных щитов, для уличного и домашнего освещения. Многие объекты малого и среднего бизнеса используют солнечные системы для минимизации издержек в процессе производства и эксплуатации своих объектов.

В России развитие солнечной генерации происходит медленно. Основную долю в энергобалансе страны занимают нефть, уголь и газ. Тем не менее, по прогнозу Международного энергетического агентства, доля углеводородного сырья в РФ постепенно снижается и к 2040 году достигнет 66%, уступив место альтернативным источникам энергии. Сегодня доля солнечной генерации в энергобалансе страны составляет всего 0,001%. В сравнении с энергобалансом мировой энергетике этот процент довольно мал. Например, Германия имеет самую высокую долю солнечной энергии (21,58%) в энергетическом балансе, что в несколько десятков тысяч раз превышает российский показатель.

Наиболее развитыми регионами нашей страны в отрасли солнечной генерации можно назвать Республику Алтай, Краснодарский край и Белгородскую область. Самая крупная на сегодняшний день отечественная станция мощностью 5 МВт была запущена

в 2014 году в Республике Алтай. Не уступают ей и крымские СЭС. В связи с геополитическими проблемами и отсутствием необходимой инфраструктуры Крымский полуостров вынужден опираться на альтернативные источники энергии. «Перово» – самая крупная солнечная электростанция Крыма мощностью 105 МВт.

С точки зрения законодательства относительно «зеленой» энергетике в России сложилась противоречивая ситуация. Постановлением правительства РФ от 08.01.09 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» установлены целевые показатели выработки электроэнергии на основе ВИЭ, которые необходимо достичь к определенному периоду. В 2020 году доля ВИЭ должна составлять 4,5%. С другой стороны, в законодательстве отсутствуют нормативные документы, полностью регламентирующие конкретный механизм присоединения ВИЭ к общей энергосети. Тем не менее изменение ситуации в лучшую сторону на уровне закона видно уже сегодня. Так, в начале 2015 года вступило в силу постановление от 23.01.15 № 47 «О стимулировании использования

возобновляемых источников энергии на розничных рынках электроэнергии», позволяющее совершенствовать механизм поддержки генерирующих объектов, работающих на основе ВИЭ.

Других трудностей в развитии солнечной энергетике в России тоже хватает. Одна из важных проблем заключается в структуре общего энергетического баланса страны, где значительную долю составляет газовая генерация. Стоимость солнечной энергии в России заметно превышает стоимость газа, это препятствует быстрому развитию СЭС на массовом уровне. Из основной проблемы вытекает еще одна, не менее значимая – низкая заинтересованность инвесторов. Долгий срок окупаемости проекта и невысокая рентабельность СЭС являются причиной отсутствия инвестиций и должного внимания со стороны частных предпринимателей. Решением проблемы может стать только выравнивание себестоимости газа с себестоимостью солнечной энергии, что позволит развивать генерацию солнца без серьезных субсидий. Уже в следующем году баланс между двумя источниками энергии будет достигнут в Европе, нашей же стране предстоит еще долгий путь к достижению равновесия между солнечной и газовой генерацией. При всех качественных преимуществах солнечной энергетике у нее есть еще одно слабое место – зависимость от погодных условий и времени суток. Экономически благополучные регионы европейской части России, такие как Московская и Ленинградская области, имеют низкую инсоляцию, то есть получают недостаточный уровень солнечного света. Строительство СЭС в этих регионах не имеет никаких перспектив, так как не все мощности станции будут задействованы.

Россия во многом отстает от Европы, включая отрасль энергетике. Тем не менее в нашей стране присутствуют перспективы развития «зеленой» генерации, а государство начинает проявлять интерес к использованию ВИЭ. К 2020 году правительством РФ запланировано строительство еще четырех крупных СЭС. Таким образом, будет дополнительно

введено около 1,5–2 ГВт мощностей, и доля солнечной энергии в энергобалансе увеличится до 1%. Несмотря на зависимость солнечной генерации от погодных условий, Россия имеет все шансы на развитие этой отрасли. Например, строительство СЭС в южной части РФ будет перспективным, так как эта территория подвержена высокой инсоляции, а значит, станции смогут работать на максимальных мощностях. В других частях страны можно успешно использовать солнечную генерацию, размещая СЭС на территории с дефицитом электроэнергии. Наиболее выгодно строительство солнечных электростанций рядом с сельскохозяйственными предприятиями, которые находятся на открытых участках, отдаленных от основных энергоустановок. Солнечные энергоустановки требуют меньше инвестиций, чем ветровые системы или отопительные устройства, для работы которых требуется твердое топливо, и являются наиболее выгодным решением для обеспечения хозяйства электроэнергией.

Техническое оснащение для запуска новых солнечных электростанций играет важную роль. За последние несколько лет заметно подешевело оборудование для производства солнечной энергии, при этом возросла эффективность солнечных модулей. Вместе с ростом в интересах дешевающей «зеленой» энергии быстро развивается отрасль технологий для активного энергомониторинга и энергоменеджмента на уровне одного объекта или целой станции. Совмещение этих двух аспектов в единую систему позволит ускорить процесс развития российской энергетике в целом. Совершенствование солнечной генерации на уровне массового использования возможно только при достаточной государственной поддержке. Внесение требований к обязательному оснащению солнечными модулями некоторых административных и образовательных зданий позволит сократить расходы энергопотребления этих объектов и ускорит процесс развития солнечной энергии в

частном секторе энергорынка. А ужесточение требований законодательства о производстве отечественного оборудования солнечной энергии приведет к сокращению инвестиций на строительство СЭС.

И в заключение хотелось бы отметить, что солнечная энергия имеет огромный потенциал во всем мире, а ее запасы превышают все существующие ресурсы, однако в России развитие солнечной генерации происходит очень медленно. Основные причины – слабо развитая инфраструктура, высокая стоимость ее модернизации, долгий срок окупаемости инвестиций. Все это ведет к тому, что рентабельность СЭС в нашей стране невелика и не представляет должного интереса для частных предпринимателей – отрасль развивается в основном силами государства. ●

Литература

1. Аvezов Р.Р., Орлов А.Ю. Солнечные системы отопления и горячего водоснабжения Ташкент: Фан, 1988 г.
2. Авдеевский В.С., Лесков Л.В. Куда идет советская космонавтика? – М.: Знание, 1990 (серия «Космонавтика, астрономия»).
3. Андреев С.В. Солнечные электростанции – М.: Наука, 2002.
4. Базаров Б.А., Заддэ В.В., Стебков Д.С. и др. Новые способы получения кремния солнечного качества. Сб. «Солнечная фотоэлектрическая энергетика». Ашхабад, 1983.
5. Бурдаков В.П. Энергоэнергия из космоса М: Энергоатомиздат, 1991.
6. genport.ru/article/dostoinstva-i-nedostatki-ispolzovaniya-solnechnyh-paneley.
7. <http://www.bibliotekar.ru/estestvoznaniye-2-2/31.htm>.
8. итог реформы электроэнергетики в России. Чебанов К.А., Карамян О.Ю., Соловьева Ж.А. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2016. № 9. С. 30–33.
9. Технологическое развитие российского топливно-энергетического комплекса под влиянием экономических санкций. Карамян О.Ю., Чебанов К.А., Соловьева Ж.А. Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1.
10. Технологическое развитие российского топливно-энергетического комплекса под влиянием экономических санкций. Карамян О.Ю., Чебанов К.А., Соловьева Ж.А. Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. С. 326.

KEY WORDS: *the energy of the sun, physical and biological solar power, solar cells, solar collectors, advanced technologies, prospects of solar energy supply, the profitability of the SPP, the state policy in the field of renewable energy.*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА – ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ В ТЕПЛИЧНЫХ ХОЗЯЙСТВАХ. ЭТО РЕШАЕТ ОДНОВРЕМЕННО ДВЕ ПРОБЛЕМЫ – СНИЖАЕТ ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ФАКЕЛЬНОГО СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И УМЕНЬШАЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ В ТЕПЛИЧНОМ КОМПЛЕКСЕ, ЧТО В ЦЕЛОМ ВЕДЕТ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОДОВОЛЬСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИТЕЛЕЙ ОТДАЛЕННЫХ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ

THE ARTICLE DESCRIBES A PROMISING WAY TO UTILIZE THE ASSOCIATED PETROLEUM GAS – USING IT IN GREENHOUSES. THIS WILL SOLVE TWO PROBLEMS AT ONCE: REDUCE POLLUTION FROM THE FLARING OF THE ASSOCIATED GAS AND MAKE IT POSSIBLE TO REDUCE OPERATING COSTS IN GREENHOUSE COMPLEXES, WHICH GENERALLY ENSURES FOOD SECURITY FOR THE PEOPLE IN REMOTE NORTHERN AREAS

Ключевые слова: утилизация, попутный нефтяной газ, тепличный комплекс, моделирование, теплофизические процессы.

