



ИНГИБИТОРЫ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

ЦИКЛИЧЕСКОЕ
НАГНЕТАНИЕ
ПАРОКАТАЛИЗАТОРА

ЩАДЯЩЕЕ
ГЛУШЕНИЕ
ПОСЛЕ МГРП

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

3 [135] 2023

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ
В НЕФТЕСЕРВИСЕ: БОРЬБА
С ОСЛОЖНЕНИЯМИ



Входит в перечень ВАК

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



Сибирская Сервисная Компания

➤ Надежность
в партнерстве!

➤ Качество
в работе!

➤ Уверенность
в будущем!



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



ТЕКУЩИЙ
И КАПИТАЛЬНЫЙ
РЕМОНТ
СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА
И СОПРОВОЖДЕНИЕ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ,
ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ
СКВАЖИН



УСЛУГИ
ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
СОПРОВОЖДЕНИЮ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО
БУРЕНИЯ

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95



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

www.sibserv.com

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



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



ТЕКУЩИЙ
И КАПИТАЛЬНЫЙ
РЕМОНТ
СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА
И СОПРОВОЖДЕНИЕ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ,
ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ
СКВАЖИН



УСЛУГИ
ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
СОПРОВОЖДЕНИЮ
НАКЛОННО-
НАПРАВЛЕННОГО
БУРЕНИЯ

ГЕОГРАФИЯ



ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал:
+7 (3463) 313-331

Томский филиал:
+7 (3822) 90-95-96

Ямальский филиал:
+7 (3494) 23-99-99

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

ССК-Технологии:
+7 (3463) 313-336

Ремонт скважин:
+7 (3463) 313-340

ПАРТНЕРЫ



АО «Сибирская Сервисная Компания»

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

СУДОХОДНАЯ КОМПАНИЯ МОРВЕННА



СОБСТВЕННЫЙ ФЛОТ
>50 СУДОВ

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



chartering@mwship.com

+7 (495) 151-85-20

Общество с ограниченной ответственностью «Судоходная компания Морвенна»

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

Ингибиторы гидратообразования: российские и зарубежные разработки

16

Методика определения параметров щадящего глушения после МГРП

28

СОДЕРЖАНИЕ

Циклическое нагнетание парокатализатора на кубинском месторождении сверхтяжелой нефти

34

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

40

<i>Эпохи НГК</i>	4
РОССИЯ <i>Главное</i>	
Нефтесервис роняет добычу	6
Госдума приняла закон о цене Urals при расчете НДС и НДД	10
<i>События</i>	12
<i>Первой строчкой</i>	14
НЕФТЕСЕРВИС	
Ингибиторы гидратообразования: российские и зарубежные разработки	16
Загадки от мэтра, битва подушками и экстремальная дженга: в Томском филиале Сибирской Сервисной Компании состоялось посвящение в молодые специалисты	26

НЕФТЕСЕРВИС	
Методика определения параметров щадящего глушения после МГРП	28
<i>Календарь событий</i>	33
Циклическое нагнетание парокатализатора на кубинском месторождении сверхтяжелой нефти	34
Механизм образования солей в проточных каналах центробежного насоса при откачке многофазных сред	40
Разработка нормативных требований к подготовке пластовой продукции на морских нефтегазовых месторождениях	48
ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ	
Очистка и диагностика трубопроводов: трехходовый шаровой кран производства ЗСПА	52

Разработка рецептуры водонабухающей резины для пакерного оборудования



68



▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Невзрывные источники возбуждения сейсмических волн

72

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



80

Интеллектуальные технологии для экономической оценки освоения месторождений углеводородов



96

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ	
Создание стратегического резерва нефти с использованием РВС-100000	56
<i>Россия в заголовках</i>	59
Влияние утечек и несанкционированных отборов на параметры гидравлической системы	60
ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ	
Разработка рецептуры водонабухающей резины для пакерного оборудования	68
ОБОРУДОВАНИЕ	
Невзрывные источники возбуждения сейсмических волн	72
ЭКОЛОГИЯ	
Новая стратегия реагирования на разлив газового конденсата и ликвидацию последствий при освоении месторождений УВ континентального шельфа	74
<i>Хронограф</i>	79
РЫНОК	
Научно-технологическое развитие в нефтегазовой отрасли России в условиях глобальной нестабильности	80
ПЕРЕРАБОТКА	
Развитие каталитических систем для получения этилена дегидрированием этана	92
ЦИФРОВИЗАЦИЯ	
Интеллектуальные технологии для экономической оценки освоения месторождений углеводородов	96
<i>Новости науки</i>	102
<i>Нефтегаз Life</i>	104
<i>Классификатор</i>	106
<i>Цитаты</i>	112

108 лет назад

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

94 года назад

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

93 года назад

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

91 год назад

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

87 лет назад

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

81 год назад

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

77 лет назад

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

75 лет назад

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

61 год назад

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

58 лет назад

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

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор Ольга Бахтина	Аналитики Анатолий Чижевский Дарья Беляева	Дизайн и верстка Елена Валетова
Шеф-редактор Анна Павлихина	Журналисты Анна Игнатьева Елена Алифирова Анастасия Гончаренко Анастасия Хасанова Анна Шевченко	Корректор Виктор Блохин
Редактор Анастасия Никитина		