УДК 622.691.4.054

Кудряшова Анастасия Геннадьевна,
к.т.н., заместитель заведующего кафедрой нефтегазовых технологий ЧОУ ВО «Камский институт гуманитарных и инженерных технологий»

Ильин Алексей Петрович,
к.т.н., доцент кафедры тепловых двигателей и установок ФГБОУ ВО «Ижевский государственный технический университет им. М.Т. Калашникова»

Выгузова Мария Анатольевна,
к.т.н., доцент кафедры безопасности жизнедеятельности ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

Учитывая суровые климатические условия районов Крайнего Севера, тяжелый физический труд, а также потребность населения в увеличении доли свежих овощей и зеленных культур в ежедневном рационе, сооружение тепличных хозяйств закрытого грунта непосредственно в районах добычи нефти и газа является одним из шагов на пути к сохранению здоровья.

Основная проблема обслуживания закрытого грунта в северных районах заключается в высоких затратах на энергообеспечение всего тепличного комплекса, что приводит к его неэффективности.

На сегодняшний день проблема решается с помощью доставки продуктов питания в отдаленные регионы при помощи транспорта, что ведет к их высокой стоимости и не обеспечивает сохранность и качество продукции.

Как известно, в нефтедобывающих районах очень остро стоит проблема утилизации попутного нефтяного газа. Согласно постановлению правительства № 1148 от 08.11.2012 г. «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа», предельно допустимое

значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа составляет не более 5% объема добытого попутного нефтяного газа [1]. В соответствии с показателями ведущих нефтяных компаний по объемам добычи и использования нефтяного попутного газа, большинство нефтедобывающих компаний не готово к утилизации 95% добытого попутного нефтяного газа.

Попутный газ в своем составе имеет такие «вредные» компоненты, как тяжелые углеводороды, меркаптаны, оксиды углерода, сероводород, азот, гелий и другие. Каждый из этих компонентов несет определенную нагрузку при загрязнении окружающей среды.

При факельном сжигании попутного нефтяного газа происходит загрязнение атмосферного воздуха оксидами азота и серы, что может способствовать выпадению кислотных осадков, что в свою очередь приводит к подкислению почвенного и снежного покрова, накоплению нитритов и сульфатов.

Загрязнение литосферы совокупно распространяется на площадь порядка 100 тыс. га. Вблизи работы факельной установки происходит полное выжигание территории. Кроме того, это способствует увеличению количества лесных

пожаров, снижение численности животных, насекомых и полезной микрофлоры почвы.

Также при нарушении технологических режимов работы факельной установки может происходить выделение бензола, фосгена, толуола, тяжелых металлов и других веществ. Упомянутые выше вещества приводят к загрязнению не только атмосферного воздуха, но и поверхностных водоемов, что ведет к отравлению водной фауны.

Для расчета экологических рисков от сжигания ПНГ необходимо знать факторы экологической опасности и методы оценки ущерба от их проявления. Результаты мониторинга экологической обстановки, данные об оценке воздействия на окружающую среду, данные экологической экспертизы и аудита помогут более точно оценить экологический риск. Нефтегазовый комплекс имеет технические объекты большой протяженности, которые пересекают значительные территории, изменяют ландшафты при строительстве и эксплуатации, нарушают сложившиеся веками экосистемы.

Экологический ущерб от сжигания ПНГ можно определить как сумму ущерба от загрязнения атмосферы, водных ресурсов, почвы, уничтожения биологических ресурсов, загрязнения территории побочными отходами (остатки оборудования, используемых материалов и т.д.). Ущерб от загрязнения водных ресурсов и почвы в целом может быть оценен по экономическим затратам, идущим на частичное или полное восстановление окружающей среды. Затраты на восстановление атмосферы от загрязнения не учитываются, так как происходит диффузия газов в воздухе.

Кроме того, следует не забывать об ущербе здоровью населения от загрязнения среды обитания. При постоянно действующих негативных факторах на организм человека начинаются необратимые

изменения, влияющие на здоровье не только самого человека, но и на здоровье его будущего потомства. Для оценки риска здоровья человека можно использовать статистические показатели частоты смертей.

Таким образом, оценка экологического риска сжигания ПНГ на факельных установках нужна для решения следующих задач: выбор направлений стратегического развития предприятий на основе сравнения воздействия различных технологий на здоровье работников и населения и окружающую среду; принятие решений по реализации мер экологической безопасности на нефтегазодобывающих предприятиях; обмен информацией о возникающем риске между идентичными предприятиями.

При сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа, пользователями недр самостоятельно исчисляется и вносится плата за выбросы загрязняющих веществ [2].

Размер платы зависит от интегрального и фактического показателей сжигания. Интегральный показатель определяется методом агрегирования или дифференциации. Показатель сжигания определяется ежеквартально на основании суммы объемных характеристик показаний узлов учета ПНГ по участку недр, предоставленному в пользование. Также в расчете платы учитываются затраты на реализацию проектов по полезному использованию ПНГ, а также экологические факторы (состояние атмосферного воздуха) по территориям экономических районов страны.

Однако в связи с затянувшимся экономическим кризисом нефтяные компании ищут любые способы уменьшить штрафы за сжигание ПНГ. Но именно сейчас важно продолжать государственную «политику принуждения» к

эффективному использованию попутного газа, в ином случае влияние на сформированные и уже запущенные проекты в нефтегазопереработке будет крайне негативным и необратимым.

На сегодняшний момент известны следующие способы утилизации ПНГ: закачка в пласт с целью поддержания пластового давления; закачка в подземные хранилища с целью возможности дальнейшего использования; использование в газопоршневых и газотурбинных установках в качестве топлива для получения электрической энергии. Также возможна транспортировка ПНГ до газоперерабатывающих заводов и их дальнейшая переработка внутри заводов. Все эти методы достаточно энергоемки и материально затратны, также требуют развития дополнительной инфраструктуры, что также несет в себе увеличение материальных затрат.

Авторами статьи ранее был рассмотрен вариант утилизации ПНГ в пиролизных установках для обогрева защищенного грунта. Техническое решение заключается в предварительной подготовке ПНГ с целью очистки от вредных примесей и его осушки, подведения газа к пиролизной установке, сжигания при температуре не менее 1200°C, получения углекислого газа и тепловой энергии. В дальнейшем полученное тепло используется для обогрева теплицы, углекислый газ – для создания оптимальных условий микроклимата, а полученная электрическая энергия – для освещения и поддержания работы автоматики [3].

Также для обогрева почвы теплицы в ней располагаются трубопроводы с теплоносителем, нагреваемым теплом от сгорания попутного газа. Эти трубопроводы могут быть выполнены, например, из поливинилхлоридных труб различных диаметров и



располагаются не по всему объему, для того чтобы обеспечить нагрев непосредственно в месте произрастания культуры, с целью экономии материалов и уменьшения объема работ. Для контроля температуры теплоносителя на систему трубопроводов в подпочвенном пространстве установлены термодатчики.

Для создания необходимого для растений микроклимата в объеме теплицы, она должна иметь систему орошения. Нагрев воды для системы орошения в холодное время года также осуществляется теплом, получаемым от сгорания попутного нефтяного газа [5].

Для оценки оптимального расположения системы трубопроводов подпочвенного обогрева, необходимо провести дальнейшие исследования, смоделировав подведение теплоносителя к месту произрастания культуры.

Таким образом, целью исследования является моделирование теплофизических процессов в тепличном хозяйстве, обогреваемом ПНГ.

Для того чтобы определить, есть ли необходимость монтировать систему подогрева грунта, рассмотрена задача о температурном поле верхнего слоя грунта теплицы за счет конвективного теплообмена с внутренним микроклиматом. Предположим, что имеется полуограниченное тело, которое с одной стороны ограничено плоскостью, а с другой – простирается в бесконечность. Коэффициент теплопроводности λ постоянен. Пусть заданы температуры окружающей среды t_r и поверхности грунта t_c , которая поддерживается затем постоянной в течение всего процесса теплообмена.

При этом дифференциальное уравнение теплопроводности без внутреннего источника будет иметь вид:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}, \quad (\tau > 0, 0 < x < \infty) \quad (1)$$

при краевых условиях

$$\begin{aligned} t(x, 0) &= t_0 = \text{const}, \\ t(0, \tau) &= t_c = \text{const}, \\ \frac{\partial t(+\infty, \tau)}{\partial x} &= 0, \end{aligned}$$

причем отсутствует перепад температуры в бесконечно удаленной точке.