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова	Двойников Михаил Владимирович д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет	Мастепанов Алексей Михайлович д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетической стратегии
Алюнов Александр Николаевич к.т.н., ФГБОУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»	Еремин Николай Александрович д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина	Панкратов Дмитрий Леонидович д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт
Бажин Владимир Юрьевич д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет	Илюхин Андрей Владимирович д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет	Половинкин Валерий Николаевич научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН
Гриценко Александр Иванович д.т.н., профессор, академик РАН	Каневская Регина Дмитриевна действительный член РАН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина	Салыгин Валерий Иванович д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ
Гусев Юрий Павлович к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ	Макаров Алексей Александрович д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН	Третьяк Александр Яковлевич д.т.н., профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет
Данилов-Данильян Виктор Иванович д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН		

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор Ольга Бахтина	Служба технической поддержки Сергей Прибыткин Алексей Лозгачев
Отдел рекламы Дмитрий Аверьянов Ольга Щербакоева Валентина Горбунова Анна Егорова Марина Шевченко Галина Зуева Виктория Мыларщикова Евгений Короленко	Выставки, конференции, распространение Мария Короткова
Отдел по работе с клиентами Екатерина Данильчук	

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

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

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



**АВТОРИТЕТНАЯ ПЛОЩАДКА
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЛИДЕРОВ ТЭК**

18–20 АПРЕЛЯ 2023

**РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**



XXX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

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



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

18+
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

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

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



100 %

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

До 28 млн м

вырастет объем проходки бурения к 2030 г.

40 %

действующих буровых установок в России устарели

На 20 %

российские компании могут сократить добычу к 2030 г.

НЕФТЕСЕРВИС РОНЯЕТ ДОБЫЧУ

Анна Павлихина

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

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

Но, несмотря на предпринятые шаги, импортозависимость до сих пор остается крайне высокой. В одном из наиболее перспективных секторов – шельфовом – использование иностранного оборудования достигает до 90%. В морской сейсморазведке эта цифра достигает до 70%, суда



обеспечения зависимы от импорта на 80%, добычное оборудование и плавучие буровые установки – на 90%. Кроме того, 52% рынка технологий для ГРП представлено европейскими компаниями, а отечественное оборудование составляет менее 1%. На долю европейских производителей приходится 56% рынка технологий измерения и исследований во время бурения, рынок роторно-управляемых систем в России зависит от импорта на 100%. [3]

В чем причина того, что почти за десять лет упорной работы импорт все еще играет ведущую роль? В какой-то степени это можно объяснить лояльностью первых санкций и тем, что великая четверка нефтесервисных компаний продолжала работать в России, так или иначе получить необходимое оборудование или технологии было возможно. Остроту вопросу придали события прошлого года, сегодня очевидно, что из иностранного можно получить только оборудование, произведенное в Азии, то, что оно не всегда может заменить европейское, тоже очевидно. Нефтесервисное оборудование можно эксплуатировать

годами, оно морально устаревает, будущие поколения превосходят его по эффективности, но оно продолжает функционировать. А там, глядишь, и санкции ослабят, а то и вовсе отменят, ведь российский рынок сбыта для европейских нефтесервисных компаний был премиальным и они не меньше российских заинтересованы в сотрудничестве (прямое доказательство тому – увеличившиеся на четверть доходы компании SLB, оставшейся в России). Но вряд ли можно на это рассчитывать.

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

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

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

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

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

Литература

- <https://www.rbc.ru/business/03/03/2023/6400bda9a794776690aab52>
- <https://rusgeology.ru/press/news/rosgeologiya-provela-otkrytyy-nauchno-tekhnicheskii-covet-po-teme-importozameshchenie-v-geologorazve/>
- <https://www.kommersant.ru/doc/5845226>
- <https://entran.ru/kommentarij-centra/eksperty-centra-rje-skepticheski-ocenivaet-vozmozhnost-padenija-dobychi-nefti-v-rossii-na-20-iz-za-otsutstvija-dostupa-k-tehnologijam/>
- <https://www.forbes.ru/biznes/485635-eksperty-ocenili-zavisimost-dobychi-nefti-ot-zapadnyh-nefteservisnyh-kompanij>



ГОСДУМА ПРИНЯЛА ЗАКОН О ЦЕНЕ URALS ПРИ РАСЧЕТЕ НДС И НДД

Анастасия Гончаренко

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

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

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

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

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

Рейтинги Neftegaz.RU

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

Как повлияет на экологические проекты новая геополитическая ситуация?