РИС. 1. Изменение температуры грунта без внутреннего подогрева

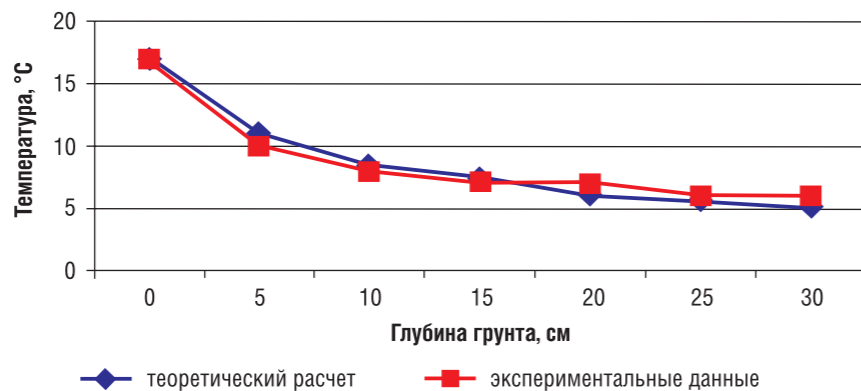
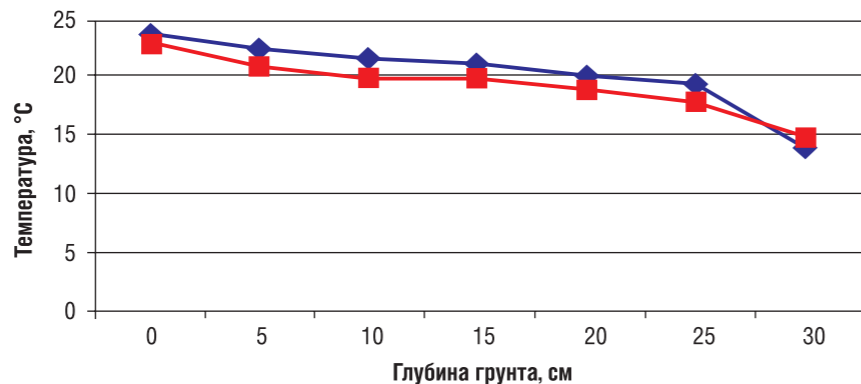


РИС. 2. Изменение температуры грунта при подогреве



Подобные математические модели конвективного теплообмена были рассмотрены в работах [6, 7, 9], в которых изменение температуры было получено в виде функционального ряда:

Используя преобразования Фурье, решения данного уравнения можно представить в виде [8]:

$$\frac{t(x, \tau) - t_c}{t_0 - t_c} = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty e^{-p^2 a \tau} \sin p x \frac{dp}{p} \quad (2)$$

Используя данную математическую модель передачи теплоты полуограниченному телу, были проведены расчеты изменения температуры слоя грунта в теплице без внутреннего источника тепла. Для этого приняты следующие допущения:

1. средняя температура на поверхности грунта 17°C;
2. температура воздуха в теплице 24°C.

Полученные решения представлены на рис. 1.

Как видно из графиков, температура плодородного слоя грунта опускается ниже 10°C, что может сказаться негативно на корневой системе растений. Поэтому требуется изнутри подогревать грунт.

Одним из универсальных способов поддержания температуры земли в пределах нормы является водяная система обогрева. К некоторым достоинствам данной системы относят низкую стоимость в обслуживании и образующийся на трубах конденсат, который дополнительно увлажняет почву.

Рассмотрен случай нагрева слоя грунта толщиной 30 см. Данная задача сведена к расчету распределения температуры неограниченной пластины, нагреваемой при помощи конвективного теплообмена (за счет воздуха в теплице), и теплоотдачи от стенок труб водяной системы обогрева грунта. При этом температура на поверхности поддерживается постоянной t_c , а противоположная – при постоянной, но иной температуре t_0 . Теплообмен сопровождается нагревом материала с постоянным коэффициентом температуропроводности a и с постоянным коэффициентом теплоотдачи α .

Уравнение теплопроводности без внутреннего источника будет иметь вид:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t}{\partial x^2}, \quad (\tau > 0, 0 < x < R) \quad (3)$$

граничные условия можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} t(0, \tau) &= t_c = \text{const}, \\ t(R, \tau) &= t_0 = \text{const}. \end{aligned}$$

Решение данного уравнения записывается в виде функционального ряда [8]:

$$\begin{aligned} \frac{t(x, \tau) - t_c}{t_0 - t_c} &= \text{erf} \frac{x/R}{2\sqrt{Fo}} - \\ &- \sum_{n=1}^{\infty} \left(\text{erfc} \frac{2n + \frac{x}{R}}{2\sqrt{Fo}} - \text{erfc} \frac{2n - \frac{x}{R}}{2\sqrt{Fo}} \right), \quad (4) \end{aligned}$$

где $\text{erf} x = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-x^2} dx$,
 $\text{erfc} x = 1 - \text{erf} x = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty e^{-x^2} dx$.

Для расчета изменения температуры в слое грунта были приняты следующие допущения:

- 1) толщина грунта 30 см ($R = 30$);
- 2) поскольку под трубы в земле укладывается тепло- и гидроизоляция, то все тепло от труб расходуется на нагрев грунта;
- 3) температура воздуха в теплице 24°C ($t_c = 24$);
- 4) температура стенок труб водяной системы обогрева 14°C ($t_0 = 14$);
- 5) коэффициент теплопроводности λ постоянен.

В результате выполненных расчетов диапазон изменения температур находится в допустимых пределах (рис. 2).

Адекватность математических моделей конвективного теплообмена проверена путем сравнения дисперсий расчетных данных с экспериментальными по критерию Фишера [4]. Модели адекватны с надежностью 95%.

Таким образом, разработав модель подведения тепла к растениям, мы можем оптимизировать использование имеющихся энергетических ресурсов, способствовать увеличению урожайности произрастаемых культур, что благоприятно скажется на продовольственной безопасности стратегических районов Крайнего Севера. ●

Литература

1. Постановление правительства РФ №1148 от 08.11.2012 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
2. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 5 августа 2013 г. №274 «Об утверждении инструктивно-методических указаний по взиманию платы за выбросы

загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

3. Выгузова М.А., Касаткин В.В., Кудряшова А.Г., Ильин А.П. Разработка конструкции теплицы, обогреваемой с помощью попутного нефтяного газа // АгроЭкоИнфо. – 2016, № 3.
4. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. / В.Е. Гмурман – М.: Высшая школа, 1977. – 479 с.
5. Заявка на полезную модель №2015148737 Теплица, обогреваемая с помощью попутного нефтяного газа / М.А. Выгузова, В.А. Никулин, В.В. Касаткин, А.П. Ильин, А.Г. Кудряшова, Н.Ю. Касаткина, А.А. Соловьева. – 2015148737; заявлено 12.11.2015.
6. Ильин А.П. Математическая модель процесса пиролиза льняной костры / А.П. Ильин, Р.Р. Якупов, Л.С. Воробьева // Механизация и электрификация сельского хозяйства. 2009. № 6. С. 20 – 21.
7. Ильин А.П. К математической модели пиролиза древесных опилок в вихревом газогенераторе / А.П. Ильин, Л.С. Воробьева, Н.Ю. Литвинюк, Р.Р. Якупов // Проблемы инновационного развития агропромышленного комплекса: материалы Всероссийской научно-практической конференции 20 – 21 октября 2009 г. / ФГОУ ВПО ИжГСХА. – Ижевск: Изд-во ФГОУ ВПО ИжГСХА, 2009 – с. 181 – 186.
8. Лыков А.В. Теория теплопроводности. / А.В. Лыков – М.: Высшая школа, 1967. – 596 с.
9. Yuzuzova M.A. Development of the mathematical model of vermicomposting process / M.A. Yuzuzova, A.P. Ilyin, A.G. Kudriashova // IEEE International Conference on Industrial Engineering, 2016.

KEY WORDS: utilization, associated petroleum gas, greenhouse, modeling, thermal processes.

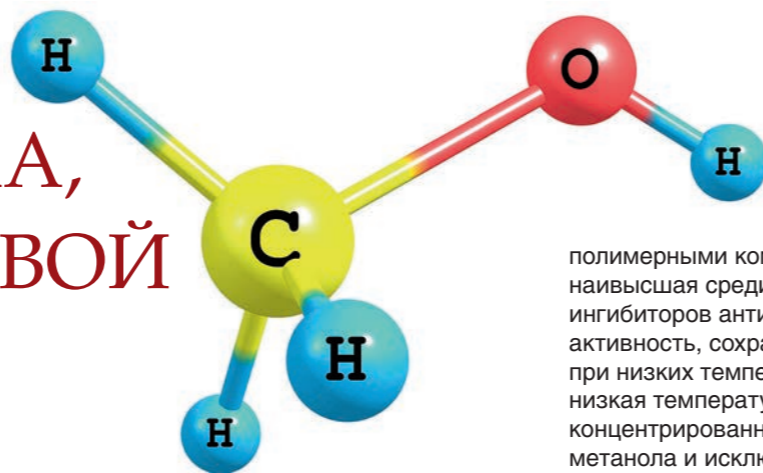
ATAMAN
www.atamanguns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ АКСЕССУАРЫ

НОВИНКИ

ООО «МЗВО»
+7 (495) 9847629

ГЕОЭКОЛОГИЯ МЕТАНОЛА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



УДК 502.7+541.4:662.69



Р.В. Галиулин,
доктор географических наук,
ведущий научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН

РАССМОТРЕНА ГЕОЭКОЛОГИЯ МЕТАНОЛА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТОБРАЗОВАНИЯ. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ И ОПИСАНЫ РИСКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ МЕТАНОЛОМ, А ТАКЖЕ ЕГО ТОКСИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ НА ЧЕЛОВЕКА. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ГИГИЕНИЧЕСКИЕ НОРМАТИВЫ МЕТАНОЛА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ИМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. ОХАРАКТЕРИЗОВАНЫ РАЗЛИЧНЫЕ СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ И ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД И ПОЧВ, СОДЕРЖАЩИХ МЕТАНОЛ (СЖИГАНИЕ, ЗАХОРОНЕНИЕ, РЕКТИФИКАЦИЯ, УЛЬТРАФИОЛЕТОВОЕ ОБЛУЧЕНИЕ, КАТАЛИТИЧЕСКОЕ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ), КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ РИСКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ДАННЫМ ВЕЩЕСТВОМ

THE GEOECOLOGY OF METHANOL USED IN THE GAS INDUSTRY AS HYDRATE FORMATION INHIBITOR IS CONSIDERED. EXAMPLES ARE GIVEN AND RISKS OF ENVIRONMENTAL POLLUTION BY METHANOL, AND ALSO ITS TOXIC ACTION ON THE HUMAN ARE DESCRIBED. HYGIENIC STANDARDS OF METHANOL FOR CONTROL OF ENVIRONMENTAL POLLUTION BY HIM ARE PRESENTED. VARIOUS METHODS OF UTILIZATION AND CLEANING OF SEWAGE AND SOILS CONTAINED METHANOL (BURNING, BURIAL, RECTIFICATION, ULTRA-VIOLET IRRADIATION, CATALYTIC AND MICROBIOLOGICAL INFLUENCE) AS A SOLUTION OF THE PROBLEM OF ENVIRONMENTAL POLLUTION RISK BY THIS SUBSTANCE ARE CHARACTERIZED

Ключевые слова: газовая промышленность, метанол, ингибитор гидратообразования, геоэкология, загрязнение окружающей среды, токсическое действие на человека, гигиенические нормативы, способы утилизации и очистки.



Р.А. Галиулина,
научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН

Метанол (CH₃OH) используется в газовой промышленности как ингибитор гидратообразования, то есть для борьбы с таким нежелательным явлением, как образование при определенных термобарических условиях из воды и низкомолекулярных газов так называемых газовых гидратов в виде твердых кристаллических соединений [1, 2]. Механизм действия метанола, относящегося к классу термодинамических ингибиторов гидратообразования, заключается в снижении активности воды в водном растворе, вследствие чего изменяются равновесные условия образования гидратов. Так, закачка метанола в призабойную зону скважины газогидратных месторождений вызывает не только разложение газовых гидратов на забое скважины, но и улучшает фильтрационные

характеристики призабойной зоны, то есть участка пласта, примыкающего к стволу скважины. Кроме того, высокая адсорбционная способность метанола используется для удаления воды после гидростатических испытаний газопроводов, а также в низкотемпературных процессах очистки природного газа от углекислого газа (CO₂), сероводорода (H₂S) и других серосодержащих органических соединений.

Повсеместное использование метанола, и особенно на газодобывающих предприятиях Крайнего Севера, обусловлено рядом причин, в числе которых относительно низкая его стоимость по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования (гликолями, поверхностно-активными веществами, водорастворимыми

полимерными композициями), наивысшая среди известных ингибиторов антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах, очень низкая температура замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малая их вязкость даже при температуре ниже -50°C [3].

Цель данной работы состояла в анализе, систематизации и обобщении информации, касающейся примеров и риска загрязнения окружающей среды метанолом, используемым в газовой промышленности, токсического его действия на человека, контроля загрязнения окружающей среды, способов утилизации и очистки сточных вод и почв, содержащих данное вещество.

Примеры загрязнения окружающей среды метанолом

Загрязнение окружающей среды метанолом происходит в результате его аварийных выбросов или разливов при производстве, транспортировке и применении данного вещества. При этом количество аварийных выбросов или разливов метанола или промышленных сточных вод, содержащих это вещество нельзя планировать, а избежать их на 100% практически невозможно. Так, недавно в Свердловской области на железнодорожной станции произошла утечка значительного количества метанола (850 л) из цистерны на пути [4]. Серия инцидентов, связанных с высоким загрязнением атмосферного воздуха метанолом, то есть до 10, 15 и 22 предельно допустимой концентрации (ПДК), была зарегистрирована в Тульской области [5–7]. Высокое и экстремально высокое загрязнение метанолом речной воды, соответственно до 32 и 58 ПДК, было установлено в Вологодской области [5, 8]. В одном из городов Кемеровской области в воде скважин на территориях химических предприятий был обнаружен метанол в концентрации, превышающей его ПДК, а в Архангельской области метанол был отнесен к числу приоритетных

загрязнителей источников питьевой воды, требующих постоянного контроля [9, 10].

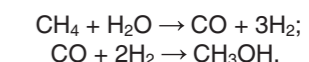
Риск загрязнения окружающей среды метанолом

Самый большой риск загрязнения окружающей среды метанолом представляет его транспортировка на газодобывающие предприятия. Известно, что транспортная схема обеспечения газодобывающих предприятий метанолом, существующая в настоящее время, например, в Надым-Пур-Тазовском нефтегазоносном регионе (Ямало-Ненецкий автономный округ, 67°15' с.ш., 74°40' в.д.) включает несколько этапов, а именно [3]: залив метанола в железнодорожные цистерны на заводе-изготовителе и их транспортировка на головную базу, перелив метанола из железнодорожных цистерн в стационарные емкости для хранения, подготовка метанола к использованию путем добавления красителя или одоранта, перелив метанола из стационарных емкостей в автомобильные цистерны и их транспортировка до базы метанола на газодобывающем предприятии, где осуществляется перелив метанола из автомобильных цистерн в стационарные емкости, затем перелив из стационарных емкостей в другие автомобильные цистерны и транспортировка метанола на конкретные объекты потребления.

Примером чрезвычайно высокого риска для водной среды является транспортировка метанола в короткий летний период навигации на грузовых судах по реке Обь и Тазовской губе (морскому заливу) на Юрхаровское газоконденсатное месторождение Надым-Пур-Тазовского нефтегазоносного региона [11, 12]. Как известно, река Обь и Тазовская губа относятся к водоемам высшей рыбохозяйственной категории, как местам нагула ценных пород осетровых и сиговых рыб.

Альтернативой к экологически небезопасной транспортировке метанола на весьма большие расстояния, как по суше, так и по воде, может быть создание малотоннажного производства метанола в форме мини-заводов в непосредственной близости к месту его использования, то есть в районе добычи природного газа,

а также вторичное использование отработанного метанола путем его регенерации [2, 11, 12]. Подобного рода мини-заводы с упрощенной технологической схемой монтируются в быстро воспроизводимом модульном сооружении и позволяют полностью отказаться от централизованного снабжения газодобывающих предприятий метанолом [13]. При этом в качестве сырья для производства метанола может быть использован свой же природный газ, в котором, как известно, содержание метана (CH₄) составляет от 70 до 98%. Первоначально паровой конверсией метана получают так называемый синтез-газ (смесь монооксида углерода и водорода), а затем на медь-цинковом оксидном катализаторе из него синтезируют искомое вещество – метанол:



Токсическое действие метанола на человека

Метанол является сильным, преимущественно нервным и сосудистым ядом с резко выраженным кумулятивным эффектом, то есть усиленным токсическим действием в результате его накопления в организме при кратных поступлениях [14]. Наибольшее количество метанола накапливается в печени и почках [15]. Установлено, что часть поступившего в организм метанола через несколько суток выделяется слизистой оболочкой в просвет желудка и затем снова всасывается. Метанол при пероральном попадании в организм человека вызывает циркуляторный коллапс, то есть острую сосудистую недостаточность, сопровождающуюся резким падением кровяного давления. Особую токсичность метанола связывают с образованием из него в организме формальдегида (НСОН) и муравьиной кислоты (НСООН):



За счет образования именно этих веществ, а также медленного распада метанола обусловлена тяжесть интоксикации. При любом пути поступления метанола типичны поражения зрительного нерва и сетчатки глаза, отмечаемые как при острых, так и при хронических интоксикациях. Пары метанола сильно раздражают слизистые

оболочки глаз и дыхательных путей. Поступление метанола в желудок опасно в количестве даже 5–10 мл, а смертельной дозой является 30 мл. Симптомы отравления (тошнота, рвота) могут наступать как вскоре после попадания вещества, так и через несколько часов, на следующий день или еще позднее. В тяжелых случаях наблюдаются резкая синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс, отсутствие реакции зрачков, и смерть наступает от остановки дыхания. Пострадавшие, находящиеся в сознании, жалуются на головную боль, сильнейшие боли во всем теле и в желудке, мелькание перед глазами и неясность видения. Неисчезающее расширение зрачков указывает на возможность рецидива или стойкого расстройства зрения. Функциональная неполноценность печени не исчезает с наступлением клинического выздоровления, которое протекает очень медленно.