32%

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

37%

Из-за недостатка газа европейские страны возвращаются к использованию угля

26%

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

4%

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

1%

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

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

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

9%

Освоение арктических месторождений замедлится из-за отсутствия современных технологий

29%

Разведка приостановится, но добыча на уже функционирующих промыслах возрастет

16%

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

31%

Арктические проекты очень дорогие, на инвестиции сейчас средств нет

15%

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



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



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

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

Своп на все четыре стороны

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

Налоговый вычет для Газпром нефти

Госдума приняла закон, который, в частности, предоставит Газпром нефти налоговый вычет по НДС

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

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

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

ЛУКОЙЛ-Пермь начал добычу на Гавринском месторождении

ЛУКОЙЛ-Пермь открыл и ввел в эксплуатацию Гавринское месторождение на юге Пермского края. В настоящее время в эксплуатацию введены четыре

скважины с суммарным дебитом 60 т нефти в сутки. Планируемый объем добычи – 16,5 тыс. т в год.

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

Метаниобат лития в промышленном масштабе

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

Эмиратская ADNOC доставила первую партию СПГ в Германию

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

Крупнейшая АГЭУ в России

В Красноярском крае открыли крупнейшую в России АГЭУ. Компания Хевел Энергосервис в дополнение к существующей дизельной генерации построила фотоэлектрическую систему мощностью 2,5 МВт, таким образом,

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

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

суммарная мощность объекта достигла 14,1 МВт. В дневные часы электроэнергия от солнечной электростанции выдается в общую сеть совместно с имеющимися дизель-генераторами, система накопления энергии емкостью 450 кВт в час сглаживает колебания мощности СЭС. Сопряжение солнечной и дизельной электростанций экономит расход дизельного топлива до 12 % от текущего потребления (до 644 т в год).

Новые правила предоставления участков на шельфе

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

В случае поступления двух и более заявок в отношении участка недр Роснедра готовит проекты решений правительства РФ об исключении соответствующего

участка из перечня и о проведении аукциона на право пользования данным участком недр в целях геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии в обычном порядке. Эти проекты представляются на рассмотрение в Минприроды РФ для последующего внесения в правительство.

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

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

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

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

На **60%**

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

В **2,3** раза

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

На **8,5%**

вырос экспорт СПГ из США в 2022 г. **69%** поставок пришлось на Европу

50,51 долл. за барр. составила средняя цена на нефть сорта Urals с 15 января по 14 февраля 2023 г.

255 тыс. т угля

завезет Магаданэнерго для отопительного сезона 2023–2024 гг.

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



600 млрд руб.

дадут бюджету России налоговые инициативы по ограничению нефтяных котировок

136 млрд руб.

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

На **9,7%**

Япония снизила объем импорта СПГ из России в январе

60 новых АЭС

открыла Газпромнефть в России в 2022 г.

До **14,2**

долл. за тонну вырастет с марта экспортная пошлина на нефть в России

50-65 тыс.

российских электромобилей E-Neva планируют выпустить в 2026 г.

200 млрд руб.

вложит Новошахтинский НПЗ в комплексы по производству моторного топлива

3 новые ТЭС

общей мощностью 4633 МВт введут в эксплуатацию в Узбекистане

До **450** млрд руб.

увеличили объем инвестиций Россети в 2022 г.

Более **40** тыс. т

судового топлива в речных портах России составляет запас, который сформировала «Газпром нефть»

1,3 млрд руб.

принесла в бюджет РФ Центральная энергетическая таможня в 2022 г., по результатам проверок ЦЭТ было возбуждено **20** уголовных дел и более **1100** административных

В **13** млрд долл.

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

На **2,54** млн барр./сутки

увеличился спрос на нефть в мире в 2022 г., согласно оценке ОПЕК

На **500** тыс. барр./сутки

Россия сократит добычу в марте 2023 г.

На **20,6** млн тонн

прирастила запасы нефти промышленных категорий Башнефть в 2022 г.

89,2%

выпуска биржевых облигаций «Роснефть» выкупила по оферте

На **37** млн \$

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

ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ: российские и зарубежные разработки

**Никитин
Виктор Викторович**

заместитель начальника
Управления 307/3,
ПАО «Газпром»

**Буслаев
Георгий Викторович**

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

**Романова
Наталья Александровна**

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

**Ламосов
Михаил Евгеньевич**

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

**Гизатуллин
Руслан Рамилевич**

аспирант кафедры бурения
скважин,
Санкт-Петербургский горный
университет

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

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

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

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

В статье проведен анализ современных методов предупреждения гидратообразования, включающих в себя применение ингибиторов термодинамического и кинетического типов и антиагломерантов, препятствующих налипанию частиц гидрата на стенки оборудования. В настоящее время наиболее распространенным в промышленности способом

борьбы с гидратообразованием является использование метанола, что позволяет изменить термодинамические условия образования гидратов. По некоторым оценкам, не менее 30–35 % себестоимости добычи и транспортировки природного газа составляют затраты, связанные с предотвращением гидратообразования. Разработка новых кинетических ингибиторов, удовлетворяющих всем требованиям, позволит значительно снизить расход метанола и повысить эффективность борьбы с техногенными гидратами.