Ранние симптомы хронической интоксикации метанолом проявляются в виде концентрического сужения границ цветного зрения, нарастающего со временем и атрофии зрительного нерва, то есть уменьшения его размеров, сопровождающегося нарушением или прекращением функции и отеком. У лиц с хронической интоксикацией метанола в производственных условиях возникает изменение белковообразовательной функции печени. Имеют место быстрая утомляемость, головная боль во второй половине дня, раздражительность, плаксивость и боль в правом подреберье. При малых концентрациях метанола отравление развивается постепенно и характеризуется раздражением слизистых оболочек, частыми заболеваниями дыхательных путей, головными болями, звоном в ушах, невритами и расстройствами зрения. Отравление организма при попадании на кожу метанола обычно происходит при одновременном вдыхании его паров. Поступление метанола в организм через кожу и дыхательные пути связано с особыми условиями, как обливом веществом поверхности тела (без проведения немедленной дегазации) и длительным пребыванием в атмосфере, содержащей метанол [15]. Для

ТАБЛИЦА 1. Гигиенические нормативы метанола для различных сред и человека

Гигиенический норматив	Среда и человек	Значение
Предельно допустимая концентрация	В воздухе рабочей зоны	5 мг/м ³
	Максимальная разовая в воздухе населенных мест	1 мг/м ³
	Среднесуточная в воздухе населенных мест	0,5 мг/м ³
	В воде водных объектов	3 мг/л
Предельно допустимый уровень	На коже рук	0,02 мг/см ²

определения раннего негативного действия метанола представляется важным и необходимым определением данного вещества в биологических жидкостях организма (крови и моче), например, газохроматографическим методом.

Так как преимущественная интоксикация метанолом происходит при его приеме внутрь, то для исключения возможности ошибочного употребления метанола в производственных условиях в него добавляют одоранты – этилмеркаптан (C₂H₅SH, 1:1000), керосин (1:100) или темный краситель (2,5:1000) [3].

Контроль загрязнения окружающей среды метанолом

Контроль загрязнения окружающей среды метанолом осуществляется по гигиеническим нормативам в форме его ПДК в воздухе и воде, а человека в производственных условиях в форме предельно допустимого уровня (ПДУ) метанола на коже его рук (таблица 1) [14]. Здесь под ПДК вещества в воздухе рабочей зоны подразумевается концентрация, которая в течение всего рабочего стажа не должна привести к заболеванию или отклонению в состоянии здоровья; ПДК вещества максимальная разовая – концентрация в воздухе населенных мест, которая при вдыхании в течение 30 мин не должна вызывать рефлекторных реакций в организме человека; ПДК вещества среднесуточная – концентрация в воздухе населенных мест, которая не должна оказывать на человека негативного воздействия при неопределенно долгом вдыхании; ПДК вещества в воде водоема – концентрация, которая не должна оказывать негативного влияния на

организм человека и не должна ухудшать гигиенические условия водопользования; ПДУ вещества на коже рук – концентрация, которая в течение всего рабочего стажа не должна привести к заболеванию или отклонению в состоянии здоровья.

Однако считается, что определение метанола в биологических средах человека (крови и моче) более актуально, чем определение данного вещества в атмосферном воздухе, поскольку анализ разовой пробы в зоне дыхания может неадекватно отражать общее воздействие метанола на организм [15].

Одним из значимых путей поступления метанола в организм человека, особенно в производственных условиях, является ингаляционный. Поэтому контролю загрязнения воздуха метанолом придается особое значение. Так, примером осуществления действенного контроля загрязнения воздуха метанолом являются исследования [16], выполненные на Астраханском газоперерабатывающем заводе. Газохроматографическим методом было установлено, что максимальное содержание метанола в производственных помещениях было ниже или незначительно превышало его ПДК для воздуха рабочей зоны, равную 5 мг/м³. Другим примером контроля загрязнения воздуха метанолом являются результаты мониторинга за состоянием воздуха рабочей зоны ряда химических производств по получению метанола, расположенных в Восточной Сибири [17]. Газохроматографическим методом также было установлено, что за наблюдаемый период времени не отмечалось превышения гигиенических нормативов метанола даже при максимальном его содержании.

Способы утилизации и очистки сточных вод и почв, содержащих метанол

Как известно сточные воды, образуемые на предприятиях газовой промышленности, наряду с метанолом содержат ряд других специфических компонентов (углеводороды, фенолы, гликоли, сероводород и другие вещества) [18]. При этом способ утилизации подобного рода сточных вод, например, сжиганием на так называемых газофакельных установках не является экологически безопасным, так как опасные продукты сгорания компонентов сточных вод поступают в атмосферный воздух, затем оседают на почву и водные объекты.

К другому способу утилизации сточных вод, широко практикуемому в газовой промышленности, относится их подземное захоронение. Оно осуществляется путем закачки сточных вод в глубокие, надежно изолированные водоносные горизонты, не содержащие пресных, бальнеологических, минеральных и термальных вод. Подземное захоронение сточных вод в область депрессионной воронки в водонапорной системе разрабатываемого месторождения природного газа может быть осуществлено при невозможности очистки сточных вод от метанола и других компонентов до требуемых ПДК. Так, например, утилизация не поддающихся очистке сточных вод Астраханского газоконденсатного комплекса, производится путем их закачивания через скважины в пласт триасово-нижнемеловых отложений на глубину около 2000 м [19].

Ниже описываются способы, ориентированные на очистку

сточных вод с преобладающим содержанием метанола в их составе, так называемой метанолсодержащей воды. Так, в работе [20] представлена технологическая схема извлечения метанола из сточных вод предприятия химической промышленности на основе процесса ректификации, то есть путем испарения жидкости и отдельной конденсации паров различных компонентов. При этом использовался метод периодической ректификации, который в отличие от непрерывного процесса позволяет разделить смесь и извлечь метанол в одной ректификационной колонне вместо двух.

Известен способ очистки метанолсодержащей воды путем ее ультрафиолетового облучения эксиллампами (газоразрядными лампами) в присутствии азотной кислоты (HNO₃) как сильного окислителя [21]. При этом под воздействием ультрафиолетового облучения происходит фотолиз воды и азотной кислоты с образованием высокоактивных радикалов – ‘OH, ‘H, NO₂’ и ‘NO, которые в дальнейшем вступают в реакции с метанолом с образованием конечных продуктов CO₂, H₂O и NH₃. В условиях *in vitro* эксперимента было установлено, что в метанолсодержащей воде с добавлением азотной кислоты (при соотношении CH₃OH:HNO₃, 10:1) под действием ультрафиолетового облучения с длиной волны λ = 172 нм (Xe₂ – эксиллампа) концентрация метанола в воде

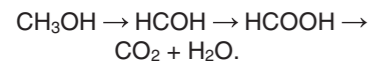
за 16 мин уменьшалась с 35,0 до 2,6 мг/л, то есть в 13,5 раза, а при использовании аналогичного облучения с длиной волны λ = 222 нм (KrCl – эксиллампа) уменьшалась с 338,0 до 14,6 мг/л, то есть в 23 раза.

В работе [22] предложена технологическая схема извлечения метанола из производственных сточных вод газоконденсатных месторождений, заключающаяся в регенерации данного вещества ректификацией с последующим глубоким каталитическим окислением его остаточных количеств в кубовом остатке (неиспарившейся жидкости). При этом 100% окисление метанола в кубовом остатке в концентрации до 1,5% достигается при использовании медно-хромо-магниевого и хромо-магниевого катализатора на носителе из оксида алюминия (Al₂O₃). Продолжительность контакта метанолсодержащей воды с катализатором не менее 0,9 секунд при температуре не ниже 450°С. Между тем исследования [23] показали также возможность 100% очистки сточных вод от метанола на медно-хромо-цинковом катализаторе при 250°С с начальным содержанием вещества до 5%.