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

Основные сведения о газовых гидратах и связанных с ними осложнениях

Газовые гидраты представляют собой клатратные соединения, в которых молекула газа является гостем, а молекула воды выполняет роль хозяина (структурообразователя). Внешне гидраты выглядят как кристаллические соединения, напоминающие снег. Самые первые упоминания о гидратах относятся к 1810 году, когда сэр Гемфри Дэви получил гидрат хлора, пропуская газ через холодную воду. Впервые гидрат метана был получен в 1888 году Полем Ульришем Вилляром, тогда же были осуществлены первые попытки построения фазовых диаграмм. Среди прочих гидратов гидрат метана наиболее распространен в природе: в 40-х годах двадцатого столетия советские ученые И.Н. Стрижов, М.П. Мохнаткин и Н.В. Черский предположили наличие залежей гидратов природного газа в зоне вечной мерзлоты, а в 1960-е годы были обнаружены крупные запасы в северной части СССР. В 1969 году началась разработка

Мессояхского газогидратного месторождения. Интересно отметить, что около двух тысяч лет назад Мессояхское месторождение полностью состояло из гидратных залежей, а природного газа в традиционной форме не было. Однако по мере нагрева слоев часть метана в результате разложения перешла в форму свободного газа [22].

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

С одной стороны, залежи природного газа в форме гидрата оцениваются более чем в $1,5 \times 10^{16}$ м³ и в разы превышают залежи метана в традиционной форме, в связи с чем их можно рассматривать как альтернативный экологичный источник энергии. С другой стороны, множество осложнений, возникающих при вскрытии пород, строительстве скважин, добыче газа, при его хранении и транспортировке, а также при подготовке газа к переработке, связаны либо с уже присутствующими гидратами в поровом пространстве вскрываемой породы, либо с так называемыми техногенными гидратами, образующимися в добывающих скважинах и в системах сбора и подготовки газа [1, 2].

Решение проблемы газовых гидратов – это сложная и в настоящее время нерешенная до конца задача, которая охватывает практически все процессы газодобывающей промышленности, в связи с чем над этой проблемой трудятся

российские и зарубежные ученые, что отражено в публикациях [1, 27, 35, 36].

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

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

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

УДК 622.279.72



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

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

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

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

- Штуцеры непосредственно после редуцирования газа при давлении примерно 6,5 МПа и температуре ниже 17 °С.
- Обвязка до сепараторов (при интенсивной теплоотдаче от газового потока к грунту) и сами сепараторы (скорость потока на входных патрубках циклонных сепараторов достигает 120 м/с; давление в сепараторах значительно превышает равновесное давление гидратообразования).
- Участки трубопроводов до и после диафрагмы (характерно скопление и налипание ранее образованных и несенных газовым потоком гидратов).
- Шлейфы-газопроводы, подключающие скважины к промысловому газосборному коллектору. Скопление гидратов наблюдается в непосредственной близости от диафрагмы замерного участка – в местах ответвлений (врезанные свечи, шлейфы). Гидраты в шлейфах образуются также на обратных клапанах, в местах установки арматуры.
- Промысловый газосборный коллектор в местах резкого изменения скорости газового потока. Скопление гидратов наблюдается в местах врезок шлейфов скважин в газосборный коллектор, на запорной арматуре, на врезках дрипов и т.д. Гидраты могут также скапливаться и на прямолинейных участках газопроводов. В зависимости от скорости потока гидраты

откладываются в газопроводе в виде спирального кольца или в виде сегмента.

- Концевые линейные краны. С одной стороны, на них действует рабочее давление газосборной сети, с другой – атмосферное. Под таким давлением уплотнительная смазка на пробках кранов и байпасов выдавливается, образуются пропуски газа с резким понижением температуры последнего. Корпус крана или байпас резко охлаждается и образуется застойная зона пониженной температуры. Пары воды, насыщающие газ, конденсируются, и начинается процесс кристаллизации гидратов. Постепенное накопление их приводит к полной закупорке сечения.

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

1. Отсутствие конденсатосборников или нерегулярное их опорожнение.
2. Недостаточно качественная продувка газопроводов перед эксплуатацией.
3. Недостаточная осушка газа перед подачей его в магистральный трубопровод.
4. Вероятность зарождения кристаллов гидрата увеличивается при повышенной шероховатости внутренних стенок трубопроводов.

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

5. На некоторых месторождениях (например, на Ямбургском, Мессояхском, Бованенковском) в последние годы реализуется наземный способ прокладки системы трубопроводов и коллекторов УКПГ, что обусловлено геологическими и температурными особенностями криолитозоны. На Уренгойском месторождении реализована подземная прокладка труб, но с воздушными переходами через неравномерности рельефа. Несовершенство теплоизоляции наземных трубопроводов (или несвоевременное устранение ее повреждений), особенно при низкой

температуре окружающей среды, приводит к снижению температуры газового потока в среднем на 0,25–0,5 градус/км. Кроме того, в связи со снижением объемов добычи, скорость потока в шлейфах понижается, что увеличивает влияние температуры окружающей среды на температуру газа.