В другом способе очистки не только метанолсодержащей воды, но и почвы от метанола используются микроорганизмы. Так, в работах [24, 25] даются практические рекомендации по очистке указанных сред с помощью биопрепаратов в виде высушенных активных биомасс метилотрофных бактерий (*Acinetobacter calcoaceticus* и *Methylomonas methanica*), выделенных из озерной воды и почвы. Очистка загрязненных



сред от метанола происходит путем микробиологической трансформации (окисления) данного вещества через формальдегид и муравьиную кислоту до диоксида углерода и воды:



При этом очистку метанолсодержащей воды можно выполнять непосредственно в специальных прудах-накопителях, оснащенных системой компрессоров для нагнетания воздуха в объем очищаемой воды, и одновременной ее обработки биопрепаратом. Так, в условиях ферментера было установлено, что при объемном содержании метанола в воде в количестве 1% очистка последней происходила за 22 часа, при 2% – за 36 часов.

Между тем для снижения риска попадания метанола с загрязненной почвы в поверхностные и подземные воды возникает необходимость ее оперативной очистки, которую также проводят с помощью вышеуказанных биопрепаратов [24]. Так, при поверхностном (0–5 см) и подповерхностном (5–30 см) загрязнении почвы метанолом ее обрабатывают специально приготовленной суспензией биопрепарата (в растворе минеральных удобрений). При этом до и после обработки биопрепаратом верхние слои почвенного профиля подвергают рыхлению. При глубинном загрязнении почвенного профиля метанолом (до 100 см), его слой полностью экскавируют и складывают в виде бурта на специально подготовленную площадку с водонепроницаемым основанием и системой перфорированных труб, проходящих через толщу бурта и обеспечивающих интенсивную аэрацию с помощью компрессоров. Бурт обрабатывают биопрепаратом, периодически подвергают рыхлению и после очистки экскавированный слой возвращают на место выемки. Для очистки нижних слоев почвенного профиля прокладывают скважины на всю глубину загрязнения вплоть до зеркала грунтовых вод, в которые через перфорированные трубы прокачивают суспензию биопрепарата и воздух.

Таким образом, при использовании метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования,

риски загрязнения окружающей среды могут проявляться в результате аварийных выбросов или разливов при производстве, транспортировке и применении данного вещества. Необходимость контроля загрязнения окружающей среды метанолом связана с его токсическим действием на человека и для осуществления которого используют гигиенические нормативы вещества в виде ПДК и ПДУ. Методы утилизации и очистки сточных вод и почвы, содержащей метанол, различны – это сжигание, захоронение, ректификация, ультрафиолетовое облучение, каталитическое и микробиологическое воздействие, выбор которых для практического применения, в первую очередь, будет определяться их экологической эффективностью. ●

Литература

1. Российская газовая энциклопедия. М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. 527 с.
2. Истомин В.А., Минигулов Р.М., Грицишин Д.Н., Квон В.Г. Технологии предупреждения гидратообразования в промысловых системах: проблемы и перспективы // Газохимия. 2009. № 6. С. 32–40.
3. Грунвальд А.В. Рост потребления метанола в газовой промышленности России и геологические риски, возникающие при его использовании в качестве ингибитора гидратообразования // Нефтегазовое дело. 2007. 25 с.
4. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в марте 2014 г. // Метеорология и гидрология. 2014. № 6. С. 103–110.
5. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в июле 2016 г. // Метеорология и гидрология. 2016. № 10. С. 103–110.
6. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в июне 2016 г. // Метеорология и гидрология. 2016. № 9. С. 97–104.
7. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в мае 2016 г. // Метеорология и гидрология. 2016. № 8. С. 100–106.
8. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в августе 2016 г. // Метеорология и гидрология. 2016. № 11. С. 96–103.
9. Эльпинер Л.И. Современные медико-экологические аспекты учения о подземных водах // Гигиена и санитария. 2015. № 6. С. 39–46.
10. Унгурану Т.Н. Риск для здоровья населения при комплексном действии веществ, загрязняющих питьевую воду // Экология человека. 2011. № 3. С. 14–20.

11. Юнусов Р.Р., Шевкунов С.Н., Дедовец С.А., Ушаков С.Н., Ляте К.Г., Самойлов А.П. Малотоннажные установки по производству метанола в газодобывающих районах Крайнего Севера // Газохимия. 2008. № 1. С. 58–61.
12. Долинский С.Э. Установки по производству метанола за Полярным кругом. Интеграция и компактность – залог высшей эффективности // Газохимия. 2009. № 8. С. 14–18.
13. Ладыгин К.В., Цукерман М.Я., Стомпель С.И. Метанол в газодобыче: снижение экологических рисков // Экология производства. 2014. № 4. С. 47–49.
14. Андреев О.П., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Арабский А.К., Маклюк О.В. Решение проблемы геологических рисков в газовой промышленности. Обзорная информация. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 78 с.
15. Малютин Н.Н., Тараненко Л.А. Патологические и клинические аспекты воздействия метанола и формальдегида на организм человека // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 2. 11 с.
16. Бойко О.В., Ахминеева А.Х., Бойко В.И., Гудинская Н.И. Влияние Астраханского газоперерабатывающего завода на загрязнение воздуха производственных помещений и территории // Гигиена и санитария. 2016. № 2. С. 167–171.
17. Тараненко Н.А., Мещакова Н.М. Санитарно-гигиенические аспекты мониторинга за состоянием воздуха рабочей зоны химических производств по получению метанола и метиламинов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 8. С. 812–815.
18. Аколова Г.С., Ильченко В.П., Попадью Н.В. Производственные сточные воды газовой отрасли: источники образования, состав, очистка и утилизация // Газовая промышленность. 2003. № 6. С. 76–78.
19. Абуталиева И.Р., Исакова В.В. Освоение газоконденсатных месторождений как фактор изменения геосистем Астраханского Прикаспия // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2010. № 2. С. 7–12.
20. Пухлий В.А., Журавлев А.А., Померанская А.К., Пухлий П.В. Очистка сточных вод от метанола и ацетона // Энергетические установки и технологии. 2016. Т. 2. № 2. С. 68–77.
21. Медведев Ю.В., Польшгалов Ю.И., Ерофеев В.И., Ерофеев М.В., Соснин Э.А., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Облучение метанольных растворов Хе2- и КГС-эксиллампами барьерного разряда // Газовая промышленность. 2005. № 2. С. 63–65.
22. Бренчугина М.В., Буйновский А.С., Исмагилов З.Р., Кузнецов В.В. Разработка технологии очистки производственных вод газоконденсатных месторождений от метанола // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 311. № 3. С. 64–68.
23. Шаркина В.И., Серегина Л.К., Щанкина В.Г., Фалькевич Г.С., Ростанин Н.Н. Очистка водометанольной фракции от метанола на промышленном катализаторе НТК-4 // Катализ в промышленности. 2012. № 1. С. 61–64.
24. Мурзаков Б.Г., Аколова Г.С., Маркина П.А. Очистка метанолсодержащих вод с помощью биологических препаратов // Газовая промышленность. 2005. № 12. С. 58–60.
25. Мурзаков Б.Г., Аколова Г.С., Маркина П.А. Выделение метилотрофных бактерий из микробиоценоза метанолсодержащих вод // Газовая промышленность. 2006. № 3. С. 83–85.

KEY WORDS: gas industry, methanol, hydrate formation inhibitor, geoecology, environmental pollution, toxic impact on human, hygienic standards, methods of utilization and cleaning.

АРКТИКА: ПУТИН НЕ УПУСТИТ СЕВЕР

Le Monde

Жан-Мишель Беза

Российское развертывание в Арктике стало источником беспокорности американских консервативных кругов. Между тем Д. Трамп ничего не делает, чтобы их успокоить.



За то, что регион стал доступен, надо сказать спасибо таянию ледяного покрова, который потерял 40% своей поверхности, начиная с 1970-х гг.

Территория может стать новой зоной конфликта. Для Путина

экономическое и военное отвоевание огромных просторов, является операцией национального значения.

Развертывание армады из 40 ледоколов (по сравнению с 4 ледоколами США) во многом объясняется желанием сопроводить развитие новых морских путей. Раньше Запад не находил в этом никаких поводов для порицания. Однако российское продвижение в Восточной Европе и Сирии вынуждает повторно интерпретировать это «арктическое перевооружение», которое рискует быть расцененным уже не как законное действие, а как угроза.

ХОРОШИЕ ОТНОШЕНИЯ? ГАЗ РАССТАВИТ ТОЧКИ НАД İ

DIE WELT

Даниэль Ветцель

Второй газопровод, по которому российский газ будет доставляться в Германию, в

значительной степени затрагивает интересы США. Москва посредством строительства «Северный поток-2» пытается зацементировать свою доминирующую роль основного поставщика газа. Это противоречит экспортным интересам американской газовой промышленности.

Конфликт разворачивается на фоне технологической революции. Растет популярность технологии сжигания газа и отправки СПГ при помощи танкеров. США играют в этой сфере ведущую роль. Благодаря фрекингу Америка заняла лидирующие позиции как крупнейший производитель сланцевого газа. На фоне появления новых возможностей приобретения энергоресурсов Евросоюз встают перед выбором: становиться ли частью мирового рынка сжиженного газа или еще больше связывать себя строительством нового газопровода с Россией. И здесь экономические «за» и «против» неразрывно связаны с политическими. ●

Организаторы: VOSTOCK CAPITAL



Правительство ЯНАО

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

VI ежегодный форум и выставка

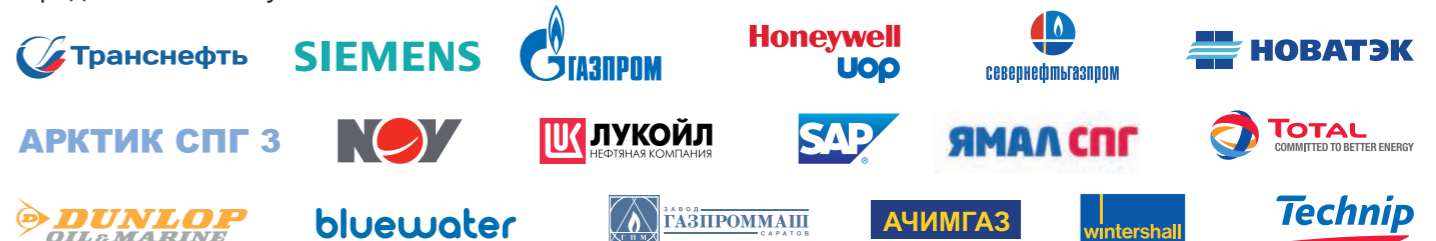
7–8 июня 2017 г., Салехард, Россия

Подробнее:

www.yamaloilandgas.com
events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90
+7 (499) 505 1 505

Среди постоянных участников:



НЕФТЕГАЗ-2017

Вектор развития ТЭК

С 17 ПО 20 АПРЕЛЯ В СТОЛИЧНОМ ЭКСПОЦЕНТРЕ НА КРАСНОЙ ПРЕСНЕ, УЖЕ В 17-Й РАЗ ОТКРОЕТ СВОИ ДВЕРИ КРУПНЕЙШИЙ ОТРАСЛЕВОЙ ПРОЕКТ, ВХОДЯЩИЙ В ДЕСЯТКУ МИРОВЫХ ВЫСТАВОК ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА – «НЕФТЕГАЗ-2017»

С 2016 года выставка проходит одновременно с Национальным нефтегазовым форумом. Выставка и форум – это синергия участников, партнеров и всей отрасли, именно здесь представлены все отраслевые новинки, встречаются производители и потребители, звучат трендовые доклады, проводятся значимые деловые мероприятия.

Экспозиция и деловая программа выставки «Нефтегаз-2017» формируются при непосредственном участии Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Торгово-промышленной палаты РФ и экспертного сообщества. Не имеющее аналогов отраслевое событие является ключевым этапом государственной стратегии, направленной на модернизацию и инновационное развитие отечественного ТЭК.

Кто участвует

По итогам официального выставочного аудита в прошлом году мероприятия приняли участие 669 экспонентов из 30 стран. Число посетителей превысило 26 тыс.

На сегодня в статусе «Участник Нефтегаз-2017» оформлены такие компании как: Сургутнефтегаз, Татнефть, Транснефть, Буринтех, Концерн Росатом, Газпром автоматизация, Газпром бурение, Газпром СтройТЭК Салават, Звезда-Энергетика, НПО «КурганХиммаш», НКМЗ-ГРУПП, Трубная металлургическая компания, мировые отраслевые гиганты – Honeywell Process Solutions, KANEX Krohne, R&B INDUSTRIAL SUPPLY COMPANY, Компания Yokogawa, KAWASAKI HEAVY INDUSTRIES, PHOENIX CONTACT, SHNEYDER ELEKTRIK, ГУСАР, КОНАР, Уралмаш НГО Холдинг и др.

Подробная информация со списком участников размещена на сайте выставки www.neftegaz-expo.ru



Несмотря на высокий международный статус выставки, при формировании экспозиции делаются акценты на реализацию плана по импортозамещению в области оборудования и технологий в нефтегазовом секторе.

Программа выставки

Основная деловая программа выставки – Национальный нефтегазовый форум.

Конкуренция технологий в борьбе за рынки формирует новые вопросы отраслевой повестки. Деловая программа Форума в этом году предусматривает проведение дискуссии в формате «технологической конференции», подкрепленной визуальной составляющей – крупнейшей отраслевой экспозицией выставки «Нефтегаз-2017».

В фокусе внимания ННФ-2017: технологическая оснащенность отраслевого машиностроительного комплекса; стратегия научно-технологического развития отрасли; меры господдержки при разработке и внедрении прорывных технологий; снижение доли импорта зарубежного оборудования и локализация производств; экспортный потенциал высокотехнологичной продукции российского машиностроительного сектора.

Уже традиционным в освещении подготовки и проведения выставки стала организация работы Информационного центра «Нефтегаз». Самые важные и интересные события выставки будут освещаться в ежедневном официальном информационном бюллетене выставки «Neftegaz.Daily».

Для любой компании профильная выставка – это реальный механизм, который позволяет профессионалам быть в курсе передовых достижений отрасли, а компаниям дает возможность показать свой потенциал или продемонстрировать уже востребованный на рынке ТЭК продукт. ●



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

17-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ-2017

18-19 апреля 2017 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

17-20 апреля 2017 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

www.neftegaz-expo.ru

РЕКЛАМА



Стенд компании Газпром космические системы на выставке CSTB Telecom & Media 2017



С. Ключкова



С. Колодяжный



Конференция Полиуретаны-2017



А. Варламов



Г. Gladkovskiy



Г. Шмаль



С. Алеко



О. Суходолина



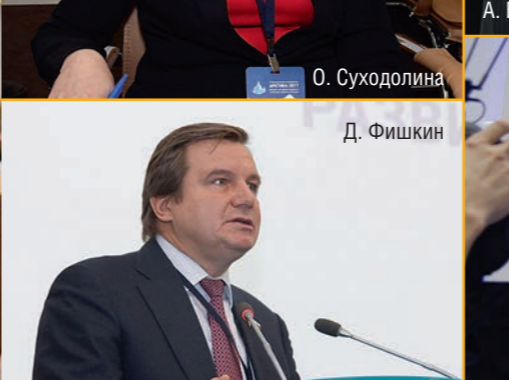
А. Ефимов



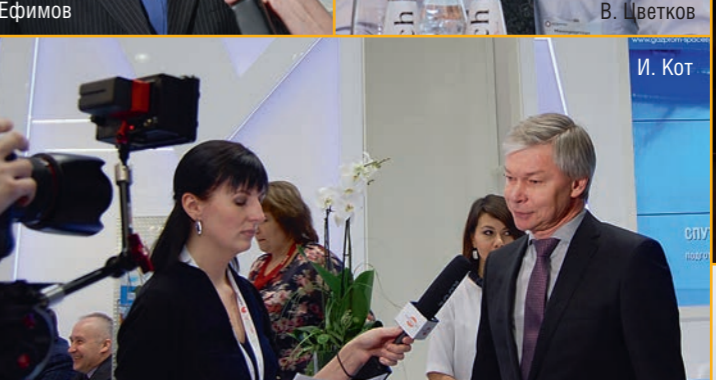
Б. Гаевский



Участники конференции Арктика-2017



Д. Фишкин



И. Кот



В. Минаев



В. Пушкарев



Б. Гаевский, А. Орлов, Н. Асатиани

Александр

Николай

А. Дмитриев



Участники конференции Арктика-2017



Участники конференции Арктика-2017



А. Орлов



Участники конференции Полиуретаны-2017



И. Шпектор

Шпектор Игорь Леонидович



Е. Любимов



Участники конференции Арктика-2017



Стенд компании Eutelsat на выставке CSTB Telecom & Media 2017



КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



Подогреватель газа предназначен для непосредственного нагрева, либо для поддержания температуры (компенсации потерь тепла) газообразных сред. Подвод мощности к подогревателю газа осуществляется через переключающие и регулирующие устройства, и её регулировка может осуществляться ступенчато или бесступенчато.

Область применения подогревателя газа – химическая, нефтегазоперерабатывающая

промышленность, нефтегазовое оборудование и других областях хозяйства. Подогреватель газа может устанавливаться как в невзрывоопасных зонах, так и во взрывоопасных зонах при наличии газов и паров категории смеси II, IIA, IIB и IIC. При использовании во взрывоопасных зонах подогреватель газа поставляется с подключающим устройством во взрывозащищенном исполнении.

Конструктивное исполнение подогревателя газа определяется

требуемой температурой, давлением и мощностью: температуры до 650°C, при необходимости до 1000°C; давление до 250 кгс/см²; суммарная мощность подключения до 1000 (и более при необходимости) кВт.