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

Способы борьбы с гидратообразованием

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

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

- применение ингибиторов гидратообразования. В качестве ингибиторов чаще всего использовался метанол и гликоли.

Однако эффективность этого метода составляет 38–47 % и, в случае применения термодинамических ингибиторов, отмечается высокий расход ингибиторов и серьезные затраты на их регенерацию;

- промывка теплой водой и горячей нефтью. Эффективность применения составляет 42–57 %;
- спуск греющего кабеля в колонну насосно-компрессорных труб, эффективность составляла 86 %;
- промывка гибкой трубой. Эффективность составляет 100 %.

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

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

Наиболее распространенным способом борьбы с гидратообразованием является использование ингибиторов.

Классификация ингибиторов гидратообразования

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

Ингибиторы термодинамического действия

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

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

Наиболее часто в качестве ингибитора термодинамического действия использует метанол, его гомологи, гликоли (чаще всего диэтиленгликоль, применяемый в том числе в качестве абсорбента

при осушке газов на промысле) и водные растворы солей.

Метанол получил наиболее широкое распространение благодаря следующим свойствам.

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

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

- Метанол также возможно использовать для ликвидации неплотных гидратных пробок в трубопроводах, скважинах,

теплообменниках, коллекторах и т.д. Это обстоятельство обуславливает его более широкое применение по сравнению с прочими термодинамическими ингибиторами.

- Кроме перечисленных преимуществ, метанол имеет низкую растворимость в газовом конденсате, что позволяет снизить стадийность схем его регенерации на промыслах, и малую коррозионную активность, благодаря которой можно обойтись без введения дополнительных антикоррозионных агентов.

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

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

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

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

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

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

Кроме высокой токсичности, у метанола есть еще одно ограничение, связанное с его высокой летучестью, что сопряжено с большими потерями метанола с газовой фазой. Для решения этой проблемы было предложено использовать метанол в смеси с его высшими гомологами, а также с другими, менее летучими соединениями, например гликолями. В [1] приведен подробный анализ составов ингибиторов, содержащих в себе метанольные фракции, смешанные с другими компонентами, как правило, получающимися при их совместных производствах и являющихся примесными. Показано, что некоторые из них, например эфиральдегидная

фракция, ацетон и сивушные масла, снижают ингибирующую способность смеси, в то время как другие (метилэтилкетон, диметилсульфоксид), напротив, усиливают ингибирующие свойства.

Высокая летучесть метанола обуславливает его большой расход на месторождениях. Численное значение расхода варьируется в зависимости от добываемого газа и способа последующей подготовки к транспортировке, которые с точки зрения гидратообразования не являются равнозначными. Так, согласно [15], для газа сеноманской залежи при осушке его методом абсорбции или адсорбции удельные показатели потребления метанола составляют 30–50 г/1000 м³, при низкотемпературной сепарации с детандер-компрессорным агрегатом среднего давления расход метанола намного выше вследствие низких температур и составляет 400–1200 г/1000 м³ газа.

Для валанжинского газа при последующей низкотемпературной сепарации, средний удельный расход метанола составляет 1500–1800 г/1000 м³, а для валанжинского газа при низкотемпературной сепарации с турбодетандерным агрегатом при температуре минус 70 °С, расход метанола достигает 2000–2500 г/1000 м³ газа.

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

Таким образом, метанол получил широкое распространение как реагент, применяемый для борьбы с техногенными гидратами, но он не лишен недостатков. Однако на действующих месторождениях невозможно полностью отказаться от метанола

по причине существующей системы метанолопроводов, обеспечивающей централизованное распределение метанола по различным точкам УКПГ и кустам скважин.

После спиртов вторым наиболее распространенным классом химических соединений, используемых в качестве ингибитора гидратообразования термодинамического типа, являются гликоли. Чаще всего применяется диэтиленгликоль (ДЭГ). Он существенно снижает температуру гидратообразования (на 30–40 °С в зависимости от концентрации), малотоксичен и благодаря значительно меньшей летучести по сравнению с одноатомными спиртами его потери невелики и составляют по разным оценкам 10–40 мг/м³ (в основном за счет уноса капельной жидкости). Одновременно диэтиленгликоль используется в качестве поглотителя при абсорбционной осушке газов.

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

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

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

Кроме перечисленных выше спиртов, значительный интерес с точки зрения борьбы с гидратообразованием представляют собой раствор моно-, ди-

и трипропиленгликолей в воде. Состав реагента разработан в Азербайджане. Опытные промышленные испытания показали, что температура начала гидратообразования на 5–10 °С ниже, чем при применении водного раствора ДЭГ той же концентрации, а взаимная растворимость в углеводородном конденсате примерно на 20% ниже по сравнению с ДЭГ.

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

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

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

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

образовавшиеся гидраты больше напоминают желеподобную текучую массу, нежели слипшиеся твердые хлопья, таким образом, данный состав одновременно работает как ингибитор гидратообразования термодинамического типа и антиагломерат, поэтому его дальнейшие исследования представляют особый интерес. Сотрудники РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

совместно с китайскими коллегами также предложили мочевины в качестве альтернативного ингибитора термодинамического типа. Мочевина обладает малой токсичностью и низкой летучестью, однако ученые отмечают, что ингибирующая способность мочевины в два раза ниже, чем метанола.

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

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

Ингибиторы кинетического действия

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

Поэтому учеными [38, 39] нашей страны ведутся исследования в области разработки новых ингибиторов гидратообразования кинетического типа, использование

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

Учеными компании British Petroleum в 1991 году были предложены алканполигликозиды в качестве кинетических ингибиторов. Именно

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

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

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

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

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

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

В работе [28] сотрудниками Казанского федерального университета при исследовании кинетики гидратообразования был обнаружен интересный факт об этилендиаминтетрауксусной

кислоте: в зависимости от числа углеродных атомов в углеводородной части молекулы вещество может проявлять как каталитические, так и ингибирующие свойства. Если число углеродных атомов меньше трех или больше шести, то реагент проявляет каталитические свойства, а при числе атомов углерода четыре или пять в составе молекулы, она обладает ингибирующим действием. Таким образом, ингибиторы кинетического действия имеют ряд преимуществ, таких как:

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

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

В настоящее время ужесточаются требования природоохранных организаций к экологическим характеристикам продукции, разрабатываемым технологиям и применяемым вспомогательным реагентам, в связи с чем необходимо особо подчеркнуть важность вопроса о биоразложении кинетических ингибиторов. Большинство органических соединений, используемых в нефтяной промышленности,

должны быть проверены на биоразложение в морской воде и токсичность для морских организмов. По результатам тестов соединениям присваивается черная, красная, желтая и зеленая экологические категории [19]. В рамках OSPAR (конвенция о защите морской среды Северо-Восточной Атлантики, была принята в 1998 году в Евросоюзе), рекомендаций которой придерживаются в большинстве ведущих добывающих регионов мира, принято требование о более чем 20 % биodeградации

в 28-дневном тесте OECD 306 – «Биоразлагаемость в морской воде».

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

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

поливиниловым спиртам, полиэфирам, полиуретанам, полисахаридам, эфирам целлюлозы и другим полимерам [19].

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

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

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

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

Согласно рекомендациям, изложенным в [1], наиболее целесообразно кинетические

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

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

Антиагломеранты

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

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

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

не нарушают естественную проницаемость призабойной зоны.

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

Обсуждение результатов анализа

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

Процесс доставки метанола на объекты газовой промышленности требует строгого соблюдения мер

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



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

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

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

широком смысле их можно назвать веществами, препятствующими образованию и агломерации гидратов.

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

На базе Горного университета имеется лаборатория с экспериментальной установкой, представляющей собой реактор-

автоклав Gas Hydrate Autoclave GHA 350 и систему подготовки модельного газа (рис. 1), позволяющей проводить исследования образования гидратов при температурах от -10 до 60 °С и давлении до 35 МПа.

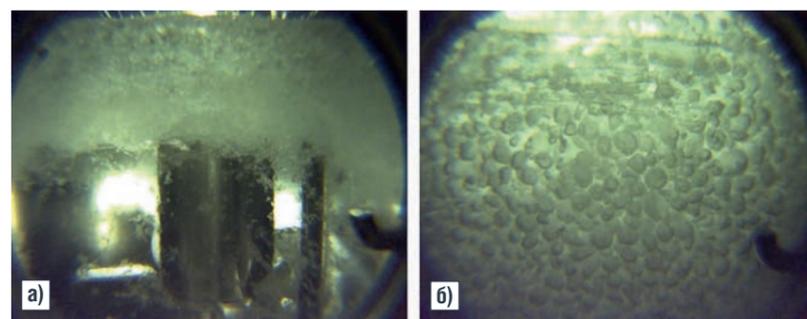
Методология исследования заключается в анализе изменения давления и температуры в замкнутом объеме автоклава при охлаждении с образованием гидрата с последующим медленным нагревом до полной диссоциации гидрата при перемешивании в ламинарном режиме. Этот метод позволяет с достаточной точностью определить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

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

Заключение

Выявлено, что проблема гидратообразования при закачивании скважин не до конца изучена, так как внедряются новые технологии и системы технологических жидкостей, которые могут вести себя непредсказуемо и ускорять процесс образования газовых гидратов либо сдвигать равновесную

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



кривую в сторону более высоких температур. Известны случаи гидратообразования в НКТ при промывке и испытании скважины. Обработка призабойной зоны метанолом и добавление его к потоку малоэффективна, так как метанол в достаточной для ингибирования концентрации при промывке выносится первым, а затем его концентрация значительно снижается, и он начинает интенсифицировать процесс роста гидратов. Это подтверждается проведенными исследованиями в Российской Федерации (в том числе в Горном университете) и за рубежом.