В комплекте поставки подогревателя газа может быть включены распределительные устройства для установки внутри помещения или снаружи, а также во взрывоопасных зонах. ●

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа
- 1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность её

подключения к CAU АГНКС или к CAU высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 $\text{nm}^3/\text{ч}$ при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 $\text{кгс}/\text{см}^2$), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа
- 1.1.3.10. Комплексы и установки для подготовки нефти и газа



Установка комплексной подготовки попутного нефтяного газа производительностью по входящему газу 150 млн $\text{nm}^3/\text{год}$.

Вырабатываемая продукция – СОГ (сухой отбензиненный газ) по СТ РК 1666-2007, полностью соответствующий СТО Газпром 089-2010 и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов).

Состав оборудования

1. Компрессорная станция

Компрессорная станция, состоящая из 3-х современных поршневых компрессоров, предназначена для компримирования попутного нефтяного газа до давления 60 бар изб. Компрессоры установлены в просторном здании из сэндвич-панелей, что делает процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

2. Блок низкотемпературной сепарации

Для осуществления процесса отбензинивания попутного нефтяного газа применена технологическая схема низкотемпературной сепарации с внутренним холодильным циклом на основе хладагента фреон 134А. Холодильный цикл основан на базе 2-х фреоновых компрессоров. Компрессоры установлены в отдельном домике, что делает

процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

3. Блок осушки газа и регенерации гликоля с циркуляцией 0,9 $\text{m}^3/\text{час}$.

Предотвращение гидратообразования при охлаждении газа обеспечивается впрыском раствора диэтиленгликоля на трубные решетки теплообменников установок НТС. В дальнейшем насыщенный гликоль отправляется в отпарную печь, откуда опять поступает в основную технологию. Такое техническое решение позволяет дешево и эффективно убирать влагу из потока газа и предотвращать гидратообразование. Потери гликоля при таком методе минимальны.

4. Блок фракционирования с получением ШФЛУ до 50 000 тонн/год и СОГ до 120 млн. $\text{nm}^3/\text{год}$.

5. Блок производства воздуха КИПиА и азота с производительностью по азоту 30 $\text{m}^3/\text{час}$, по воздуху – 200 $\text{m}^3/\text{час}$.

6. Блок низкотемпературной сепарации мощностью 1200 кВт. на базе 2 компрессоров GEA 400GLE мощностью 261 кВт.

7. Блок хранения и отгрузки ШФЛУ объемом 1600 m^3 .

Блок хранения и отгрузки ШФЛУ предназначен для хранения ШФЛУ, поступающей из колонны-стабилизатора, с дальнейшей ее отгрузкой в АЦН. Резервуарный парк, состоящий из семи рабочих и одного резервного резервуара по 200 m^3 каждый. Отгрузка ШФЛУ в автоцистерны осуществляется насосами через стояки налива.

8. Блок факельной системы с пропускной способностью 21000 $\text{nm}^3/\text{час}$.

Блок факельной системы предназначен для аварийного сжигания попутного нефтяного газа. Факел высокого давления оснащен двумя дежурными горелками, работающими на топливном газе НД. Конструкция факелов обеспечивает дистанционный розжиг и контроль пламени. В качестве резервного топлива для дежурных горелок предусмотрены баллоны с пропаном. Контроль процесса горения каждой горелки осуществляется датчиком температуры. Для розжига каждой горелки установлен электронный блок.

9. Комплектная система управления PCU и ПА3. ●

АГНКС. АВТОМОБИЛЬНАЯ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



АГНКС блочного (блочно-модульного) исполнения предназначена для заправки автомобилей природным газом, сжатым до давления 20,0 МПа. В зависимости от величины входного давления и от требуемой производительности АГНКС могут оборудоваться компрессорами разной мощности. Для возможности заправки передвижных автомобильных газозаправщиков (ПАГЗ) до давления 25,0 МПа АГНКС может быть дополнительно оборудована газораздаточной колонкой для его заправки.

Конструкция

Комплект оборудования представляет собой блочную конструкцию, состоящую из следующих блоков:

- блок входных кранов (возможна поставка узла коммерческого учета входного газа)
- блок технологический, в котором размещены: система подготовки газа (очистка и осушка), компрессор с приводным электродвигателем (либо газовым ДВС) для сжатия природного газа до давления 25,0 МПа
- блок оператора – помещение для обслуживания персонала. В блоке находятся приборы системы контроля и управления технологическими процессами
- блок аккумуляторов газа
- газораздаточные колонки до 8 (при необходимости и больше) заправочных постов

- монтажный комплект и комплект эксплуатационной документации

Природный газ от газопровода, через блок входных в АГНКС кранов, поступает в замерный узел (если он оговорен в комплекте поставки), затем в блок подготовки газа, проходит подготовку до необходимого качества (очистка и осушка по ГОСТ27577-2000) и после этого поступает в компрессор, сжимается до давления 25,0 МПа и направляется в систему аккумуляторов газа и далее через газораздаточную колонку в автомобиль.

Одно либо двухпостовая колонка АГНКС укомплектована системой учета газа и информационным табло, обеспечивает заправку автомобилей до давления 20,0 МПа.

Осушка газа производится адсорбционным блоком осушки

с регенерацией адсорбента в автоматическом режиме.

Управление технологическим процессом АГНКС осуществляется системой автоматического управления (САУ) с пульта оператора из блока оператора. САУ формирует журнал, в котором фиксируются параметры технологического процесса, и ведется учет заправок, с выдачей сменных отчетов.

Комплект оборудования автомобильной газонаполнительной компрессорной станции оборудован системами безопасности, включающими в себя: систему контроля загазованности, охранно-пожарную сигнализацию, аварийно-вытяжную вентиляцию и систему автоматического пожаротушения. Технологические выбросы газа в атмосферу отсутствуют. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Модификации комплектов (по количеству заправок в сутки)	От 1 до 500
Входное давление, кгс/см ² *	3-12
Производительность по заправкам, в сутки (при расчетном объеме заправки 55 нм ³)	От 1 до 800
Выходное давление компрессора, кгс/см ²	250
Давление заправки, кгс/см ²	200
Суммарная вместимость аккумуляторов, м ³	От 1,0 до 8,0
Количество заправочных постов	От 1 до 8
Время заправки 1 автомобиля, мин	5...13
Количество обслуживающего персонала, чел.	1-2 человека в смену

EAGE

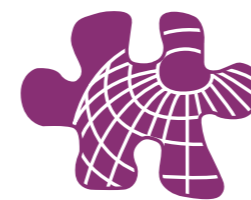
EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS



Приём тезисов докладов до 20 мая 2017 года!

Направления тем научных сессий:

- Общая геология
- Региональная сессия
- Геофизические исследования
- Методы промышленной геофизики и петрофизики
- Разведка и разработка месторождений
- Дополнительные сессии



Геомодель-2017

19-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

11-14 сентября 2017 г., Геленджик, Россия

Важные даты

20 мая 2017 г.	Окончание приёма тезисов докладов
20 июня 2017 г.	Окончание льготной регистрации
20 июля 2017 г.	Оповещение авторов о включении в программу конференции
1 августа 2017 г.	Окончание приёма заявок на коммерческие презентации
20 августа 2017 г.	Окончание предварительной регистрации

www.eage.ru
www.eage.org



«*Меняется структура доходов бюджета. Доля доходов, не связанных с нефтью и газом, составляет почти 60%. Это уже совсем другая экономическая модель*»

Д. Медведев



«*Ситуация хуже в мировой экономике, а результат у нас лучше получился. Это значит, что экономика приспособилась и на этой базе будет развиваться, безусловно*»

В. Путин

«*Наши компании посчитали, что для них лучше: добывать (нефти – прим. ред.) на 2,5% больше при цене в \$30-40 или добывать на 2,5% меньше при цене в \$50-55. Очевидно, что второй вариант более выгодный*»

А. Новак



«*Нам главное, чтобы были стабильные правила налогообложения нашей отрасли*»

В. Алекперов



«*У нас кроме газа в трубе нет никаких активов на территории Украины*»

А. Миллер



«*...поддержка России в Арктике Соединенными Штатами имеет под собой очень серьезные основания. Они связаны с тем, что Россия абсолютно доминирует в Арктике*»

Р.Танкаев

«*Наши соседи, наши конкуренты идут по пути создания более инновационной экономики, экономики будущего. А мы цепляемся за старый нефтяной век...»*

Г. Греф

«*Мы видим, что технологии альтернативной энергетики в дальнейшем будут развиваться, и не хотим отставать от этого процесса, учитывая, что у нас есть компетенции и возможности этим заниматься*»

А. Текслер



ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА




КОМПРИМИРОВАНИЕ

NEVA TOWERS

САМЫЕ ПРОДАВАЕМЫЕ
АПАРТАМЕНТЫ
В МОСКВА-СИТИ*

от 18 млн ₽

ПАРК • БАССЕЙН • СПА • ФИТНЕС • СКВОШ • КИНОТЕАТР

NEVATOWERS.ru | +7 499 300 0303 |  RENAISSANCE
DEVELOPMENT