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

Литература

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 509 с.
2. Sloan Jr., E.D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. (2003) *Nature*, 426 (6964), pp. 353–359. doi: 10.1038/nature02135.
3. Wang, R., Sun, H., Sun, J., Qu, Y., Zhang, J., Shi, X., ... Guo, D. (2019). Effect of dissolution and dispersion conditions of VC-713 on the hydrate inhibition. *Journal of Chemistry*, 2019 doi:10.1155/2019/3547518.
4. Ning, F., Zhang, L., Tu, Y., Jiang, G., Shi, M. Gas-hydrate formation, agglomeration and inhibition in oil-based drilling fluids for deep-water drilling // (2010) *Journal of Natural Gas Chemistry*, 19 (3), pp. 234–240. doi: 10.1016/S1003-9953(09)60077-3.
5. Моноэтиленгликоль как ингибитор газовых гидратов: термодинамический анализ / Д.В. Сергеева, В.Б. Крапивин, В.А. Истомин [и др.] // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. – 2021. – № 2(47). – С. 155–163. – EDN ZNBNU.I.
6. Фаресов А.В., Пономарёв А.И., Круглов Е.А., Баряев А.П. Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО «Сургутнефтегаз» – *Вести газовой науки* – № 2 (26) / 2016 «Актуальные проблемы добычи газа».
7. Якушев В.С. Формирование скоплений природного газа и газовых гидратов в криолитозоне: автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук / НИИ природных газов и газовых технологий. – М., 2009. – 47 с. – Библиогр.: с. 41–47.
8. Перлова Е.В., Микляева Е.С., Леонов С.А., Ткачёва Е.В., Ухова Ю.А. Газовые гидраты полуострова Ямал и прилегающего шельфа Карского моря как осложняющий фактор освоения региона // *Вести газовой науки*. 2017. № 3 (31). С. 255–262.
9. Чистяков В.К. Геотехнологические опасности при поисках, разведке и эксплуатации месторождений

- природных газовых гидратов // *Геол. и полезн. ископаемые Миров. океана*. – 2008. – № 3. – С. 103–112.
10. Якуцени В.П. Газогидраты – нетрадиционное газовое сырьё, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2013. – Т. 8, № 4.
11. Нагаева С.Н. Разрушение гидратных пробок в затрубном пространстве добывающих скважин с помощью установки индукционного нагрева / С.Н. Нагаева, Д.В. Пестриков // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2020. – № 2 (82). – С. 71–76. – EDN ANPNVY.
12. RU 2 398 956 С1 МПК. E21B 37/00(2006.01) Способ ликвидации парафино-гидратных пробок в нефтегазовых скважинах и устройство для его осуществления. Кузнецов В.А. (RU) Патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «НТ» (RU). Опубликовано: 2010.09.10.
13. Экологические аспекты малотоннажного производства метанола в газодобывающих районах Крайнего Севера / Р.Р. Юнусов, С.Н. Шевкунов, С.А. Дедовец и др. // *Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности (Теоретические и прикладные аспекты)*. – М.: ГЕОС, 2007. С. 152.
14. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Геосфера, 1999. 475 с.
15. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. 2007. № 2. 25 с. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_d_1.pdf
16. <https://neftegaz.ru/news/oilfield/627552-dlya-proizvodstva-metanola-na-yurkharovskom-mestorozhdenii-budet-postroen-blok-seroostchiki-prirodno/>
17. Башкин В. СН3ОН – Экологически риски и методы их предотвращения / В. Башкин, Р. Галиулин, Р. Галиулина, А. Грунвальд // *Деловой журнал Nefttegaz.RU*. – 2015. <https://neftegaz.ru/science/ecology/331712-ch3oh-ekologicheski-riski-i-metody-ikh-predotvrashcheniya/>
18. Пат. 976035 СССР Состав для борьбы с гидратообразованием при добыче и транспорте природного газа. Гафарова, Макогон, Маленко. Опубликовано: 23.11.82.
19. Wennberg A. C. Biodegradation of selected offshore chemicals. A. C. Wennberg, K. Petersen, M. Grung. *Norwegian Environment Agency*. – 2017. – p. 118 – ISBN: 978-82-577-6953-6.
20. Del Villano L., Kommedal R., Kelland M.A. Class of Kinetic Hydrate Inhibitors with Good Biodegradability // *Energy Fuels*. 2008. V. 22. Pp. 3143–3149.
21. Chua P.C., Sæbø M., Lunde A., Kelland M.A. Dual Kinetic Hydrate Inhibition and Scale Inhibition by Polyaspartamides // *Energy Fuels*. 2011. V. 25. Pp. 5165–5172.
22. Makogon, Y.F., Holditch, S.A., Makogon, T.Y. Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century // (2007) *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 56 (1-3), pp. 14-31. doi: 10.1016/j.petrol.2005.10.009.
23. D. R. McConnell, Z. Zhang, and R. Boswell, "Review of progress in evaluating gas hydrate drilling hazards," *Marine and Petroleum Geology*, vol. 34, no. 1, pp. 209–223, 2012.
24. Go, W., S. Yun, D. Lee, and Y. Seo. 2022. "Dipeptides as Environmentally Friendly CH4 Hydrate Inhibitors: Experimental and Computational Approaches." *Fuel* 329. doi:10.1016/j.fuel.2022.125479.
25. Колчин А.В. Повышение эффективности использования метанола в магистральной системе транспорта газа на этапе подготовки / А.В. Колчин, Г.Е. Коробков, А.П. Янчушка, К.Ш. Ямалетдинова // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. – 2018. – №1. – С. 102–108.
26. Минигулов Р.М. Предупреждение гидратообразования в системах сбора и промысловой подготовки газа Заполярного месторождения / Р.М. Минигулов, И.В. Лебенкова, А.П. Баскаков, В.А. Истомин, В.Г. Квон // *Газовая промышленность. Газовые гидраты* – М.: ООО «АКАДЕМНАУКА», 2016. – № 2. – С. 62–64.
27. Yang, J., A. Hassanpouryouzband, B. Tohidi, E. Chuvilil, B. Bukhanov, V. Istomin, and A. Cheremisin. 2019.

- "Gas Hydrates in Permafrost: Distinctive Effect of Gas Hydrates and Ice on the Geomechanical Properties of Simulated Hydrate-Bearing Permafrost Sediments." *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 124 (3): 2551–2563. doi:10.1029/2018JB016536.
28. Pavelyev, R.S., S.E. Gainullin, M.E. Semenov, Y.F. Zaripova, V.V. Yarkovoi, A.I. Luneva, A. Farhadian, and M.A. Varfolomeev. 2022. "Dual Promotion-Inhibition Effects of Novel Ethylenediaminetetraacetic Acid Bisamides on Methane Hydrate Formation for Gas Storage and Flow Assurance Applications." *Energy and Fuels* 36 (1): 290–297. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c03381
29. Ширяев, Е.В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Каменномыское море» / Е.В. Ширяев. – Текст: непосредственный // *Молодой ученый*. – 2015. – № 17 (97). – С. 323–326. – URL: <https://moluch.ru/archive/97/21694/>
30. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаграт В.М. Сравнительная характеристика ингибиторов гидратообразования, используемых в газовой промышленности // *Булатовские чтения. Сборник статей*. 2019 г. С. 152–156.
31. Китаев С.В. и др. Исследование эффективности ингибиторов гидратообразования в процессе добычи и транспорта углеводородов в морских условиях // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2021. Т. 332. № 2. С.190–199.
32. Тройникова А.А. и др. Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов // *HTC Вести газовой науки*, № 2 (30) / 2017, с. 104–109.
33. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М.: Недра, 1986. – 283 с.
34. Рзаметов К.С., Усманова Ф.Г. Влияние состава пластовой воды на образование газогидратов. Практические аспекты нефтепромысловой химии. Сборник тезисов докладов VII Международной научно-промысловой конференции. – Уфа: БашНИПИнефть, 2017. – С. 153–156.
35. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с. – ISBN 5-247-02442-7.
36. Гидраты природного газа: справочное пособие: перевод с английского / Джон Кэрролл; науч. ред. Золотоус А.Н., Бучинский М.Я. – Москва: Премимум Инжиниринг: Technopress, 2007., 289 с.: ил., табл.; 25 см. (Серия «Промышленный инжиниринг»); ISBN 978-5-903363-05-6/
37. Шахмаев Р.Н., Сунагатуллина А.Ш., Зорин В.В. Биодegradуемые кинетические ингибиторы гидратообразования // *Прикладные и академические исследования* 2016, т. 15, № 2, с.147–153.
38. Жуков А.Ю. и др. Применение кинетических ингибиторов образования газовых гидратов в процессах нефте- и газодобычи: текущее состояние и перспективы развития // *Химия и технология топлив и масел*, № 3 2017, с. 53–56.
39. Семёнов А.П. и др. Кинетический ингибитор гидратообразования. Патент РФ № 2677494С1. Заявка 2017142149. Дата подачи заявки: 04.12.2017 г. Опубликовано: 17.01.2019 г.
40. Торгашин А.С. Ингибитор гидратообразования-антиагломерант. Патент РФ № 2735819. Заявка 2019145743. Дата подачи заявки: 31.12.2019 г. Опубликовано: 09.11.2020 г.
41. Semenov, A.P., Medvedev, V.I., Gushchin, P.A., & Yakushev, V.S. (2015). Effect of heating rate on the accuracy of measuring equilibrium conditions for methane and argon hydrates. *Chemical Engineering Science*, 137, 161–169.
42. Ладьгин К.В., Цукерман М.Я., Стомпель С.И. Метанол в газодобыче: снижение экологических рисков // *Экология производства*. – 2014. – № 4. – С. 47–49.
43. Кузьмин А.М., Улманис А.А., Ценева С.Н., Буслав Г.В., Морин А.А. Технико-экономическая оценка технологии малотоннажного производства метанола при парциальном окислении природного газа воздухом / *Сетевое издание «Нефтегазовое дело»*, № 1, 2022. pp. 144–169.

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

Полная версия журнала
доступна по подписке